

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)

Stadtwerke Detmold GmbH

Marktrolle:

VNB

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		<p>Im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetz vor dem Hintergrund der Entscheidung des EuGH vom 02.09.2021 kommt der BNetzA eine bedeutende und verantwortungsvolle Aufgabe zu. Die Neujustierung des nationalen Regulierungsrahmens ist eine sehr komplexe Herausforderung, deren Ergebnis maßgeblich für das Gelingen der Energiewende und den weiteren Ausbau und Betrieb der Verteilernetze in Deutschland sein wird. Insoweit begrüßen wir den derzeitigen Austausch mit der BNetzA in Form der durchgeführten – und auch noch anstehenden – Konsultationen und insbesondere auch das Format der regelmäßigen Branchendialoge. Wir würden es im Übrigen begrüßen, wenn diese Formate beibehalten werden, um auch zeitnah und sachgerecht auf zukünftig erforderlich werdende Änderungen des regulatorischen Rahmens reagieren zu können.</p> <p>Gleichwohl ist zu konstatieren, dass jedenfalls teilweise Zweifel an dem im Eckpunktepapier NEST von Ihrer Behörde in Aussicht gestellten „ergebnisoffenen Diskussions- und Erörterungsprozess“ entstehen, wenn seitens der BNetzA auf die Kritik der Branche zu einzelnen Gesichtspunkten überhaupt nicht eingegangen wird, sondern schlicht die bereits im Eckpunktepapier NEST formulierten Standpunkte der BNetzA wiederholt werden.</p> <p>Zudem wird zunehmend die methodische Schwachstelle des angedachten Festlegungssystems erkennbar, die erforderlichen Regelungen jeweils in gesonderten Methodikfestlegungen zu treffen. Durch diese themenbezogene Einzelbetrachtung der jeweiligen Elemente der Anreizregulierung gerät die funktionale Gesamtwertung des Regulierungssystems aus dem Fokus. Die Elemente der Anreizregulierung können aufgrund ihres Zusammenwirkens nicht losgelöst voneinander final bewertet werden. Der Blick muss auf das ganzheitliche Zusammenwirken der verschiedenen Instrumente in dem zu schaffenden Gesamtmodell der Anreizregulierung gerichtet werden. Dies wird jedoch durch eine sukzessive, gestufte Struktur der jeweiligen Instrumente in gesonderten Methodikfestlegungen ganz erheblich erschwert. Diese Aufteilung der vorgesehenen Regelungen in verschiedene Festlegungen verhindert eine umfassende Bewertung und erschwert die Schaffung eines transparenten und effizienten Rechtsrahmens sowohl für die Branche als auch für potentielle Investoren.</p> <p>Beispielhaft sind hier die kalkulatorischen Nutzungsdauern für Anlagegüter im Gasbereich und die Länge der zukünftigen Regulierungsperioden zu nennen:</p> <p>Die BNetzA hat Regelungen zu den Nutzungsdauern für die laufende 4. Regulierungsperiode im gesonderten Festlegungsverfahren KANU 2.0 vorgezogen; Ihre Behörde trifft jedoch im vorliegenden Eckpunktepapier keine Aussagen über die kalkulatorischen Nutzungsdauern ab der 5. Regulierungsperiode.</p> <p>Die Vereinfachung und Pauschalisierung des Prüfungsrahmens und die verfassungsrechtlich gebotene Einzelfallgerechtigkeit stehen immer in einem Spannungsverhältnis. Derzeit ist noch völlig offen, welche Dauer die zukünftigen Regulierungsperioden haben sollen.</p>	
2	2. Regelungsbereich der Festlegungen		<p>Unser Unternehmen begrüßt ausdrücklich das Bestreben der BNetzA, bei der Neufestlegung des entgeltregulatorischen Rahmens die besonderen Herausforderungen, denen sich Gasnetzbetreiber mit Blick auf den Dekarbonisierungsprozess ausgesetzt sehen, zu berücksichtigen (vgl. Eckpunktepapier, S. 6).