



Stellungnahme zum Eckpunktepapier „Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)“

Die Stellungnahme wird für folgende Netzbetreiber abgegeben:

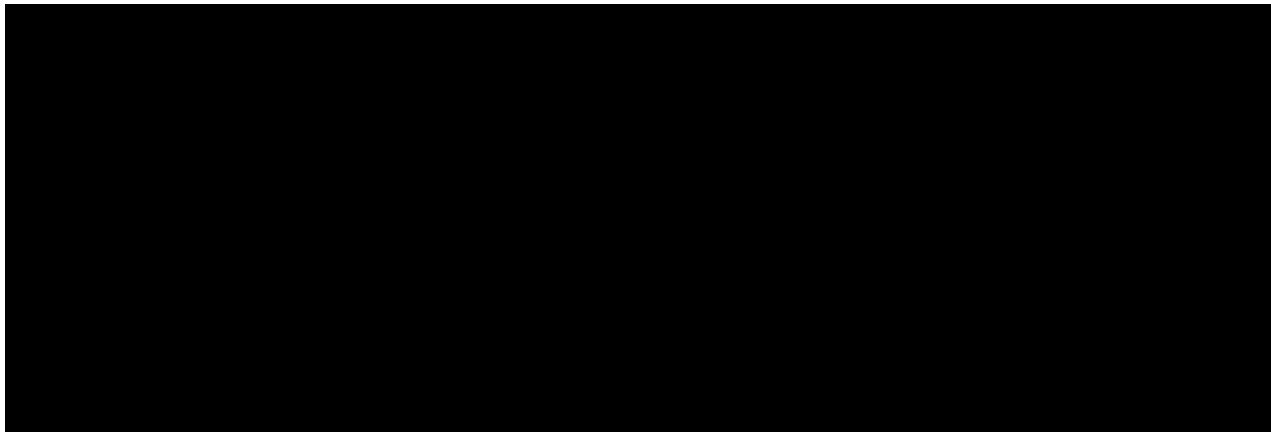
- Avacon Netz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt
- Avacon Hochdrucknetz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt
- Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg
- E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree
- ElbEnergie GmbH, An der Reitbahn 17, 21218 Seevethal/Hittfeld
- ELE Verteilnetz GmbH, Ebertstraße 30, 45879 Gelsenkirchen
- energis-Netzgesellschaft mbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken
- HanseGas GmbH, Schlesweg-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas HD mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
- NEW Netz GmbH, Nikolaus-Becker-Straße 28-34, 52511 Geilenkirchen
- Schleswig-Holstein Netz GmbH, Schlesweg-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn
- Leitungspartner GmbH, Arnoldsweilerstr. 60, 52351 Düren
- LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg
- Regionetz GmbH, Lombardenstr. 12-22, 52070 Aachen
- Rhein-Sieg Netz GmbH, Bachstraße 3, 53721 Siegburg
- Syna GmbH, Ludwigshafener Straße 4, 65929 Frankfurt
- VSE Verteilnetz GmbH, Heinrich-Böcking-Str. 10-14, 66121 Saarbrücken
- Westerwald-Netz GmbH, Geishardtstraße 44, 57518 Alsdorf
- Westnetz GmbH, Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund

2 / 28

Für Rückfragen und Diskussion unserer Positionen stehen wir Ihnen jederzeit sehr gerne für ein vertiefendes Gespräch zur Verfügung.

Freundliche Grüße

E.ON SE



Inhalt

1. Dringendes Fokussierungserfordernis	4
2. Fokus-Themen aus Sicht von E.ON	5
3. Eigenkapitalzinssatz, Gewerbesteuer, BKZ	6
4. Gasregulierung	6
5. Grundsätze zur Bestimmung des Ausgangsniveaus	8
6. Kostenartenrechnung	9
6.1. Grundsätze der Kostenermittlung	9
6.2. Kosten von Verpächtern und Dienstleistern	10
6.3. Aufwandsgleiche Kostenpositionen	11
6.4. Kapitalerhaltungskonzeption	12
6.4.1. Realkapitalerhaltung	12
6.4.2. Übergangsregelung	13
6.5. Kalkulatorische Abschreibungen	13
6.5.1. Neue Anlagengruppen (Strom).....	13
6.5.2. Nutzungsdauern (Strom).....	14
6.6. Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens	14
6.6.1. Sachanlagevermögen	14
6.6.2. Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen	14
6.6.3. Immaterielles Vermögen	15
6.6.4. Umlaufvermögen.....	15
6.7. Kalkulatorische Kapitalverzinsung	17
6.7.1. WACC Allgemein.....	18
6.7.2. Abzug von Zuschüssen	18
6.8. Gewerbesteuer	22
6.9. Kostenmindernde Erlöse und Erträge	27

1. Dringendes Fokussierungserfordernis

E.ON unterstützt die grundsätzlichen Positionierungen des BDEW bezüglich der Bewertung der Eckpunkte zur Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas und ergänzt diese hiermit.

Das Eckpunktepapier soll neben den Einzelthemen zur Bestimmung des Ausgangsniveaus auch ein Zwischenfazit der bisherigen Diskussionen im NEST-Prozess darstellen. Wir verstehen es so, dass auch ein Interesse an einem Zwischenfazit von E.ON als Branchenunternehmen zum NEST-Prozess besteht, für das wir uns bedanken und hiermit nutzen:

Die Energiewendeanforderungen an Netzbetreiber und damit auch an die Regulierung sind Legion. U.E. gibt es darauf nur eine überzeugende Antwort:

- **Die strikte Fokussierung auf die regulatorischen Zentralthemen für das Gelingen der Energiewende.**
- Das heißt umgekehrt: **Auf alle Vorschläge für Änderungen am System, die Energiewende nicht fördern oder beschleunigen, bitten wir konsequent zu verzichten** (konkret: zu streichen oder schlicht auf folgende Weiterentwicklungen zu verschieben).
- **Systemnahe Weiterentwicklungen gehen Systemumbrüchen vor** (Verlässlichkeit)
- **Technische Systemumstellungen erfolgen neutral** (z.B. WACC)
- **Realitätscheck und Pflicht zur Prüfung der Zukunftstauglichkeit von Vorschlägen von Amts wegen:** Energiewende führt zu **stark geänderten Versorgungsaufgaben** (Erzeugungs- und Lastseite), hohen Volatilitäten, stark anwachsenden Mengengerüsten. Bisherige Behördenpraxis, Branchenmeinungen und bisherige Gerichtsurteile reflektieren zwangsläufig diese neue Realität noch nicht.
- Nur so besteht u.E. die Chance, dass wir im gewünschten Zeitrahmen ein **unvoreingenommenes, nach vorne blickendes, von möglichst breitem Konsens getragenes und regulatorisch schlüssiges Gesamtkonzept erreichen**.

Um die **Fokussierung auf die maßgeblichen Themen** zu erreichen, bieten sich als Fokussierungs-Kriterien folgende an:

- **Hoher Energiewende-Beitrag:** Ob/wie zahlt ein Vorschlag auf die Energiewende ein? Nur wenn starker Erfolgsfaktor für Energiewende, dann Weiterverfolgung, wenn nicht, dann konsequenter Verzicht auf diese Vorschläge in dieser Novelle.
- **Hohe wirtschaftliche Relevanz** eines Vorschlags? Themen, die Aufwand erzeugen, aber keinen wirtschaftlichen Effekt, sollten u.E. ebenfalls vertagt werden.

- Es werden **starke Anreize zur Leistungssteigerung/-fähigkeit/ Effizienzsteigerung** gesetzt durch den Vorschlag: Regulatorische Vorschläge, die insbes. Anreiz zu skalierbaren Synergien in der Branche, zur Beschleunigung der Digitalisierung und Standardisierung oder zur Ermöglichung/ Beschleunigung von Großprojekten leisten, müssen Vorrang haben. Dabei müssen kraftvolle und verlässliche Leistungsanreize gesetzt werden. Zur Klarstellung: ein Verzicht auf Malus in der Qualitätsregulierung ist kein Leistungsanreiz.
- Messbare **Vereinfachung/ Administrierbarkeit/ Komplexitätsreduktion** durch Vorschlag: Vereinfachung war nie so wichtig wie heute. Umgekehrt: Vorschläge, die massiven Zusatzaufwand für Netzbetreiber und/ oder BNetzA auslösen, rauben wichtige Gestaltungspotentiale. Dies gilt z.B. für den Vorschlag, die Gewerbesteuer pagatorisch zu ermitteln, der keinerlei Beitrag zu Energiewende hat, aber bei betroffenen Unternehmen neuen, exorbitanten Aufwand auslöst.
- **Hohes Streitbeilegungspotential** vor Behörden und Gerichten durch Vorschlag? Rechtsunsicherheiten, langjährige Methodendiskussionen und Gerichtsverfahren belasten Unternehmen und Behörde. Die Chance, z.B. Streitthemen wie Xgen zu befrieden, sollte hoch priorisiert werden. Dies meint nicht nur die Neuordnung des Themas, sondern auch die Lösung ohne neue Konflikte zu schaffen.

