

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)**

inetz 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	Allgemeines		<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>	
2	3. Grundsätze zur Bestimmung des Ausgangsniveaus	Abschreibungsdauern im Gas	<p>Die Vereinfachung und Pauschalisierung des Prüfungsrahmens und die verfassungsrechtlich gebotene Einzelfallgerechtigkeit stehen immer in einem Spannungsverhältnis. Derzeit ist noch völlig offen, welche 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 vorgeschlagenen Regelung, wonach es sich um „Besonderheiten des Basisjahres“ handeln soll.</p>	
3	3. Grundsätze zur Bestimmung des Ausgangsniveaus		<p>Die Netzkosten setzen sie sich sowohl aus den betriebsnotwendigen operativen Kosten der Gewinn- und Verlustrechnung als auch den kalkulatorischen Kosten im Netz zusammen. Gerade im Hinblick auf die operativen Kosten möchten wir den dringenden Handlungsbedarf hinsichtlich des langen Zeitverzugs zwischen Kostenanfall und Abbildung Erlöspfad von bis zu sieben Jahren betonen. Hinzukommt, dass die Preiseffekte in der gesamten Netzbranche, nicht annähernd durch einen korrigierten Verbraucherpreisindex (VPI minus X-gen) kompensiert werden können. Nicht zu vergessen die Mengeneffekte; Somit würden insbesondere Netzbetreiber abgestraft, die gerade jetzt in puncto Energiewende in Vorleistung gehen und „mehr machen“, was in der Konsequenz auch mehr operative Kosten nach sich zieht. Der Zeitverzug im aktuellen System führt seit Jahren zu massiven Ergebnislücken, die Netzbetreiber von Ihrer Verzinsung kompensieren müssen.</p>	
4	4.1. Grundsätze der Kostenermittlung	Kosten zeitnah im Erlöspfad abbilden	<p>Die Netzkosten setzen sie sich sowohl aus den betriebsnotwendigen operativen Kosten der Gewinn- und Verlustrechnung als auch den kalkulatorischen Kosten im Netz zusammen. Gerade im Hinblick auf die operativen Kosten möchten wir den dringenden Handlungsbedarf hinsichtlich des langen Zeitverzugs zwischen Kostenanfall und Abbildung Erlöspfad von bis zu sieben Jahren betonen. Hinzukommt, dass die Preiseffekte in der gesamten Netzbranche, nicht annähernd durch einen korrigierten Verbraucherpreisindex (VPI minus X-gen) kompensiert werden können. Nicht zu vergessen die Mengeneffekte; Somit würden insbesondere Netzbetreiber abgestraft, die gerade jetzt in puncto Energiewende in Vorleistung gehen und „mehr machen“, was in der Konsequenz auch mehr operative Kosten nach sich zieht. Der Zeitverzug im aktuellen System führt seit Jahren zu massiven Ergebnislücken, die Netzbetreiber von Ihrer Verzinsung kompensieren müssen.</p>	
5	4.1. Grundsätze der Kostenermittlung	Plankosten	<p>Exogen beeinflusste Kosten, die in der betreffenden Regulierungsperiode anfallen werden, im Basisjahr der Kostenprüfung jedoch noch nicht, müssen als Plankosten anerkannt werden.</p>	
6	4.2. Kosten von Verpächtern und Dienstleistern	Minimalabgleich Verpächter	<p>Wir begrüßen, dass die Große Beschlusskammer die Abschaffung des Minimalabgleichs erwägt. Eine solch detailliert Überprüfung der vom Verpächter verrechneten Kosten passt nicht zu angedachten Pauschalisierung der kalkulatorischen Verzinsung über den WACC. Darüber hinaus verhindert die Anwendung des Minimalabgleichs häufig eine weitere Diskussion über die sachgerechte Aufteilung der kalkulatorischen Verzinsung zwischen Verpächter und Pächter.</p> <p>Die Begrenzung der anerkennungsfähigen aufwandsgleichen Kosten für überlassene Infrastruktur auf bestimmte, enumerativ aufgezählte, Positionen begegnet nach unserer Auffassung keinen grundsätzlichen Bedenken. Zur Gewährleistung der Einzelfallgerechtigkeit sollte bei der Erstellung eines entsprechenden Katalogs ein Auffanotatbestand mit eingeführt werden.</p>	
7	4.2. Kosten von Verpächtern und Dienstleistern	Minimalabgleich Dienstleister	<p>Im Hinblick auf den von der Behörde weiterhin geforderten Minimalabgleich bei Dienstleistungen weisen wir darauf hin, dass dieser nur für Dienstleistungen durchgeführt werden kann, die von konzernverbundenen Unternehmen erbracht werden. Auch in diesem Bereich sehen wir die Durchführung eines Minimalabgleichs nicht als notwendig an. Vielmehr sollte bei der Nachweiserbringung grundsätzlich zwischen Dienstleistungen von konzernverbundenen und dritten Unternehmen unterschieden werden. Bei konzernverbundenen Unternehmen sollte, in Abhängigkeit von der Art der erbrachten Dienstleistung entweder der Marktvergleich oder der individuelle Kostennachweis des Dienstleisters Anwendung finden. Bei von dritten erbrachten Dienstleistungen sollte ein Nachweis in kritischen Fällen in Form der Vorlage der betreffenden Belege sowie die Dokumentation der sachgerechten Beauftragung genügen.</p>	
8	4.3. Aufwandsgleiche Kostenpositionen	Betriebsnotwendige Kosten müssen sachgerecht ermittelt werden.	<p>Unseres Erachtens ist hier zu unterscheiden zwischen dem Ansatz dem Grunde sowie dem Ansatz der Höhe nach.</p> <p>Der korrekte Ansatz dem Grunde nach kann unseres Erachtens von den Regulierungsbehörden nur überprüft werden, indem im Detail geprüft wird, für welche Sachverhalte Kosten angefallen sind. Nach der langjährigen Anwendung der Kostenprüfungen in Deutschland, gehen wir hier davon aus, dass in diesem Punkt weitgehend Einvernehmen zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden herrscht und nur noch in Einzelfällen Korrekturen notwendig sind.</p> <p>Zur Überprüfung des Ansatzes der Höhe der angesetzten Kosten haben die Behörden in der Vergangenheit häufig die Mittelwertbildung angewendet. Diese ist jedoch nur dann sachgerecht, wenn sie zum einen symmetrisch durchgeführt wird und zum anderen die Preissteigerungen im Zeitablauf berücksichtigt werden. Die symmetrische Anwendung der Mittelwertbildung bedeutet, dass Mittelwerte gleichermaßen für Positionen angewendet werden müssen, die im Basisjahr in einem niedrigerem wie auch in einem höheren Umfang anfallen als im Durchschnitt. Zur Berücksichtigung der Preissteigerung müssen die Ansätze der einzelnen Jahre zunächst bis zum Basisjahr inflationsiert werden, bevor ein Mittelwert gebildet wird.</p>	