</p> <p>Hierbei weist die BNetzA zutreffend darauf hin, dass sich „im Rahmen der Gastransformation für den Gasbereich gesonderte Anforderungen hinsichtlich der zukünftigen Ausgestaltung der Abschreibungsmodalitäten“ ergeben (Eckpunktepapier, S. 12). Soweit Sie in diesem Zusammenhang auf die Inhalte des Festlegungsverfahrens KANU 2.0 (Az. GBK-24-02-2#1) verweisen, überrascht dies jedoch. Denn nach dem derzeitigen Konsultationsstand soll es sich bei der Festlegung KANU 2.0 um eine bis zum Ende der 4. Regulierungsperiode (31.12.2027) befristete Übergangsregelung handeln; das vorliegende Eckpunktepapier adressiert hingegen die Ausgestaltung der Methode zur Bestimmung des Ausgangsniveaus im Gasbereich ab der 5. Regulierungsperiode (ab 01.01.2028).</p> <p>Nach unserer Auffassung gilt es, Rechts- und Planungsunsicherheiten in der für unser Unternehmen ohnehin anspruchsvollen Übergangsphase zur Treibhausgasneutralität grundsätzlich zu vermeiden. Das Eckpunktepapier lässt jedoch für unser Unternehmen wesentliche Fragen – insbesondere welche Bedeutung der Abschreibungsmodalität im mutmaßlichen Basisjahr 2025 zukommt und ob auch nach dem Übergangszeitraum, d.h. ab dem Jahr 2028, ein Transformationselement als additiver Faktor in der Regulierungsformel zur Anwendung kommen wird – gänzlich unbeantwortet.</p> <p>Um bereits jetzt einen für Netzbetreiber und Investoren belastbaren Rechtsrahmen zu schaffen, sollten daher die Grundelemente aus der konsultierten Festlegung KANU 2.0 – insbesondere die zeitliche und räumliche Flexibilität zur Bestimmung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und das Transformationsmodell – mit in die GasNEF einfließen.</p>	
3	3. Grundsätze zur Bestimmung des Ausgangsniveaus		<p>Nach dem Eckpunktepapier beabsichtigt die BNetzA, die in § 6 Abs. 2 Satz 1 ARegV enthaltene Regelung zu Besonderheiten des Basisjahres „sinngemäß beizubehalten und fortzuentwickeln“ (Eckpunktepapier, S. 7). Zugleich führen Sie in diesem Zusammenhang jedoch aus, dass sich „spezielle Maßstäbe“ nicht vorab bestimmen ließen und die Bewertung einer Position als Besonderheit des Basisjahres stattdessen weiterhin einer „individuellen Beurteilung“ durch die zuständige Behörde obliegen solle.</p> <p>Dies erscheint widersprüchlich; die Fortschreibung der derzeitigen Regelung wäre – insbesondere auch unter Beachtung der zu § 6 Abs. 2 Satz 1 ARegV ergangenen Rechtsprechung – für die Behörden und Netzbetreiber nachvollziehbar und praktikabel. Eine „Fortentwicklung“ ohne die Setzung von Maßstäben erscheint insoweit widersprüchlich. Im Übrigen bedarf es der vorherigen Setzung von Maßstäben; eine jeweils „individuelle Beurteilung“ ohne einen Abgleich an abstrakten Maßstäben würde letztlich zu willkürlichen und damit unzulässigen Entscheidungen führen.</p> <p>Festzuhalten ist ferner, dass eine solche Regelung in der Strom/GasNEF sachwidrig wäre, da es sich um eine Sonderregelung für die Anreizregulierung handelt. Dies ergibt sich bereits aus dem Wortlaut der</p>	
4	4.2. Kosten von Verpächtern und Dienstleistern		<p>Der Ansatz Ihrer Behörde, auf den Minimumabgleich bei der Prüfung von Verpachtungsfällen künftig zu verzichten, ist zu begrüßen.</p> <p>Neben der ohnehin lediglich geringen praktischen Relevanz spricht hierfür insbesondere der Eingang der Kapitalkosten in Pachtverhältnissen vor dem Hintergrund der Zinswende. Soweit ein Verpächter gegenüber dem Pächter bzw. Netzbetreiber genau die Kapitalkosten als Entgelt abrechnet, die der Netzbetreiber in seiner Erlösobergrenze zugestanden bekommt, dann ergibt sich bei steigendem Zinsniveau, dass im kommenden Basisjahr systematisch ein Minimumabgleich zum Tragen kommen würde, ohne dass ein solcher gerechtfertigt wäre (vgl. hierzu nachfolgendes systematisches Schaubild am Beispiel Stromnetz in gesonderter Zeile).</p> <p>Vor dem Hintergrund von volatilen Zinsentwicklungen wäre eine Kappung i. R. d. Minimumabgleichs der gestiegenen höheren Zinsen nicht sachgerecht; wir befürworten daher die Abschaffung des Minimumabgleichs im Pachtverhältnis.</p> <p>Die Begrenzung der anerkennungsfähigen aufwandsgleichen Kosten für überlassene Infrastruktur auf bestimmte, enumerativ aufgezählte, Positionen begegnet nach unserer Auffassung keinen grundsätzlichen Bedenken.</p>	