2. Fokus-Themen aus Sicht von E.ON

Wendet man diese Kriterien an, ergeben sich folgende **Fokus-Themen**:

1. **Neues, echtes Anreizsystem für Energiewendeleistungsträger** (z.B. konkrete Zielvereinbarungen für Beschleunigung von skalierbaren Kooperationen und Großprojekten, dafür höhere Verzinsung für Leistungsträger). Wegen der begrenzten Anreizfunktion als ergänzender Baustein ggf. Qualitätselement (KPI) für Massenregulierung / vereinfachtes Verfahren
2. **„Basisjahr-Brücke“: Lösung für unterperiodischen OPEX-Hochlauf zur Ermöglichung von 5 Jahresperioden** mit Wirkung bereits in der 4. RP (z.B. über Wachstumsausgleich unter Beibehaltung von Effizianzanreizen oder wirkungsgleiches BNetzA-Modell)
3. **Erhöhung Kapitalverzinsung** (Erstattung EK-/FK-Kosten) auf zukunftssicheres, kapitalmarktadäquates u. wettbewerbsfähiges Niveau, bereits ab 4. RP (z.B. EK-Zins >7%)
4. **Konsequente Befriedung Xgen: Modifizierung und volle Transparenz der Xgen-Bestimmung** (z.B. **Nullsetzung** mit Berechnung nur bei Überschreiten von Toleranzwerten, voll-transparente **nachträgliche Korrektur** von nachteiligen Prognosen **durch Ist-Werte**)
5. **Umfang des dnbK-Kataloges**: Anerkennung von Personalzusatzkosten und Redispatchkosten (volatil) unantastbar.

Bezogen auf die Thematiken WACC-Ansatz und Gewerbesteuer dieses Eckpunkteapiers kommen wir damit zu folgender Einschätzung:

- **Umstellung auf WACC-Ansatz**: Neben den Vorteilen der Vereinfachung und Komplexitätsreduzierung zahlt die Umstellung auf einen WACC-Ansatz auf kein weiteres Fokus-Kriterium ein. Der WACC-Ansatz „an sich“ leistet weder einen Beitrag zur Energiewende, noch reizt er Netzbetreiber zu mehr Leistungsfähigkeit an. Aufgrund der Umstellungsrisiken ist auch von keinem großen Streitbeilegungspotential auszugehen. Erst in Kombination mit einer Erhöhung der Eigenkapitalverzinsung und marktgerechten Fremdkapitalkosten kann der WACC-Ansatz seine Wirkung entfalten und einen Anreiz für Investitionen als Beitrag zur Energiewende leisten.

- **Umstellung auf pagatorische Gewerbesteuer:** Dieser Vorschlag der Behörde wirkt sogar negativ auf alle Fokus-Kriterien. Neben der deutlich komplexeren Erhebung ist ohne jeden Zweifel von einer jahrelangen Klagewelle gegen die vorgeschlagene Umstellung auszugehen, weil hiermit strukturpolitische Folgen ausgelöst und negative Auswirkungen auf Investitionen im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs ausgelöst werden, die sich weit über regulatorische Auswirkungen hinausgehen. Bei den Netzbetreibern werden wertwichtige Ressourcen für steuerliche und organschaftliche Neustrukturierungen und Klagebegleitung gebunden, die ansonsten in der Bewältigung der Energiewende ihre Wirkungen hätten entfalten können. Ein Energiewendebeitrag ist in keiner Weise aus der Umstellung zu erkennen, leistungsstarke Vielinvestierer werden in ihren Kapitalrückflüssen weiter beschnitten. Auch aus Netzkundensicht sind nach jahrelangen, komplexen Umstrukturierungen keine dem Aufwand adäquaten wirtschaftlichen Vorteile zu erwarten. Zudem würde der beabsichtigte „Sonderweg“ entgegen international etablierter Regulierungspraxis, die Ziele des WACC-Ansatzes konterkarieren und für Intransparenz und Unsicherheit bei Kapitalgebern sorgen.

3. Eigenkapitalzinssatz, Gewerbesteuer, BKZ

Die Methodik zur zukünftigen Ermittlung der Eigenkapitalzinsen ist unstrittig die zentrale Steuerungsgröße für Erfolg bzw. Misserfolg der Energiewende. Der Themenkomplex EK-Zins ist aber leider nicht explizit Gegenstand des vorliegenden Eckpunktepapiers, auch wenn in Kapitel 4.1 auf eine „angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals“ verwiesen wird. Wir bedauern, dass die aus unserer Sicht wichtige Positionierung der BNetzA aus dem Expertenworkshop vom 08.07.2024, zukünftig **bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie im CAPM in Bezug auf den risikolosen Basiszinssatz und den risikolosen Basiszinssatz als Abzugsterm in der Marktrisikoprämie, konsistent vorzugehen**, nicht aufgegriffen wird. Das Bekenntnis zu einer konsistenten, entsprechend der gesetzlichen Vorgaben, dem Stand der Wissenschaft entsprechenden Anwendung des CAPM, würde einem Teil der Verunsicherung bei Netzbetreibern und Investoren entgegenwirken.

Neue Verunsicherung ist im NEST-Prozess zudem durch das in Fragestellen der kalkulatorischen Gewerbesteuer, der Behandlung der BKZ sowie der Diskussion zur künftigen Bestimmung der Eigenkapitalquote entstanden. Vor allem wurde die Verunsicherung jedoch durch die ausgebliebene Neufestlegung der Eigenkapitalzinssätze für Bestandsinvestitionen (Alt- und Neuanlagen) verursacht, obwohl diese in der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze 2021 im Falle einer Zinsänderung zugesagt worden war.

4. Gasregulierung

Das sich die BNetzA den Fragestellungen zu den besonderen Herausforderungen im Bereich Gasregulierung in einem gesonderten Eckpunktepapier widmen möchte, wird ausdrücklich begrüßt. Daher möchten wir an dieser Stelle nur auf das Thema „Transformationsregulierung“ eingehen und verweisen bezüglich der Ausgestaltung der Abschreibungsmodalitäten auf unsere Stellungnahmen im Zusammenhang mit dem Festlegungsverfahren KANU 2.0 (GBK-24-02-2#1).

Das Wärmeplanungsgesetz und das Gebäudeenergiegesetz stellen die zentralen Treiber der Wärmewende dar. Die Gesetze beeinflussen das Erdgasverteilnetz und, im abgeschwächten Umfang, auch die Stromnetze. Das Stromnetz wird voraussichtlich das größte Wärmenetz in Deutschland. Das darf nicht vergessen werden. Bisher noch nicht einzuschätzen ist, welche Folgen die Gesetze bzw. die Wärmewende im Einzelnen haben. Festzustellen ist jedoch, dass z. B. fernwärmefähige Kommunen

einen beschleunigten Ausstieg aus der Gasverteilung suchen dürften, im Gegensatz zu Kommunen, die weniger geeignete Rahmenbedingungen haben.

Somit ist davon auszugehen, dass es für die Erdgasverteilung ein regional differenziertes Bild in Abhängigkeit der strukturellen Rahmenbedingungen geben wird. Die Entwicklung der Betriebskosten im Gasbereich hängt daher von vielen Faktoren ab, die derzeit noch schwer abschätzbar sind.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass ein Zurückfahren der Gasnetzinvestitionen bei Aufrechterhaltung des voraussichtlich zunächst gleichen Umfangs des Gasnetzbetriebs einen höheren operativen Erhaltungsaufwand auslösen wird. Deren Betriebskostenentwicklung und deren Umfang müssen daher im Laufe des Gasausstiegs kontinuierlich gemonitored werden. Schließlich sind regulatorisch nachteilige Wirkungen auf Seiten der Netzbetreiber zu vermeiden, wenn diese - unter dem Aspekt der gesamtwirtschaftlichen Kostenminimierung - Investitionen in die Teile des Gasnetzes, die absehbar nicht mehr oder nur teilweise benötigt werden, weitgehend reduzieren und die technische Nutzungsdauer durch entsprechende Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen möglichst verlängern.

Für Gasnetze sehen wir daher **keine Möglichkeit, einen Effizienzvergleich in der fünften Regulierungsperiode oder darüber hinaus durchzuführen**. Der heutige Ordnungsrahmen für Gas ist weitgehend auf einen zeitlich unbefristeten Erhalt und Weiterbetrieb der Infrastruktur ausgelegt. Die Transformation zur Klimaneutralität führt zu einem deutlichen rückläufigen Erdgasbedarf mit Leitungsstilllegungen, ggf. erfolgt der Umbau der Netze hin zu Wasserstoff, wo dies möglich und wirtschaftlich sinnvoll erscheint. Im Zuge der Transformation werden sich die Netzbetreiber unterschiedlich entwickeln, eine **Vergleichbarkeit im Sinne eines relativen Effizienzvergleichs ist nicht mehr gegeben**. Daher ist der Effizienzvergleich ab der fünften Regulierungsperiode nicht mehr durchzuführen.

Ausbau-, Anschluss- und (Weiter-) Betriebsverpflichtungen für Gasnetze müssen spätestens mit der Wärmeplanung **aufgehoben werden**, weil sonst Netzbetreiber mit praktisch für sie nicht lösbaren Normwidersprüchen konfrontiert werden. Ein Netzbetreiber darf nur dann zu Ausbau, Anschluss und Betrieb gegenüber dem Kunden im Gas verpflichtet sein, wenn dies unter Einbeziehung der Klimaschutzziele wirtschaftlich zumutbar ist, und auch solange er nicht das Gasnetz stilllegt (z.B. aufgrund kommunaler Wärmeplanung).