9	4.3. Aufwandsgleiche Kostenpositionen	I	Durchlaufende Posten	<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"> <li>- Steigende / Volatile Strompreise</li> </ul> <p>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.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Verändertes Verbrauchsverhalten</li> </ul> <p>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-/Mindermengenabrechnung sowie dem Differenzbilanzkreis erheblich.</p>	
10	4.4. Kapitalerhaltungskonzeption	I	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 Tagesneuerwertbasis“ 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 Regulierungsbehörden 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. Eckpunktepapier, 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 Regulierungsbehörden 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 Regulierungsperioden 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 Eckpunktepapier, 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</p>	
11	4.5.1. Neue Anlagengruppen (Strom)	I	neue Anlagengruppen	<p>Wir begrüßen, dass die kalkulatorische Nutzungsdauern im Strom einer Prüfung unterzogen werden und gegebenenfalls an den technischen Fortschritt angepasst werden. Somit kann sichergestellt werden, dass sich kürzere technische Lebenszyklen auch wirtschaftlich in der kalkulatorischen Nutzungsdauer wider-spiegeln. Was einen möglichen Umstellungsprozess angeht, bedarf es konkreter Überleitungen, insbesondere struktureller Natur. Eine einheitliche Vorgehensweise und ein strukturierter Prozess ist elementar, um sicherzustellen, dass keine Doppelansätze und keine Abschreibungsverluste zum Tragen kommen aber auch, dass keine Abschreibungen verloren gehen.</p>	
12	6.6.2. Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen	I	Doppelerfassungen vermeiden	<p>Wir begrüßen die Darstellung der BNetzA. Nach unserem Verständnis handelt es sich hierbei um eine Klarstellung, dass die Auffassung des BGH zur Berücksichtigung der Anlagen im Bau im verzinslichen Vermögen umgesetzt wird. Konkret fließen ausschließlich jene Anlagen im Bau zum Jahresanfang in die Mittelwertbildung ein, die im Laufe des Geschäftsjahres nicht in eine Sachanlage umgebucht werden und bereits im Vorjahr zugegangen sind. Anlagen im Bau, die im Jahresverlauf im Rahmen der Aktivierung von Sachanlagen umgebucht werden, werden bereits über den kalkulatorischen Ansatz des Sachanlagevermögens berücksichtigt. Der Bestand von Anlagen im Bau zum 31.12. eines Jahres ist hingegen immer vollum-fänglich in der Mittelwertbildung zu berücksichtigen.</p>	
13	4.6.4. Umlaufvermögen	I	pauschaler Ansatz von 1/24	<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>	