5	4.2. Kosten von Verpächtern und Dienstleistern	systematisches Schaubild am Beispiel Stromnetz	<p>Das Diagramm zeigt die Zinssätze in den Regulatorperioden 2021 bis 2034. Die Zinssätze in 4. RP (3,05%) und 5. RP (5,13%) sind dargestellt. Die Zinssätze für die jährliche Pacht (3,05%) und die anerkannten Kosten in 5. RP (3,05%) sind ebenfalls dargestellt. Ein Textfeld erklärt, dass dies systematisch zu einer Erhöhung der Zinssätze für Netzbetreiber führt.</p>	
6	4.3. Aufwandsgleiche Kostenpositionen		<p>Grundsätzlich ist eine solche Vereinfachung zu begrüßen; allerdings ist diese Einschränkung der Berücksichtigungsfähigkeit selbstverständlich nur auf solche Kostenpositionen zu beschränken, bei denen empirisch die von Ihnen aufgestellten Tatsachenvoraussetzungen auch nachweisbar vorliegen.</p> <p>Dies ist jedenfalls für einzelne der von Ihnen aufgeführten Kostenpositionen gerade nicht der Fall:</p> <p>So konnte in Bezug auf die Kosten, welche durch den Ausgleich von Mehr- und Mindermengen sowie den Differenzbilanzkreis entstehen, ein solcher „ausgleichender Effekt“ in den letzten Jahren gerade nicht festgestellt werden. Vielmehr verstärkt sich derzeit die bereits in der Vergangenheit gegebene Tendenz, dass der Ausgleich von Mehr- und Mindermengen sowie Differenzbilanzkreise (negative) Auswirkungen auf die Jahresergebnisse der Netzbetreiber hat und teilweise zu einem Jahresverlust in nicht unerheblicher Höhe geführt hat.</p> <p>Die beschriebene Tendenz lässt sich durch mehrere Faktoren begründen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Steigende / Volatile Strompreise Das Risiko bei den Mehr-/Mindermengen sowie dem Differenzbilanzkreis setzt sich aus zwei Komponenten, nämlich Menge und Preis, zusammen. Der Preis kann durch die Netzbetreiber weder positiv noch negativ beeinflusst werden. Sowohl die Mehr-/Mindermengenpreise als auch die Preise für Ausgleichsenergie, welche für die monetäre Bewertung der Differenzbilanzkreise herangezogen werden, sind sehr stark durch externe Faktoren beeinflusst. Die teilweise unsichere politische Lage, steigende Gaspreise sowie der Zubau volatiler Energieerzeugung führen zu zunehmend volatilen und in der Tendenz steigenden Energiepreisen. Bei steigenden Preisen ergibt sich ein Defizit auch bei gleichbleibenden Mehr-/Mindermengen; bei einer volatilen Preisentwicklung besteht für den Ausgleich des Differenzbilanzkreises ein erhöhtes finanzielles Risiko für den Netzbetreiber. - Verändertes Verbrauchsverhalten Durch die Auswirkungen der Energiewende stehen Netzbetreiber vor der Herausforderung, mit den neuen Möglichkeiten der individuellen Erzeugung sowie des Verbrauchs und dem daraus resultierenden Abnahmeverhalten der Verbraucher umzugehen. Die Möglichkeit von Homeoffice, der Betrieb von Elektrofahrzeugen und Ladesäulen sowie auch die Verbreitung von Wärmepumpen und Speichern haben das Verbrauchsverhalten der Endkunden massiv verändert. Die ursprünglich zur Prognose des Stromverbrauchs von SLP-Kunden entwickelten Profile entsprechen in weiten Teilen nicht mehr dem in der Praxis stattfindenden Verbrauch. Ob eine individuelle Anpassung der Lastprofile durch die einzelnen Netzbetreiber sinnvoll und branchenweit umsetzbar ist, kann bezweifelt werden. Eine branchenweite Anpassung der Lastprofile durch eine zentrale Stelle ist derzeit nicht abzusehen. Die dadurch resultierenden Abweichungen in den Prognosen erhöhen das Risiko bei der Mehr-/Mindermengenaufrechnung sowie dem Differenzbilanzkreis erheblich. 	