Das Bestehen von Rückbauverpflichtungen ist umstritten, hängt vom Einzelfall ab und kann nicht generell beurteilt werden. **Rückbauverpflichtungen sollten nicht durch eine Festlegung präjudiziert werden**. Eine Festlegung einer Behörde kann keine materiell-rechtlich ungeklärte Fragen präjudizieren. Daher sollte – auch wegen der Ausstrahlungswirkung der Rückbaufrage für andere Leitungsinfrastrukturen – gesetzlich verankert werden, dass auch entgegen ggf. anderslautender vertraglicher Vereinbarungen **stillgelegte Leitungen grundsätzlich im Boden verbleiben dürfen** (keine anlasslose Beseitigungspflicht). Erst wenn der endgültige rechtliche Rahmen feststeht, kann eine sachgerechte Lösung für die regulatorische Behandlung möglicher Rückbaukosten gefunden werden. Aus unserer Sicht dürfte hier ein formal-gesetzlicher Rechtsrahmen auch aufgrund der eigentumsrechtlichen Implikationen erforderlich sein. Ein etwaiger Rückbau, egal wer diesen nach gesetzlicher Klärung durchzuführen hat, ist an hohe Hürden zu knüpfen und mit angemessenen Fristen zu versehen. Sollte ein Rückbau im Einzelfall erforderlich sein, sollte dieser möglichst kosteneffizient erfolgen, z. B. durch Verknüpfung mit anderen Infrastrukturmaßnahmen in der Gemeinde.

Stilllegungskosten hingegen sind operative Kosten, die anzuerkennen sind. Anschlussnehmer als Nutznießer eines Netzanschlusses sollten Leitungen über ihre Grundstücke auch bei Stilllegung dulden (Verlängerung Duldungspflicht in § 12 Abs. 4 NDAV und entsprechende Regelung für höhere Netzebenen).

Darüber hinaus ist festzuhalten, dass es Gasnetzbetreibern zukünftig insbesondere zur Erreichung der Klimaschutzziele zu erlauben sein wird, den Zugang zum Netz oder Anschluss an das Netz zu verweigern und bestehende Netzanschlüsse zu trennen (vgl. Artikel 38 Abs. 4 Richtlinie EU-Gaspaket). Das BMWK hat zur Einschränkung von Anschluss und Versorgungspflichten Anpassungen des Ordnungsrahmens angekündigt. Diese sind kurzfristig erforderlich, um die Beziehungen zwischen den Netzbetreibern zu ordnen, z. B. bei der „Umhängung“ der Netzkunden im Zuge der Umstellung von Leitungen. Weiterhin wird es verstärkt zu Anschlusskündigungen durch Netzkunden selbst kommen, die zu anderen Energieträgern/Infrastrukturen wechseln. Es ist daher zu erwarten, dass Außerbetriebnahmen von Leitungsabschnitten gehäuft vor dem Jahr 2045 stattfinden werden. Die mit dem Entfall von Versorgungspflichten mögliche Optimierung der Gasnetztransformation sollte nicht durch überhöhte Anforderungen an das (kalkulatorische) Nutzungsdauerende erschwert werden.

5. Grundsätze zur Bestimmung des Ausgangsniveaus

a) Vergangenheitsbezogener Regulierungsansatz unzureichend

Ein rein vergangenheitsbezogener Regulierungsansatz ist nicht mehr sachgerecht. Zwar ist es nachvollziehbar, für eine Kostenprüfung zunächst die vorliegenden Ist-Kosten heranzuziehen. Allerdings kann dies allenfalls als ein erster Indikator für ein sachgerechtes Ausgangsniveau für die entsprechende Regulierungsperiode dienen. Dennoch muss die starke und anhaltende Dynamik im Wachstum der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber in der künftigen Regulierung angemessen abgebildet werden. Die Lösung der, auch von der BNetzA identifizierten OPEX-Problematik, kann außerhalb der Bestimmung des Ausgangsniveaus implementiert werden, so dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode nicht mehr notwendig ist. E.ON begrüßt daher ausdrücklich, dass sich die BNetzA **aufgeschlossen für Vorschläge zur Lösung der OPEX-Problematik zeigt** und weist ausdrücklich darauf hin, dass hierfür aufgrund der aktuellen Kostenentwicklungen bereits kurzfristige Lösungen innerhalb der 4. Regulierungsperiode erforderlich sind.

b) Pagatorische Gewerbesteuer inakzeptabel

Die Überlegungen der BNetzA, die **kalkulatorische Gewerbesteuer** in den Kapitalkosten des Kapitalkostenaufschlages zukünftig unberücksichtigt zu lassen, sind aus unserer Sicht aus mehreren Gründen nicht akzeptabel:

- Der unvollständige Kapitalrückfluss verursacht sinkende Investitionsanreize, was die notwendige Innenfinanzierung erschwert (Vgl. Kap. 6.8).
- Die insbesondere für kommunale VNB ausgelösten Umstrukturierungserfordernisse weisen eine derart deutliche strukturpolitische Steuerungswirkung aus, dass **ernsthafte Bedenken dazu bestehen, dass diese durch regulatorische Festlegungskompetenzen gedeckt** sind.
- Selbst nach Aussagen der BNetzA besteht **keine klare Kosten-Nutzen-Analyse**, so dass die Umstellung auf pagatorische Gewerbesteuer faktisch „ins Blaue hinein“ erfolgt. Dies erscheint mit Blick auf die enormen Folgekosten für die Netzbetreiber als in mehreren Dimensionen unverhältnismäßig (u.a. Zweckerreichung unklar, mangelnde Wirkungsanalyse, Aufwand völlig unverhältnismäßig zum (nicht aufgeklärten) Nutzen).
- **Verstoß gegen die Vereinfachungs- und Entbürokratisierungsanforderung**, die von der BNetzA selbst als wesentliches Element des NEST-Prozesses genannt wurde, da neben enormem jährlichen (dauerhaften) Erfassungsaufwand für pagatorische Gewerbesteuer auch relevanter Umstellungs- und Umstrukturierungsaufwand bei Netzbetreibern ausgelöst wird

c) Vorausschauender Netzausbau

Der vorausschauende Netzausbau war und ist auch mit den aktuellen NEST-Vorschlägen nicht ausreichend im Regulierungssystem abgebildet.

Die Einführung des Kapitalkostenabgleichs steht nicht in Verbindung mit dem vorausschauenden Netzausbau. Der Kapitalkostenabgleich wurde eingeführt, um den Zeitverzug für die Berücksichtigung von Kapitalkosten zu korrigieren. Denn in den ersten beiden Regulierungsperioden konnten Rückflüsse aus einer Investition erst mit einem Zeitverzug von bis zu sieben Jahren geltend gemacht werden. Die im Kapitalkostenabgleich anzusetzenden Plankosten ermöglichen die Berücksichtigung von Kosten im Jahr der Investition. Dadurch wird ein Zeitverzug vermieden und auf die gegenwärtige Versorgungsaufgabe abgestellt. Dies ist unabhängig davon, ob die jeweiligen Investitionen dem vorausschauenden Netzausbau zugerechnet werden.

Auch der Effizienzvergleich bildet den vorausschauenden Netzausbau nicht adäquat ab. Daher ist es zu begrüßen, dass die BNetzA die Methodik des Effizienzvergleichs in der Parameterauswahl adäquat ausgestalten möchte. Besondere Beachtung sollte den Ausgaben für den vorausschauenden Netzausbau im Effizienzvergleich gewidmet werden, da das zeitliche Auseinanderlaufen der Kosten (Input) gegenüber dem Anstieg der Vergleichsparameter (Output) im Effizienzvergleich (Zuwachs an Last, Einspeisung, Leitungen) hier systemimmanent ist und in der Konzeption des Effizienzbenchmarks nicht berücksichtigt wird. Dementsprechend führt der vorausschauende Netzausbau im derzeitigen Effizienzvergleich systematisch zu einem Effizienzwertnachteil.

Folglich besteht für die Netzbetreiber, die besonders von der beschleunigten Energiewende betroffen sind, ein erhebliches und ernst zu nehmendes Risiko in Form eines schlechteren Effizienzwerts, da:

- vorausschauender Netzausbau aufgrund verzögert anwachsender Strukturparameter im aktuellen Effizienzvergleich nicht abgebildet wird,
- das Risiko besteht, dass die mit dem Netzausbau verbundenen Parameter gar nicht Bestandteil des Effizienzvergleichsmodells sind oder werden und
- das Risiko einer Abweichung aus derzeitiger Planung und zukünftiger tatsächlicher Entwicklung besteht (Überinvestition).

6. Kostenartenrechnung

6.1. Grundsätze der Kostenermittlung

An dieser Stelle schließt sich E.ON den Ausführungen des BDEW an und appelliert an die, dass die Netzkosten auch die kalkulatorische Gewerbesteuer umfassen. Der kalkulatorische Ansatz der Ertragsteuern ist – wie seit Beginn der Anreizregulierung praktiziert - ein immanenter Bestandteil einer konsistenten kalkulatorischen Gesamtrechnung. Bei einer Umstellung auf den pagatorischen Ansatz wäre bereits in der Netzkostenkalkulation per se nicht sichergestellt, dass die zugestandene Eigenkapitalverzinsung auch erzielt werden kann. Der kalkulatorische Ansatz der Gewerbesteuer ist bereits aus diesem Grund daher zwingend beizubehalten.