14	4.7.1. WACC Allgemein	!	kalkulatorische Verzinsung	<p>Grundsätzlich begrüßen wir die Einführung eines WACC. Diese bietet die Möglichkeit der Vereinfachung und Beschleunigung der Regulierungsverfahren. Wir erwarten uns hieraus eine Verkürzung der Bearbeitungszeiten durch die Regulierungsbehörden und somit auch eine größere Rechtssicherheit.</p> <p>Dabei gehen wir davon aus, dass die zukünftig festgelegten Zinssätze den Anforderungen des § 21 EnWG vollkommen genügen. Die BNetzA verweist auf Seite 7 des Eckpunktepapiers selbst auf die Vorgabe des § 21 EnWG zur Gewährleistung einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Kapitalverzinsung. Bei aller begrüßenswerten regulatorischen Vereinfachung, die die Umstellung auf ein WACC-Modell mit sich bringt, stellt die Umsetzung dieser Vorgabe die größte methodische Herausforderung dar. Im Vergleich zum Status quo wird diese Herausforderung in einem WACC-Modell sogar noch größer, da hier nicht nur der Eigenkapital- sondern auch der Fremdkapitalzinssatz sachgerecht ermittelt werden müssen. Vor dem Hintergrund der umzusetzenden Herausforderungen im Rahmen der Energiewende, bildet die Sicherstellung einer risikoangepassten und wettbewerbsgerechten Verzinsung die wesentliche Voraussetzung dafür, dass es gelingt, das notwendige Kapital an den Finanzmärkten zu generieren.</p>	
15	4.7.1. WACC Allgemein	!	Abzug von Zuschüssen	<p>Soweit die BNetzA weiterhin beabsichtigt, die regulierte Verzinsungsbasis (RVB) aus dem betriebsnotwendigen Vermögen abzüglich der Bestände an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen (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 „zurückzahlen“ 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 gedeckte 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>	
16	4.8. Gewerbesteuer	!		<p>Das Festhalten an dem Vorschlag, auf die konkret vom Unternehmen gezahlte Gewerbesteuer abzustellen, ist nach wie vor nicht nachzuziehen. Hiermit würden mutmaßlich alle anderen Bemühungen, den Verwaltungsaufwand zu reduzieren, mehr als aufgezehrt.</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"> <li>- Abweichung zwischen der kalkulatorischen und steuerlichen Nutzungsdauer sowie Abschreibungsmethoden und die sich daraus ergebenden Differenzen bei der Abschreibung</li> <li>- Auswirkung vom Erreichen der Effizienzvorgaben</li> <li>- Unterdeckung von Kosten – insbesondere im OPEX-Bereich.</li> </ul> <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 Verlustbetrieben im Gesamtunternehmen.</p>	
17	Allgemeines	!	Stellungnahme	<p>Im Übrigen schließen wir uns den Stellungnahmen der Thüga AG und des BDEW an.</p>	

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