7	4.4.2. Übergangsregelung		<p>Wir begrüßen die Absicht der BNetzA, im Falle der Einführung eines reinen Realkapitalerhaltungssystems zur kalkulatorischen Bewertung des Sachanlagevermögens einen Kompensationsmechanismus einzuführen. Insoweit teilen wir Ihre Einschätzung, dass Vermögensnachteile – die sich aus dem Wegfall der fortlaufenden Tagesneuwertindizierung bei den kalkulatorischen Abschreibungen und der Verzinsungsbasis ergeben – angemessen auszugleichen sind.</p> <p>Hinsichtlich der von der BNetzA als vorzugswürdig erachteten Übergangsregelung, die eine Neubewertung der Altanlagen „mit dem bislang angewendeten netzbetreiberspezifischen Eigenkapitalanteil - maximal in Höhe von 40 % - auf Tagesneuwertbasis“ vorsieht, möchten wir folgendes anmerken:</p> <p>Der derzeit von Ihnen vorgesehene „Maximalansatz“ hätte zur Folge, dass die kalkulatorische Eigenkapitalquote netzbetreiberindividuell anhand von vergleichbaren Regelungen zu § 7 Strom-/GasNEV zur Bestimmung des TNW-Anteils nochmals einmalig zu ermitteln wäre. Unser Unternehmen müsste folglich für die kommenden Basisjahre nochmals in umfassender Form die Bilanzposten mit verzinslichem Fremdkapital, Abzugskapital, Umlaufvermögen und ggf. Kapitalausgleichsposten darlegen. Dies müsste wiederum durch die Regulatorbehörden überprüft werden und liefe dem von Ihrer Behörde mit der Einführung eines WACC-Ansatzes verfolgten Ziel, eine „höhere Transparenz und Vergleichbarkeit herzustellen“ sowie „unnötigen Verwaltungsaufwand“ zu vermeiden (vgl. Eckpunktpapier, S. 16) offensichtlich zuwider. Insoweit wäre die von Ihrer Behörde angestrebte Vereinfachung erst für die nachfolgenden Basisjahre umsetzbar. Wir regen daher an, für die Übergangsregelung anstelle eines „Maximalansatzes“ eine pauschale EK-Quote i.H.v. 40 % festzulegen.</p> <p>Sollte kein pauschaler Ansatz zum Tragen kommen, würde nicht nur ein erheblicher zeitlicher Aufwand auf Seiten der Netzbetreiber und Regulatorbehörden entstehen. Vielmehr ist darüber hinaus festzuhalten, dass im Falle der konkreten, individuellen Ermittlung der Eigenkapitalquote dem kommenden Basisjahr sogar eine herausragende Bedeutung zukäme, die einem sachgerechten Ausgleich entgegenstehen würde. So würde die Quote der Basisjahre 2025/6 für die Umstellung maßgeblich und damit den TNW-Anteil als €-Betrag in allen nachfolgenden Berechnungen der Restwerte und Abschreibungen der jeweiligen anlagengruppenspezifischen Jahresscheiben die modifizierten AHK fixieren.</p> <p>Um zu einer sachgerechten Quote zu gelangen wäre zu bedenken, eine vergangenheitsorientierte Betrachtung von früheren Eigenkapitalquoten aus den vorherigen Kostenprüfungen mit einzubeziehen. Anderenfalls würden Unternehmen ggf. aufgrund einer lediglich im Basisjahr 2025/6 einmalig schlechteren Eigenkapitalquote im kommenden Basisjahr für alle noch betroffenen zukünftigen Regulatorperioden Nachteile entstehen. Dies gilt es mit Blick auf den Umstand, dass Besonderheiten des Basisjahres bei der Ermittlung des Basisjahres auch zukünftig unberücksichtigt bleiben sollen (vgl. so ausdrücklich im Eckpunktpapier, S. 7), zu vermeiden.