In Bezug auf die Fortentwicklung der Grundsätze von § 4 Abs. 4, 5 und 5a Strom NEV/Gas NEV regen wir folgende Punkte an:

- Entfall des sogenannten Minimalabgleichs für Verpächter und verbundene Dienstleister: tatsächliche Zahlung gemäß Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers vs. über den Erhebungsbogen nachgewiesene Kosten.

- 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.
- Verschlinkung der Datenerhebung (bspw. Dienstleister-Übersicht, RST-Spiegel, handelsrechtlicher Anlagenspiegel)

Ergänzend hierzu verweisen auf die Notwendigkeit einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals, ermittelt gemäß dem aktuellen Stand der Wissenschaft.

6.2. Kosten von Verpächtern und Dienstleistern

Wir begrüßen es, dass die BNetzA die künftigen materiellen Maßstäbe für die Prüfung der Verpächter im Rahmen der Kostenprüfung klarstellen möchte und den in der Vergangenheit angewendeten Maßstab des Minimumabgleichs kritisch hinterfragt. Um eine Schlechterstellung bzw. Diskriminierung ggü. Netzbetreibern mit eigenen Assets zukünftig zu vermeiden, ist es dringend notwendig, auf die Methodik des Minimumabgleichs zu verzichten und die Kosten sachgerecht anhand des Verpächter-Ehebungsbogens allein zu prüfen. Nur so kann verhindert werden, dass bestimmte Gesellschaftsformen bei der Prüfung bevorzugt werden. Regulierung muss die Grenze zu übergeordneter Strukturpolitik wahren: Die Gleichbehandlung aller Gesellschaftsformen ist gleichzeitig Voraussetzung für einen diskriminierungsfreien Konzessionswettbewerb zwischen den verschiedenen möglichen Marktmodellen. Weiterhin gehen wir davon aus, dass im Falle einer WACC-Einführung dieser in der identischen Systematik auch auf die Verpächter angewendet wird, um auch in diesem Punkt eine einheitliche Behandlung gesellschaftsrechtlicher Konstellationen sicherzustellen.

Es ist richtig, dass aufwandsgleiche Kosten bei Verpächtern anfallen. Eine Begrenzung auf bestimmte Einzelfälle ist jedoch nicht praktikabel, da eine Vielzahl von unterschiedlichen, im Zuge des Konzessionswettbewerbs zumeist kommunal geforderten Pachtkonstellationen existiert und somit eine individuelle Prüfung im Sinne der Gleichbehandlung von Pachtmodellen weiterhin notwendig ist. Diese hat sich auch in der Vergangenheit bewährt und somit sollte eine Beibehaltung der bisherigen Prüfungspraxis bezogen auf die aufwandsgleichen Kosten fortgeführt werden.

Positionierung zum Thema Dienstleistungen:

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 praxisgerecht und führt aufgrund der Komplexität der zugrunde liegenden Annahmen stets zu einer zu stark subjektiv verzerrenden Einschätzung. Wenn die betriebliche Notwendigkeit der Dienstleistung gegeben und nachgewiesen ist, sollten die Kosten auch in ihrer Höhe anerkannt werden. Angesichts der umfangreichen energiewendebedingten Mehrkosten ist der Spielraum für Kostenverhandlungen der Netzbetreiber bei nicht verbundenen Unternehmen begrenzt. Eine Als-Ob-Betrachtung der Kosten geht daher ins Leere, da es nicht zum originären Aufgabenbereich eines Netzbetreibers gehört, jede Dienstleistung und die dazugehörige Expertise selbst aufzubauen.

6.3. Aufwandsgleiche Kostenpositionen

Effizienzvergleich

Hinsichtlich des im Eckpunktepapier erwähnten Effizienzgrundsatz nach § 4 Abs. 1 StromNEV ist klarzustellen, dass es sich hierbei nur um eine kostenrechnerische Prüfung durch die BNetzA bzw. eine Prüfung der Einhaltung der Kalkulationsvorgaben handeln kann, die nicht als relativer Vergleich der Netzbetreiber auf Einzelkostenebene bzw. Partialbenchmark interpretiert werden darf. Da die Ermittlung (und Bestrafung) von ineffizienten Kosten über einen Gesamtkostenbenchmark erfolgt, käme es sonst zu überlagernden Kostensenkungsvorgaben aus Partial- und Gesamtkostenbenchmark, der die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Erlösobergrenze insgesamt in Frage stellt. Aufgrund der Unterschiedlichkeit der Leistungserbringung ist zudem ein relativer Vergleich der Netzbetreiber auf Einzelkostenebene nicht möglich. Denn bei Dienstleistungserbringung werden völlig unterschiedliche Kostenarten angesprochen als bei eigenerbrachten Leistungen der Netzbetreiber. Es ist daher sehr wahrscheinlich, dass der „Peer“ in einer Einzelkostenposition deshalb besonders niedrige Kosten ausweist, weil er dies durch höhere Kosten in einer anderen Kostenart substituiert. Aus gutem Grund hat der Ordnungsgeber daher in Anlage 3 Ziffer 3. zur ARegV die Ermittlung von Teileffizienzen einzelner Spannungsebenen explizit ausgeschlossen. Vorausgehende Partialbenchmarks würden somit nicht nur im Rahmen der Kostenprüfung zu verzerrten Ergebnissen, sondern auch im Effizienzvergleich zu Problemen führen. So würde unter Berücksichtigung der bisherigen Modellauswahlkriterien sachgerechte Modelle verworfen und stattdessen Modelle gewählt werden, die aufgrund von Fehlspezifikationen Ineffizienzen zeigen. Die Kontrolle aufwandsgleicher Kosten im Rahmen der Kostenprüfung sollte sich somit auf die Prüfung der Betriebsnotwendigkeit beschränken und die Effizienzkontrolle im Rahmen des Benchmarks stattfinden.

WACC-Modell

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 würde die Anerkennung der tatsächlichen Fremdkapitalkosten als aufwandsgleiche Kostenposition entfallen und somit auch die Sicherheit der Anerkennung einer marktgerechten und effizienten Fremdkapitalfinanzierung, die das aktuelle regulatorische System bietet. Es ist daher elementar, dass der Fremdkapitalkostensatz marktgerecht bestimmt wird und die aktuellen Kapitalmarktgegebenheiten für eine Fremdkapitalaufnahme widerspiegelt. Insbesondere vor dem Hintergrund steigender Investitionsbedarfe im Rahmen der Energiewende kommt der Fremdkapitalbeschaffung eine immer stärker an Bedeutung gewinnende Schlüsselrolle zu.

E.ON begrüßt, dass die BNetzA weiterhin eine marktgerechte und effiziente Fremdkapitalverzinsung anstrebt und betont, dass diese Vorgabe die Grundlage, für die im WACC-Modell zu ermittelnden Fremdkapitalkosten bleiben muss.

Um die tatsächlichen Fremdfinanzierungskosten in Summe zu decken, sind neben den eigentlichen Fremdkapitalzinsen zwingend nunmehr auch Transaktions- und Finanzierungsnebenkosten (wie z.B. Neuemissionsprämien, Vermittlungsgebühren, Anwaltskosten, Ratingkosten etc.) über einen entsprechenden pauschalen Zuschlag zu berücksichtigen, da der bisherige aufwandsgleiche Ansatz dieser Finanzierungsnebenkosten mit Einführung des WACC-Modells entfällt.

Zudem ist ein Mechanismus für Unternehmen mit alten Bestandskrediten notwendig, deren Zinssätze zum Zeitpunkt der Darlehensaufnahme marktüblich waren, und die möglicherweise über dem festgelegten Fremdkapitalzins im WACC liegen.

Dogmatisch wäre u.E. auch die Diskussion zu führen, ob in einer immer stärker fremdkapitalgeprägten Finanzierungsumgebung auch ein darüber hinaus gehender Fremdkapitalaufschlag angemessen wäre.

Verfahrensvereinfachungen

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 Fälle gezeigt, die unerwartet hohe Kosten für Netzbetreiber verursachen können. Daher ist es wichtig, diese Aspekte weiterhin genau zu prüfen, bevor eine endgültige Entscheidung getroffen wird.

Im Zuge der Erstellung des Katalogs muss ebenfalls berücksichtigt werden, dass neben der Aufnahme der berücksichtigungsfähigen Kostenpositionen auch die korrespondierenden Bilanzpositionen, weder im Umlaufvermögen noch im Abzugskapital, ebenfalls nicht berücksichtigt werden dürfen. Dies gilt einzig unter der Maßgabe, dass der WACC-Ansatz nicht zur Anwendung kommen sollte.

Netzverluste

Eine separate Regelung für die Ansatzfähigkeit von Verlustenergiekosten im Ausgangsniveau gemäß § 10 StromNEV braucht es u.E. nach nicht in der StromNEF. Dies gilt unter der Maßgabe, dass die darüber hinaus gehenden Festlegungen zu den Beschaffungskosten (BK6-08/006) und volatilen Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten weiterhin Bestand haben, bzw. bei Bedarf neu konsultiert und somit separat festgelegt werden.