</p> <p>Die einfachste und damit effizienteste Lösung für die Ermittlung einer sachgerechten Größe wäre eine Festschreibung der Eigenkapitalquote auf den zulässigen Ansatz von pauschal 40 %. Diese Vorgehensweise würde sowohl den Verwaltungsaufwand für eine erneute Bestimmung der tatsächlichen Eigenkapitalquote vermeiden und auch dann zu sachgerechten Ergebnissen führen, wenn die Die von der BNetzA beabsichtigte Streichung nicht mehr benötigter Anlagegruppen verstehen wir unter Beachtung des Grundsatzes der Stetigkeit und des Hinweises im Eckpunktpapier, dass Änderungen „für neue Anlagen (...) zur Anwendung kommen“ nicht als Regelung zur Umgruppierung von bestehenden Anlagen die bis Inkrafttreten der StromNEF und GasNEF bereits gruppiert sind. Sofern dem entgegen auch die Bestandsanlagen von der Änderung der Anlagegruppen umfasst sein sollen, bitten wir um einen klarstellenden Hinweis sowie Erwägungen, wie eine Umgruppierung bestehender Anlagen nach dem Wegfall von Anlagegruppen ausgestaltet werden soll.</p> <p>Im Übrigen begrüßen wir die beabsichtigte Abbildung der Notstromaggregate durch eine gesonderte Anlagegruppe.</p>	
8	4.5.1. Neue Anlagegruppen (Strom)			

10	4.5.2. Nutzungsdauern (Strom)	I	<p>Während die kalkulatorischen Nutzungsdauern nach der derzeit konsultierten Festlegung KANU 2.0 richtigerweise flexibilisiert werden sollen und die Netzbetreiber damit unternehmens-, bedarfs- und anlagenindividuell die Nutzungsdauern bestimmen können, soll die im bisherigen Rahmen bestehende unternehmerische Freiheit bei der Bestimmung der kalkulatorischen Nutzungsdauern im Strombereich abgeschafft werden.</p> <p>Eine tragfähige Begründung hierfür ist bisher nicht ersichtlich. So mag eine deutliche Mehrheit von Netzbetreibern derzeit den unteren Rand dieser Nutzungsdauern heranziehen; mit Blick auf die Vergleichmäßigung und zeitliche Verteilung der Kosten aus dem Um- und Ausbau der Elektrizitätsverteilernetze bleiben jedoch auch weiterhin längere Nutzungsdauern im höchsten Maße sinnvoll. Netzbetreiber, die bisher von abweichenden Nutzungsdauern Gebrauch gemacht haben, müssten gegen das Prinzip der Stetigkeit einen Wechsel der Nutzungsdauer vornehmen. Hierzu bedarf es sachgerechter Gründe; allein der Hinweis auf die regulatorische Vorgehensweise bei anderen Unternehmen dürfte insoweit nicht ausreichend sein. Gleiches gilt für den insoweit vorgenommenen Eingriff in die unternehmerische Freiheit; hierfür bedarf es sachgerechter Gründe, die jedenfalls bisher nicht angeführt wurden.</p> <p>Ihr Vorbringen ist derzeit noch widersprüchlich: Einerseits wollen Sie die Flexibilität innerhalb der Spannen von Nutzungsdauern abschaffen; andererseits erwägen Sie die Absenkung des unteren Randes der</p>	
11	4.6.4. Umlaufvermögen	I	<p>Die von der BNetzA beabsichtigte pauschale Anerkennung des betriebsnotwendigen Vermögens lediglich i.H.v. 1/24 des geprüften Ausgangsniveaus des jeweiligen Basisjahres begegnet nach unserer Auffassung unter verschiedenen Gesichtspunkten erheblichen Bedenken.</p> <p>So führen Sie in dem Eckpunktepapier (dort S. 15) aus, es bestünden keine tatsächlichen Anhaltspunkte für die Erforderlichkeit einer Quote, die 1/24 der Netzkosten übersteigt. Dieser Annahme ist ausdrücklich zu widersprechen.</p> <p>Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei der Abrechnung von Netzentgelten um ein nachschüssiges Abrechnungssystem handelt: Ein Netzbetreiber hat zum Zeitpunkt der Rechnungsstellung seine „Durchleitungsleistung“ gegenüber dem Netzkunden bereits vollständig erbracht, d.h. er ist hinsichtlich seiner Leistung in Vorleistung getreten. Dadurch verlängert sich der übliche zweiwöchige Vorfinanzierungszeitraum (1/24) auf insgesamt sechs Wochen (3/24).