6.4. Kapitalerhaltungskonzeption

6.4.1. Realkapitalerhaltung

Die von der BNetzA intendierte Sicherstellung, „dass Vermögensnachteile, die sich möglicherweise aus der Umstellung ergeben, angemessen ausgeglichen werden“ ist die Voraussetzung für die Systemumstellung zur vollständigen Realkapitalerhaltung (RKE) für Altanlagen. Die Umstellung sollte auch aus unserer Sicht in den jeweiligen Basisjahren (Gas 2025) und Strom (2026) erfolgen. Unser Verständnis ist, dass bis inkl. dieser Basisjahre die weiterhin gültige Praxis der Strom- und GasNEV fortgeführt wird (Ermittlung der Indexreihen, die der Nettosubstanzerhaltung (NSE) zugrundeliegen sowie die Bestimmung der entsprechenden Tagesneuwerte auf Basis dieser Indexreihen).

Das Einfrieren der, in den o.g. Basisjahren letztmalig ermittelten, Tagesneuwerte erachten wir als sachgerecht.

Um den Einführungsaufwand zu minimieren (und den Vereinfachungsgedanken der BNetzA umzusetzen), sollten die TNW- und AHK-Anteile zur Bestimmung der Restbuchwerte für die bisherigen NSE-Altanlagen als neue „Ausgangswerte“ in den kommenden Kostenprüfungen nicht netzbetreiberindividuell ermittelt werden. Es sollte vielmehr eine pauschale TNW-Quote in Höhe von 40 % für alle Netzbetreiber angesetzt werden. Andernfalls müssten die Regulierungsbehörden ihre bisherigen aufwendigen Kostenprüfungspraktiken zur Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsung fortführen. Das würde insbesondere auch die Prüfung der Bilanzen der Netzbetreiber hinsichtlich Umlaufvermögen, zinsloses Abzugskapital sowie individuelles verzinsliches Fremdkapital umfassen. Die administrativen Vereinfachungen, die sich die Regulierungsbehörden mit der Einführung einer WACC-Systematik versprechen, würden sonst ad absurdum geführt. Ebenso würde das mit dem WACC-Modell verfolgte Ziel, effiziente Finanzierungsstrukturen anzureizen mit der 5. Regulierungsperiode nicht erreicht, wenn Netzbetreiber gemäß den bisherigen Vorgaben der Strom- und GasNEV weiter dazu angereizt werden, in den Basisjahren 2025/26 möglichst eine netzbetreiberindividuelle EK-Quote von 40% zu erreichen. Es wäre zudem von erhöhter Rechtsunsicherheit auszugehen, da ab der fünften Regulierungsperiode die „alte Welt“ unter Anwendung der dann außer Kraft gesetzten Strom- und GasNEV und die „neue Welt“ mit einem WACC parallel wirken würden.

Mit der dargestellten Überführung der TNW im Basisjahr endet auch die Aufindizierung der Altanlagen. Somit ist ab dem Zeitpunkt der Umstellung auch eine Anwendung des Nominalzinses erforderlich. Für die zwischen dem Basisjahr und dem Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode liegenden Übergangsjahre ist daher eine Übergangsregelung zur Vermeidung eines Nachteils erforderlich. Diese ist über eine Anpassung des Kapitalkostenabzugs der betreffenden Jahre der 4. Regulierungsperiode zu realisieren. Der Anpassungsbetrag kann pragmatisch ermittelt werden, indem der bereits beschiedene Kapitalkostenabzug der betreffenden Jahre derart angepasst wird, dass die fortgeführten Kapitalkosten auf Basis der wie hier dargestellt eingefrorenen TNW, jedoch unter Anwendung des Nominalzinses neu berechnet werden, so dass sich rechnerisch ein neuer Kapitalkostenabzug ergibt. Die Differenz zwischen dem so neu rechnerisch neu bestimmten und dem beschiedenen ist in den Zwischenjahren als Aufschlag auf die EOG anzusetzen.

6.4.2. Übergangsregelung

Siehe Kap. 6.4.1

6.5. Kalkulatorische Abschreibungen

Hinsichtlich der kalkulatorischen Abschreibungen schließen wir uns vollumfänglich der Stellungnahme des BDEW an, in die wir unsere Ideen ebenfalls eingebracht haben.

6.5.1. Neue Anlagengruppen (Strom)

Auch hier unterstützen wir die in der BDEW-Stellungnahme genannten Aktualisierungen, da die Verwendung digitaler- und softwarebasierter Technik sowie innovativer Leitungsarten z. B.

Lichtwellenleiter zu sinkenden technischen Nutzungsdauern führen, die durch die aktuelle Fassung der Anlage 1 StromNEV nicht abgedeckt werden. Hervorheben möchten wir dabei die Unterscheidung für Ortsnetzstationen (enthalten in der Anlagengruppe 2.3 Stationen mit elektrischen Einrichtungen, Ortsnetzstationen mit bisheriger Nutzungsdauerspanne 30-40 Jahre), für die, konsistent zu Rundsteueranlagen, auch eine weitere Differenzierung hinsichtlich digitaler und analoger Technik vorgenommen werden sollte, da sich auch hier künftige Nutzungsdauern unterscheiden dürften. Für digitale Ortsnetzstationen erscheint eine kürzere Nutzungsdauerspanne von 15-25 Jahre plausibel.

6.5.2. Nutzungsdauern (Strom)

Auch hier unterstützen wir die in der BDEW-Stellungnahme genannte Beibehaltung der bisherigen Spannweiten. Sollte die Bundesnetzagentur dennoch eine Umstellung anstreben, weisen wir darauf hin, dass eine eventuelle Umstellung durch die BNetzA abzusichern wäre, denn diese muss zwingend ohne einen Verlust an Restbuchwerten bzw. Abschreibungsscheiben erfolgen. Denn im Fall einer Verkürzung der Nutzungsdauern 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 EOG-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 und muss daher über einen Ausgleichsmechanismus durch die Netzbetreiber wiederverdient werden können. Entsprechend sieht bspw. der aktuelle Festlegungsentwurf KANU 2.0 die Einführung eines Transaktionselementes vor, mit dem die höheren Abschreibungen in die Erlösbergrenze eingepreist werden. Einfacher und transparenter wäre 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.

6.6. Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens

6.6.1. Sachanlagevermögen

Keine Anmerkungen

6.6.2. Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen

Die BNetzA beabsichtigt, für das Jahr, in welchem Anlagen im Bau in Fertiganlagen umgebucht werden, nur noch die Bestände an Fertiganlagen der regulatorischen Verzinsung zuzuführen. Damit würde eine systematische Schlechterstellung im Vergleich zum Status quo der Regulierung erfolgen, welche bisher auch die Verzinsung dieser Anlagen im Bau vorsieht.

Voranstehende Regulierungspraxis ist das Ergebnis höchstrichterlicher Rechtsprechung (vgl. EnVR 43/14), der zu Folge es insgesamt nicht zu ungerechtfertigter Mehrfachverzinsungen komme. E.ON bittet die BNetzA, ihre Absicht unter Berücksichtigung der BGH-Rechtsprechung zu überprüfen, auch mit Blick auf zukünftig möglichst zu vermeidende Rechtstreitigkeiten. Dies ist auch unter dem Aspekt zu sehen, dass Anlagen im Bau für Energienetzbetreiber aufgrund der zunehmenden Komplexität und Dauer von Bauprojekten zunehmend an Bedeutung gewinnen.

6.6.3. Immaterielles Vermögen

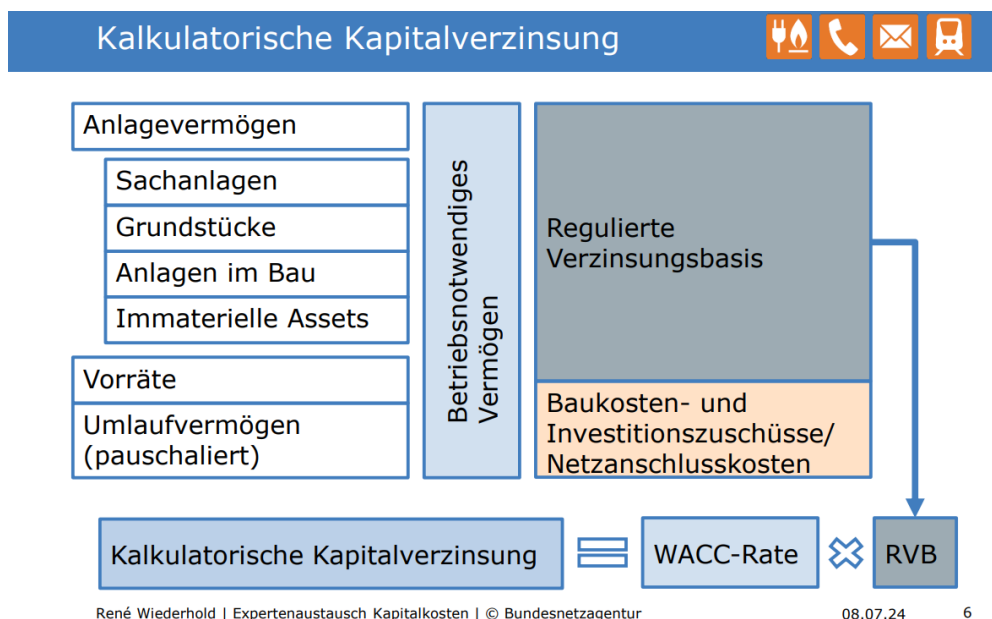
Keine Anmerkungen

6.6.4. Umlaufvermögen

“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 vollständiger Höhe anerkannt.“

Zunächst ist festzuhalten, dass auch aus Sicht der E.ON-Netzbetreiber im Rahmen der von der BNetzA geplanten Einführung eines WACC-Konzeptes nichts gegen eine pauschalierte Abbildung des Umlaufvermögens spricht. Gemäß dem von der BNetzA unter anderem im Expertenworkshop am 08.07.2024 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. Netzanschlusskostenbeiträgen kein weiteres Abzugskapital in Abzug zu bringen ist.