</p> <p>Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass sämtliche Forderungen des Netzbetreibers in Liquidität umgewandelt werden, da dieser seinerseits monatlich hinreichend Liquidität vorhalten muss, um laufende Rechnungen begleichen bzw. Zahlungsverpflichtungen nachkommen zu können (z.B. aus Rechnungen für das vorgelagerte Netz, Pacht- und Dienstleistungsabschlägen sowie Lohnabrechnungen).</p> <p>Vor diesem Hintergrund müsste der Ansatz einer Quote i.H.v. 3/24; mindestens jedoch i.H.v. 1/12, erfolgen. Lediglich eine solche Betrachtung würde dem Umstand gerecht, dass die Kosten des Netzbetreibers laufend monatlich anfallen, die Abrechnung der Netzentgelte allerdings nachschüssig erfolgt.</p> <p>An dieser Stelle sei zudem darauf hingewiesen, dass die Darstellungen zum Umlaufvermögen in Bezug auf das auf Seite 16 ff. des Eckpunktepapiers erläuterte WACC-Konzept Ihrer Behörde unklar bleiben. Nach unserer Auffassung ist in einem WACC-Ansatz zwingend das (ggf. pauschal anzusetzende) Nettoumlaufvermögen bzw. Net Working Capital in der regulierten Verzinsungsbasis zu berücksichtigen. Ein entsprechendes Verständnis hat die BNetzA nach unserer Wahrnehmung auch in dem Expertenaustausch zum WACC am 08.07.2024 zum Ausdruck gebracht. Sollte der im Eckpunktepapier diskutierte, pauschale Ansatz des „Umlaufvermögens“ entgegen den Aussagen der BNetzA im Expertenaustausch am 08.07.2024 nicht dem Nettoumlaufvermögen entsprechen, würde sich die pauschale Anerkennung des betriebsnotwendigen Vermögens i.H.v. 1/24 des geprüften Ausgangsniveaus sogar als deutlich zu niedrig erweisen.</p> <p>Als gleichermaßen kritikwürdig erweist sich zudem das Vorhaben der BNetzA, als Bemessungsgrundlage für die pauschale Ermittlung des Umlaufvermögens auf das geprüfte Ausgangsniveau des jeweiligen Basisjahres (bzw. die genehmigten Netzkosten) abzustellen. So ist zu konstatieren, dass die (Gesamt-)Netzkosten einen Nettobetrag ohne Umsatzsteuer und Umlagen darstellen; bei der Abrechnung der Netzentgelte fallen jedoch zweifelsfrei auch Umlagen sowie die Umsatzsteuer i.H.v. 19 % an. Diese Forderungen aus Netzentgelten – einschließlich Umlagen und Steuern – werden entsprechend in der Bilanz ausgewiesen, sind im Unternehmen kurzfristig in Liquidität umzuwandeln, um wiederum laufende Rechnungen begleichen bzw. Zahlungsverpflichtungen nachkommen zu können. Folgerichtig ist für ein pauschal</p>	
12	4.7.2. Abzug von Zuschüssen	I	<p>Soweit die BNetzA weiterhin beabsichtigt, die regulierte Verzinsungsbasis (RVB) aus dem betriebsnotwendigen Vermögen abzüglich der Bestände an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzzanschlusskostenbeiträgen (nachfolgend auch: Zuschüsse) zu ermitteln, weisen wir mit Nachdruck darauf hin, dass dies bei Anwendung eines einheitlichen WACC zu einer aus Sicht unseres Unternehmens ungerechtfertigten Benachteiligung der Netzbetreiber führt. Nur bei einer angemessenen individuellen Ermittlung des WACC mit einer konsequenten Verarbeitung der Zuschüsse als Fremdkapital – wie im bisherigen System auch – könnte ein zutreffendes Ergebnis erreicht werden. Dies wäre aber hinsichtlich der Ermittlung des WACC mit weiterer Komplexität verbunden.