Die Berücksichtigung der bilanzierten Vorräte der Netzbetreiber gemäß den testierten Jahresabschlüssen ist sachgerecht und erforderlich.

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, widersprechen wir deutlich. 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 Nettoumlaufvermögens 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 Pachtverhältnissen. 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.

Ob eine Pauschale von 1/24 der Netzkosten für das Umlaufvermögen jedoch ein für alle Netzbetreiber ausreichendes Niveau für das vorzuhaltende Umlaufvermögen im Sinne eines Liquiditätspuffers zur Sicherstellung der Zahlungsfähigkeit gewährleisten kann, ist aus unserer Sicht aber 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 "durchlaufend", aber keineswegs bezüglich der vorzuhaltenden Bestände an Liquidität und deren Finanzierungskosten.

Aus unserer Sicht ist es daher zwingend erforderlich, die Umlaufvermögenspauschale von 1/24 nicht auf die anerkennungsfähigen Netzkosten, sondern auf die Gesamtumsatzerlöse in der regulierten Tätigkeit der Elektrizitäts- und Gasverteilung zu beziehen. Nur die Gesamtumsatzerlöse inkl. EEG/KWK etc. korrespondieren sachgerecht mit den betriebsnotwendigen bilanziellen Beständen an kurzfristiger Liquidität (Forderungen + Kasse).

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.

Neben der Berücksichtigung einer angemessenen 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 einfach umzusetzende und sachgerechte Möglichkeit der Berücksichtigung besteht darin, im ersten Schritt im Rahmen der Festlegung des Ausgangsniveaus das Verhältnis aus der mittels Umlaufvermögenspauschale bestimmten absoluten Höhe des Umlaufvermögens und der regulierten Vermögensbasis (ohne Umlaufvermögenspauschale) eines Netzbetreibers zu bilden. Der sich so für jeden Netzbetreiber ergebende prozentuale Wert der Umlaufvermögenspauschale im Verhältnis zur RVB ist in einem zweiten Schritt auf die jährlich im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags ermittelte RVB für Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode zu beziehen.

Ein solches Vorgehen stellt eine konsistente Berücksichtigung des Umlaufvermögens in der regulierten Vermögensbasis sowohl bei der Feststellung des Ausgangsniveaus als auch für die jährlich während der Regulierungsperiode hinzukommende RVB für Neuinvestitionen sicher.

Als darüber hinaus denkbare sachgerechte Alternative für die Bezugsbasis käme auch die Regulierte Verzinsungsbasis (RVB) selbst in Betracht. Dieser Ansatz wird unter anderem von der Regulierungsbehörde in Italien im Rahmen des dort implementierten WACC-Konzeptes praktiziert. Wie zuvor bereits beschrieben, wächst mit zunehmender RVB infolge ansteigender Investitionstätigkeit auch das vorzuhaltende Umlaufvermögen an. Ein geeigneter Prozentsatz für das Umlaufvermögen bezogen auf die RVB würde diese Entwicklung adäquat abbilden.¹

6.7. Kalkulatorische Kapitalverzinsung

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die BNetzA mit der Einführung des WACC-Modells „*das Gesamtziel verfolgt, ein schlüssiges und sachgerechtes pauschaliertes Verfahren herzuleiten*“². 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, kapitalmarkadäquate 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 6.1 des Eckpunktepapiers, an.

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 (Eigen-)kapitalquote, der Eigenkapitalzins, die Ertragsteuern und die Fremdkapitalkosten). Bisher sind nur die Verzinsungsbasis und die Gewerbesteuer Bestandteil des vorliegenden Eckpunktepapiers. Wir würden es daher unbedingt begrüßen, auch die anderen Parameter weiterhin in einem Dialog zu erörtern und dabei frühzeitig eingebunden zu sein.

Aber schon der (alleinige) „technische“ Systemwechsel auf ein WACC-Modell birgt keineswegs triviale Umstellungsfragen, die Kern des vorliegenden Eckpunktepapiers sind und die es auch aus Rechtsgründen (Erfordernis der Verhältnismäßigkeit von Systemumstellungen von Amts wegen) sorgfältig zu lösen gilt. Aus Sicht unserer Netzbetreiber und Anteilseigner bzw. Kapitalgeber darf aus diesem (ersten) technischen Schritt keine Verschlechterung der Verzinsungsbedingungen erfolgen. Ziel muss es sein, die Verzinsungsbedingungen zu verbessern, um den Grundstein für das Vertrauen in ein neues System zu legen.

Weiterhin verfolgt die BNetzA das Ziel, unnötigen Verwaltungsaufwand zu vermeiden sowie höhere Transparenz und Vergleichbarkeit herzustellen. Auch diese Ziele, insb. das erstgenannte, begrüßen wir ausdrücklich. Dazu enthält das vorliegende Eckpunktepapier aus unserer Sicht jedoch bisher kein schlüssiges Gesamtkonzept. Insbesondere der Entfall der Gewerbesteuer als kalkulatorische Position sorgt für die Einführung von unnötigem, zusätzlichen und unverhältnismäßig hohem Verwaltungsaufwand. Zudem würde dies zu Intransparenz und fehlender Vergleichbarkeit führen, da es in der internationalen oder europäischen Regulierungspraxis nicht üblich ist, nur ein Teil der Ertragsteuern im Rahmen des WACC-Modells zu berücksichtigen. Vielmehr ist es gängige Regulierungspraxis und Stand der Wissenschaft im CAPM zunächst einen Eigenkapitalzinssatz nach Steuern zu ermitteln und diesen für die Netzentgeltkalkulation mit einem (Gesamt)Steuerfaktor in einen Vorsteuer-Wert umzurechnen (dazu machen wir in unserer detaillierten Stellungnahme zu Kapitel 6.8 einen konkreten und pragmatischen Vorschlag).

¹ So haben KPMG und Frontier Economic in ihrem Gutachten für die BNetzA im Jahr für den Ansatz einer Net-Working-Capital-Pauschale (Pauschale für das Nettoumlaufvermögen) in ihren Berechnungen bei einer Bandbreite von 2-5% ein Wert von 3,5% bezogen auf die Regulierte Asset Base angesetzt. Vgl. KPMG – Frontier Economics: Weiterentwicklung der Kapitalkostenvergütung für Betreiber von Strom- und Gasversorgungsnetzen, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 21. Juni 2018, S. 53

² Eckpunktepapier Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF), S. 16
Stellungnahme der E.ON SE zum Eckpunktepapier Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)

Der aktuell von der BNetzA intendierte „Sonderweg“ bei der Gewerbesteuer würde auch weitere Ziele des WACC-Modells, die die BNetzA im Expertenworkshop vorgestellt hat, konterkarieren, z.B. eine pauschale Kapitalkostenermittlung unabhängig von Gesellschafts- bzw. Konzernstrukturen. Daher sollte die Chance einer konsistenten Überführung der bisherigen Kapitalkostenkalkulation in ein WACC-Modell und das Erreichen der damit verbundenen Ziele nicht vertan werden.

Wir möchten an dieser Stelle explizit auf die unserer Stellungnahme beigefügten Studie „Anwendung des WACC-Modells für die Kapitalkostenvergütung im Rahmen der Netzentgeltregulierung von Strom- und Gasnetzen“ der BDO AG - Wirtschaftsprüfungsgesellschaft vom 23.08.2024 verweisen. Diese enthält eine konzeptionelle Würdigung des vorliegenden Entwurfes der BNetzA für ein WACC-Modell (Kapitel 2) und setzt sich mit in diesem Zusammenhang ausgewählten Schwerpunkten kritisch auseinander (Kapitel 3).

6.7.1. WACC Allgemein

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, wäre aber wichtige Voraussetzung für eine Gesamtbewertung durch die Branche gewesen. 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. Wir betrachten daher die bisherige Konsultation zum WACC-Modell als unvollständig und verfahrensrechtlich unzureichend.

Zum Thema Fremdkapitalkosten verweisen wir auf unsere Ausführungen unter Kapitel 6.3

Die aus langfristigen Rückstellungen, insb. Pensionsrückstellungen, resultierenden Aufwendungen und Erträge werden aktuell als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten berücksichtigt. 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.

Wir stimmen zu und dies ist unabdingbar, dass der Erfüllungsanteil der Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen von einer Umstellung auf ein WACC-Modell unberührt ist und weiterhin, als aufwandsgleiche Kosten bzw. bei Pensionen auch als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenposition anerkannt wird.

Eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen ist auch aus unserer Sicht im WACC-Modell konzeptionell nicht vorgesehen, da das handelsrechtliche Zinsergebnis nicht betrachtet wird.

6.7.2. Abzug von Zuschüssen

Zunächst ist festzuhalten, dass es sich bei Baukostenzuschüssen (BKZ) und Anschlusskostenbeiträgen (AKB) nach dem Handelsgesetzbuch (HGB) nachweislich um zinslos zur Verfügung stehendes Fremdkapital handelt.

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 ausschließlich die unter Absatz 3 Buchstabe A aufgeführten Positionen als Eigenkapital an. Demnach gehören alle nachfolgend aufgeführten Positionen dem Fremdkapital an.³ 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.⁴

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.⁵ 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.

Die Frage, ob es sich bei AKB/BKZ 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 hieraus keine ungerechtfertigte Besserstellung der Netzbetreiber anlässlich der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung resultierte.

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.

³ Vgl. Lüdenbach/Hoffmann, Nwb Komm. Bilanzierung, 14. Aufl., § 247 Tz. 13.

⁴ Vgl. Beck Bil-Komm., 14. Aufl., § 266 Anm. 190 ff.

⁵ Vgl. Beck Bil-Komm., 14. Aufl., § 250 Anm. 17; Lüdenbach/Hoffmann, Nwb Komm. Bilanzierung, 15. Aufl., § 246 Tz. 327.

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.

Dies würde die erzielbare Eigenkapitalverzinsung der bereits getätigten und zukünftigen Investitionen gegenüber dem Status Quo (Strom- und GasNEV) ungerechtfertigt reduzieren. Vor dem Hintergrund des enormen Finanzierungsbedarfs infolge der Energiewende kann diese keine gewünschte Folgewirkung aus dem „NEST“-Prozess sein und wäre ein fatales Signal an die Kapitalgeber.

In der gutachterlichen Ausarbeitung von PWC, die der Stellungnahme des BDEW beigelegt ist, wurden deshalb anhand von Beispielrechnungen ausgehend vom Vorschlag der BNetzA drei alternative Anpassungsoptionen dargelegt, die eine strukturelle Schlechterstellung in Form einer Reduzierung der Eigenkapitalverzinsung vermeiden und c.p. zum gleichen Ergebnis wie die bisherige Kalkulationsmethodik nach Strom- und GasNEV führen.⁶

Die Vermeidung der strukturellen Schlechterstellung kann (wie auch von PWC vorgeschlagen) insb. durch folgende zwei Anpassungsmaßnahmen sichergestellt werden:

1. Pauschale Anhebung der EK-Quote im WACC gegenüber dem Status Quo
2. Individuelle Korrektur der kalkulierten FK-Zinsen um den Anteil der BKZ/AKB unter Beibehaltung eines brancheneinheitlichen WACC („Abzug FK-Zinsen x BKZ“)

Unter der Maßgabe, dass die kalkulatorische Eigenkapitalquote, wie von der BNetzA im Expertenworkshop am 08.07.2024 vorgeschlagen, auch künftig 40% betragen soll und dass die BNetzA einen für alle Netzbetreiber einheitlichen WACC-Kapitalkostensatz festlegen möchte, liefert Option 2 „Abzug FK-Zinsen x BKZ“ eine einfach umsetzbare und sachgerechte Lösung⁷:

- Im ersten Schritt werden die Eigen- und Fremdkapitalzinsen aus dem Produkt von „betriebsnotwendigem Vermögen (vor Abzug BKZ/AKB)“ mit der pauschalen EK-Quote (40%) und FK-Quote (60%) sowie dem jeweils festzulegenden EK- und FK-Zinssatz ermittelt.
- Im zweiten Schritt werden die so ermittelten pauschalen Fremdkapitalzinsen ($bnV \times 60\% \times \text{Fremdkapitalzinssatz}$) betragsmäßig um die „zu viel“ kalkulierten Fremdkapitalzinsen aus dem Produkt der individuellen Bestände an BKZ/AKB mit dem pauschalen Fremdkapitalzins reduzierend korrigiert. Dieser Korrekturschritt folgt nicht im WACC, sondern innerhalb der kostenmindernden Erlöse und lässt sich in einem Erhebungsbogen aufwandsarm berücksichtigen.

Dieser Korrekturmechanismus muss sowohl bei der Feststellung der pauschalen Fremdkapitalzinsen im Rahmen der Festlegung des Ausgangsniveaus im Basisjahr als auch bei der Ermittlung der Fremdkapitalzinsen im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags für die jährlichen Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode erfolgen. Nur so ist eine konsistente Kapitalkostenermittlung gegeben.

Mit diesem Vorschlag wäre sichergestellt, dass durch die technische Einführung des WACC-Konzeptes keine ungerechtfertigte strukturelle Reduzierung der erzielbaren Eigenkapitalverzinsung gegenüber der seit Beginn der Anreizregulierung auf Basis der Strom- und GasNEV praktizierten Kalkulationsmethodik erfolgt und gleichzeitig ein für alle Netzbetreiber einheitlicher WACC, unter der Maßgabe einer

⁶ Vgl. PWC: Eckpunkte zur Überführung des heutigen Systems in einen WACC-Ansatz ohne strukturelle Schlechterstellung, 22. Juli 2024, S. 12-13; Teil der BDEW-Stellungnahme.

⁷ Vgl. PWC: Eckpunkte zur Überführung des heutigen Systems in einen WACC-Ansatz ohne strukturelle Schlechterstellung, 22. Juli 2024, S. 12.; Teil der BDEW-Stellungnahme.

Stellungnahme der E.ON SE zum Eckpunktepapier Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)

kalkulatorischen Eigenkapitalquote von 40% sowie der netzbetreiber-individuellen Berücksichtigung der BKZ/AKB festgelegt werden kann. Wir halten es – wie bereits ausgeführt – für zwingend geboten, dass Umstellungsnachteile durch die BNetzA von Amts wegen identifiziert und ausgeglichen werden.

Mit dieser dringend erforderlichen Anpassung würde jedoch kein zusätzlicher Anreiz zur Vereinnahmung von Baukostenzuschüssen (gegenüber dem Status Quo in Strom- und GasNEV) generiert, da lediglich eine ungerechtfertigte Absenkung der bislang erzielbaren kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung vermieden wird. Ohne diese erforderliche Anpassung würde ggü. dem Status Quo eine zusätzliche negative Anreizwirkung entstehen, da Netzbetreiber gezwungen wären, die ungerechtfertigte Reduzierung der Eigenkapitalverzinsung über eine Minimierung der vereinnahmten BKZ/AKB zu kompensieren. Die BNetzA betont aber, dass sie die Netzbetreiber anreizen will, verstärkt BKZ/AKB zu vereinnahmen. Für eine über den Status quo hinausgehende Anreizwirkung, mit dem Ziel künftig mehr BKZ/AKB zu vereinnahmen, wäre demnach eine zusätzliche Maßnahme vorzunehmen.

Wie im Folgenden skizziert, bietet sich dafür eine einfach umsetzbare Weiterentwicklung an der Kalkulationsmethodik an:

Wie bereits im Expertenworkshop in Bonn vom 08.07.2024 zum WACC vorgeschlagen, könnte aus Sicht der Netzbetreiber diese Anreizwirkung effektiv und aufwandsminimal durch einen prozentualen „Einbehalt“ der BKZ/AKB erfolgen, in dem ein branchenweit festzulegender Anteil der vereinnahmten AKB/BKZ-Bestände im Korrekturlement bei den kostenmindernden Erlösen nicht in Abzug gebracht werden muss und damit die erzielbare Eigenkapitalverzinsung im Ausmaß der festgelegten EK-Quote anteilig erhöht.

Dieser Vorschlag hat den Vorteil, dass er sich widerspruchsfrei in die Ermittlung der Verzinsungsbasis bzw. Berechnung des WACC inkl. des zuvor beschriebenen Anpassungserfordernisses zur Vermeidung einer strukturellen Schlechterstellung integrieren lässt und stellt sicher, dass auch mit dieser Anreizkomponente ein für alle Netzbetreiber gültiger WACC-Kapitalkostensatz mit einer einheitlichen Finanzierungsstruktur festgelegt werden kann.