</p> <p>Die Zuordnung als Fremdkapital ist wie folgt zu begründen:</p> <p>Aus den Zuschüssen gegenüber den Netznutzern erwächst eine Verpflichtung des Netzbetreibers, die wirtschaftlich über den 20-jährigen Auflösungszeitraum an diesen wirtschaftlich über die Kostenminderung „zurückzuzahlen“ ist. Diese Verpflichtung ist daher wie eine Schuld zu bewerten und somit wirtschaftlich als Fremdkapital zu behandeln. In der Risikostruktur wird der Netzbetreiber von dieser Verpflichtung auch dann nicht frei, wenn seine Mittel aufgebraucht wären, sodass die Zuschüsse gerade nicht als wirtschaftliches Eigenkapital angesehen werden können. Selbst im Falle einer Insolvenz würde ein zukünftiger Netzbetreiber aufgrund der regulatorischen Vorgaben weiterhin die Rückzahlung der in der Vergangenheit bezahlten Zuschüsse an die Kunden durch Verminderung der Netzentgelte leisten müssen. Es ist daher eine Verbindlichkeit, die selbst im Insolvenzfall bestehen bleibt. Daher können diese Zuschüsse wirtschaftlich nicht als Eigenkapital gewertet werden.</p> <p>Bisher wurde in der Entgeltregulierung auch konsequent umgesetzt, dass die Zuschüsse Fremdkapitalcharakter haben. Dies zeigt sich einerseits bei der bisherigen Ableitung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals als Verzinsungsbasis, bei der die Zuschüsse als Abzugskapital behandelt wurden. Andererseits wurde auch bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes – insoweit zutreffend – unterstellt, dass nur das „echte“ Eigenkapital mit dem dafür angemessenen Zinssatz abgegolten wurde. Insoweit wäre hier eine geänderte Zuordnung ohne entsprechende Berücksichtigung mit dem WACC-Ansatz nicht zu vertreten.</p> <p>Ohne eine derartige Berücksichtigung entstände im Falle des Vorab-Abzugs der Zuschüsse eine Inkonsistenz zur Ableitung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze nach dem CAPM. In absoluten Beträgen reduziert sich durch diese Vorgehensweise das bisher auf 40 % des betriebsnotwendigen Vermögens gedeckelte Eigenkapital. Dadurch wird Netzbetreibern bei gleichen Rahmenbedingungen weniger Eigenkapitalverzinsung als nach den bisherigen Regelungen zugestanden. Dies gilt auch nach Berücksichtigung des gegenläufigen Effekts bei den Fremdkapitalzinsen/überschießenden Eigenkapitalzinsen, da der Eigenkapitalzinssatz über dem Fremdkapitalzinssatz liegt. Auch eine Verschiebung der Quoten zugunsten einer höher Eigenkapitalquote würde nur auf den ersten Blick zu einem Ausgleich des Nachteils führen. Bei genauerer Betrachtung würde die Diskussion nur in die Ermittlung des Zinssatzes verlagert. Bei einer Ableitung des Eigenkapitalzinssatzes für den WACC, würde bei konsistenter Vorgehensweise die erhöhte Eigenkapitalquote sich mindernd auf den Eigenkapitalzinssatz auswirken und damit den Ausgleich des Nachteils wieder kompensieren. Nur wenn für die Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes die bisherigen Quoten angewendet würden, käme es zu einem Ausgleich, der aber pauschal für die Unternehmen wirkt und die tatsächlich sehr unterschiedliche Höhe der bestehenden Finanzierung über Zuschüsse nicht angemessen umsetzen könnte.</p>	
13	4.8. Gewerbesteuer	I	<p>Das Festhalten an dem Vorschlag, auf die konkret vom Unternehmen gezahlte Gewerbesteuer abzustellen, ist nach wie vor nicht nachzuvollziehen. Hiermit würden mutmaßlich alle anderen Bemühungen, den Verwaltungsaufwand zu reduzieren, mehr als aufgezehrt. Wir müssen leider anhand der nunmehr erfolgten Äußerungen im Eckpunktepapier (dort S. 19 ff.) davon ausgehen, dass in Ihrem Hause noch die Kenntnis darüber fehlt, welche unternehmerischen Veränderungen und jährliche Nachweisverfahren erforderlich wären, um die – sich jährlich sehr volatil verhaltene – tatsächlich vom (Gesamt-)Unternehmen gezahlte Gewerbesteuer auf den Tätigkeitsbereich Verteilernetz zuzuordnen.</p> <p>Systematisch ist zunächst festzuhalten, dass auf den zugestandenen Gewinn in einer Regulierung und somit auf die theoretisch anfallende Eigenkapitalverzinsung auch Unternehmenssteuern und hier insbesondere auch die Gewerbesteuer hinzuzurechnen sind. Dies ist erforderlich, weil die Eigenkapitalverzinsung für den Eigenkapitalgeber im Ergebnis eine angemessene Rendite nach Steuern darstellen soll.</p> <p>Tatsächlich bestehen vielfältige Gründe, warum die jährlich zu zahlende Gewerbesteuer gegenüber der kalkulatorisch ermittelten Gewerbesteuer abweicht. Dies gilt selbst dann, wenn es sich bei dem Unternehmen um einen reinen Strom- oder Gasnetzbetreiber handelt. In diesem Falle wird das Ergebnis als Grundlage für die zu zahlende Gewerbesteuer von zahlreichen Faktoren beeinflusst, die ihrerseits aber regulatorisch nicht zu berücksichtigen sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Abweichung zwischen der kalkulatorischen und steuerlichen Nutzungsdauer sowie Abschreibungsmethoden und die sich daraus ergebenden Differenzen bei der Abschreibung - Auswirkung vom Erreichen der Effizienzvorgaben - Unterdeckung von Kosten – insbesondere im OPEX-Bereich. <p>Allein diese Auswahl an bestehenden Gründen, aus denen die tatsächliche Gewerbesteuer auch bei einem reinen Strom- oder Gasnetzbetreiber vom Wert der kalkulatorischen Größe abweichen kann, offenbart, dass es sich hierbei um Effekte handelt, die nicht zusätzlich Auswirkungen auf die Ermittlung der Netzkosten und damit indirekt auf die zugestandene Eigenkapitalverzinsung haben dürfen. Ansonsten würde gegen zentrale, immer noch auf der gesetzlichen Ebene des EnWG verankerte Vorgaben verstoßen.</p> <p>Eine – in der Umsetzung mögliche, aber sehr aufwändige – Bereinigung dieser Effekte würde im Ergebnis wieder zur kalkulatorischen Gewerbesteuer führen.</p> <p>Zudem sollte bezogen auf ein neues Konzept mit tatsächlich gezahlten Gewerbesteuern die Ursächlichkeit der Steuerreduzierung aus steuerlichen Verlustbetrieben reflektiert werden. Regulierung soll den – wegen des natürlichen Monopols – nicht vorhandenen Wettbewerb zwischen den Infrastrukturbetreibern simulieren. Es käme nunmehr zu einer systematischen Verzerrung zwischen Netzbetreibern mit und ohne Verlustbereiche im Gesamtunternehmen.</p>	
14	4.9. Kostenmindernde Erlöse und Erträge	I	<p>Ergänzend zu den Ausführungen wäre unseres Erachtens bei den kostenmindernden Erlösen und Erträgen zu berücksichtigen, dass direkt mit Anlagevermögen in Zusammenhang stehende Erträge, die nach dem WACC-Ansatz nicht in der Verzinsungsbasis enthalten sind (insbesondere etwa Finanzanlagevermögen), nicht kostenmindernd im Ausgangsniveau zu erfassen sind. Als solche kommen insb. Beteiligungserträge, aber auch Zinserträge für Ausleihungen o.ä. in Betracht.</p>	

Zelle: C4

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