Das nachfolgende Rechenbeispiel fasst die zuvor beschriebene Kalkulationsmethodik noch einmal abschließend zusammen (im Beispiel mit einer angenommenen Quote für die nicht in Abzug zu bringenden AKB/BKZ von 50%):

bisherige Regulierungspraxis lt. NEV		mögliche Regulierungspraxis nach N.E.S.T. Systemumstellung		mögliche Regulierungspraxis nach N.E.S.T. Systemumstellung	
BKZ/AKB = FK -> sachrichtig		BKZ/AKB = FK -> sachrichtig		BKZ/AKB = FK -> sachrichtig	
BKZ/AKB = AbzK -> kein starker Anreiz zur Vereinnahmung		BKZ/AKB ohne Beibehalt -> kein stärkerer Anreiz zur Vereinnahmung		BKZ/AKB mit Beibehalt -> stärkerer Anreiz zur Vereinnahmung	
Brutto-RAB	100	Brutto-RAB	100	Brutto-RAB	100
EKI-Zins	7,09%	EKI-Zins	7,09%	EKI-Zins	7,09%
EK-Quote	40%	EK-Quote	40%	EK-Quote	40%
FK-Zins	4,19%	FK-Zins	4,19%	FK-Zins	4,19%
FK-Quote	60%	FK-Quote	60%	FK-Quote	60%
Summe Zinsen vor BKZ/AKB	5,35	Summe Zinsen vor BKZ/AKB	5,35	Summe Zinsen vor BKZ/AKB	5,35
impliziter einheitlicher WACC	5,35%	einheitlicher WACC	5,35%	einheitlicher WACC	5,35%
BKZ/AKB individuell	20	BKZ/AKB individuell	20	BKZ/AKB individuell	20
FK-Zinsminderung	-0,84	FK-Zinsminderung	-0,84	FK-Zinsminderung	-0,84
Summe Zinsen nach BKZ/AKB	4,51	kostenmindernder Erlös	-0,84	Beibehaltsquote pauschal	50%
individuelle Zinsen	4,51	individuelle Kosteminderung ohne Anreiz	-0,84	kostenmindernder Erlös	-0,42
				individuelle Kosteminderung mit Anreiz	-0,42
Summe Erlös	4,51	Summe Erlös	4,51	Summe Erlös	4,93

Es liegt auf der Hand, dass der Anreiz für eine stärkere Vereinnahmung von AKB/BKZ umso stärker wirkt, je höher die Quote für den Beibehalt der vereinnahmten BKZ ist. E.ON bittet um weiteren fachlichen Austausch mit der BNetzA hierzu, um die Lösungsansätze hierzu weiter zu konkretisieren.

6.8. Gewerbesteuer

„Aus Sicht der Bundesnetzagentur erscheint zum aktuellen Stand der Diskussion die Anerkennung nur des dem Netzbetrieb zugeordneten, tatsächlichen Gewerbesteueraufwands, auch in Ansehung der geäußerten Kritik, weiterhin als sachgerechtere Alternative zur bisherigen Verordnungsregelung mit einer Anerkennung auf kalkulatorischer Grundlage. Maßgeblich hierfür ist insbesondere die Erwägung, dass potentiell gewichtige Beträge bei einer kalkulatorischen Betrachtung als Netzkosten anerkannt würden, die u.U. tatsächlich nicht anfallen.

Durch den Ansatz der tatsächlichen Gewerbesteuer als Kostenposition wird die Gewerbesteuer damit als Aufwandsposition im Basisjahr zu ermitteln sein und ggf. unter Berücksichtigung von Besonderheiten des Geschäftsjahres zu korrigieren sein. Eine Berücksichtigung im Kapitalkostenaufschlag wird obsolet, da die Gewerbesteuer dann nicht mehr als Bestandteil der Kapitalkosten geführt wird.

Bei der Ermittlung der tatsächlichen Gewerbesteuer orientiert sich die Bundesnetzagentur an dem entsprechenden Jahres- bzw. Tätigkeitsabschluss des Netzbetreibers. Soweit dort keine Gewerbesteuer ausgewiesen wird, kann auch keine Gewerbesteuer geltend gemacht werden. Auch können keine höheren Gewerbesteuerbeträge anerkannt werden als von der tatsächlich steuerpflichtigen Gesellschaft auch tatsächlich gezahlt wurden. Soweit Zuordnungen der Gewerbesteuer notwendig werden, sind diese nach darzulegenden, sachgerechten Schlüsseln vorzunehmen.“⁸

Dem widersprechen wir an dieser Stelle ausdrücklich.

1. Ansatz der Gewerbesteuer muss auch weiterhin Bestandteil einer konsistenten kalkulatorischen Gesamtrechnung bleiben

Die Kalkulationsmethodik muss sicherstellen, dass die Vorgaben des §21 Abs. 2 EnWG erfüllt werden in dem „die Entgelte... auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung **und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet**“ werden. Diesem Grundsatz sieht sich auch die BNetzA im vorliegenden Eckpunktepapier verpflichtet (S. 7).

Daraus folgt, dass die Kalkulationsmethodik für die Netzkosten sicherstellen muss, dass die festgelegte Höhe der Eigenkapitalverzinsung c.p. auch erzielt werden. Aus diesem Grund werden die, auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung entfallenden Ertragsteuern (Gewerbesteuer und Körperschaftsteuer), seit Beginn der Anreizregulierung in Deutschland nach den Vorgaben der Strom- und GasNEV in einer konsistenten Netzkostenkalkulation kalkulatorisch berücksichtigt.

Auch der BGH bestätigt, dass „die kalkulatorische Gewerbesteuer vielmehr Teil der kalkulatorischen Kostenrechnung“ ist, „die die Entgeltbildung unter funktionierenden Wettbewerbsbedingungen simulieren soll“.⁹

Der kalkulatorische Ansatz der Ertragsteuern auf Unternehmensebene als Teil einer konsistenten kalkulatorischen Rechnung ist sowohl gängige Regulierungspraxis für Infrastrukturen in Deutschland, z.B. im Telekommunikationsbereich, als auch Stand in der europäischen Regulierungspraxis.

Bei der Umstellung auf einen pagatorischen Ansatz der Gewerbesteuer kann in der Kalkulation für zukünftige Geschäftsjahre von vornherein nicht sichergestellt werden, dass die regulatorisch zugestandene Eigenkapitalverzinsung auch c.p. erzielt werden kann.

⁸ Eckpunktepapier Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF), S. 19

⁹ Senat, Beschluss vom 14. August 2008 - [KVR 42/07](#), WuW/E DE-R 2395 Rn. 72 f. - Rhein Hessische Energie Stellungnahme der E.ON SE zum Eckpunktepapier Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)

Der kalkulatorische Ansatz ist auch deshalb dem pagatorischen Ansatz bei der Netzentgeltkalkulation methodisch überlegen, weil er zu einer Verstetigung der kalkulierten Gewerbesteuerbeträge im Gleichlauf mit der Investitionstätigkeit des Netzbetreibers führt und Netzentgeltsprünge durch schwankende tatsächliche Gewerbesteuerzahlungen infolge von periodenfremden oder einmaligen Effekten vermieden werden.

Aus diesem Grund muss eine konsistente kalkulatorische Gesamtrechnung der Kapitalkosten stets aus dem gesamthaften kalkulatorischen Ansatz aus Zinsen, Steuern und Abschreibungen bestehen.

Die von der BNetzA geplante Einführung des WACC-Konzeptes bietet die Chance, die historisch entstandene, unterschiedliche kalkulatorische Abbildung der Gewerbesteuer (als betragsmäßige absolute Größe) und der Körperschaftsteuer (im Eigenkapitalzinssatz) aufzulösen und in einem konsistenten kalkulatorischen Ansatz zu harmonisieren.

Die Lösung besteht in der einheitlichen Abbildung über einen kalkulatorischen Gesamtsteuerfaktor, als Summe aus kalkulatorischer Gewerbesteuer- und Körperschaftsteuerbelastung. Dabei wird der im Rahmen des Capital Asset Pricing Modells (CAPM) zunächst nach Unternehmenssteuern ermittelte Eigenkapitalzinssatz in einen Eigenkapitalzinssatz vor Gewerbe- und Körperschaftsteuer überführt. Dieser Kalkulationsansatz wird so auch von der Beschlusskammer 3 der BNetzA im Rahmen des WACC-Konzeptes zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu Teilnehmeranschlussleitungen der Deutschen Telekom AG praktiziert.¹⁰

Um den Prüfaufwand für die BNetzA und die Landesregulierungsbehörden weiter zu reduzieren, wäre es im Rahmen des WACC-Modells denkbar, anstelle der individuellen Gewerbesteuerhebesätze der einzelnen Netzbetreiber auf den durchschnittlichen Gewerbesteuerhebesatz in Deutschland abzustellen, wie er vom Statistischen Bundesamt jährlich bereitgestellt wird und wie er bereits durch die Beschlusskammer 4 im Rahmen der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze zur Bestimmung des Körperschaftsteuerfaktors seit mehreren Regulierungsperioden angewendet wird¹¹. Im Jahr 2022 betrug der durchschnittliche Gewerbesteuerhebesatz in Deutschland beispielsweise 403%¹².

Beispielhaft ergeben sich folgende Kalkulationsschritte:

1. Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes im Rahmen des CAPM nach Unternehmenssteuern, ausgehend vom aktuellen EK-Zins für Bestandsanlagen i.H.v. 4,13% nach (allen) Unternehmenssteuern.
2. Ermittlung des standardisierten Gesamtsteuerfaktors
 - Körperschaftsteuersatz inkl. Solidaritätszuschlag $15\% \times 1,055\% = 15,825\%$
 - Standardisierter Gewerbesteuersatz = durchschnittlicher Gewerbesteuerhebesatz in Deutschland \times Messzahl / 10.000 $\rightarrow 403\% \times 3,5 / 10.000 = 14,11\%$
 - Integrierter standardisierter Ertragssteuersatz $\rightarrow 15,825\% + 14,11\% = 29,93\%$
 - Überführung in einen Gesamtsteuerfaktor $\rightarrow 1 / (1 - 0,2993) = 1,4271$
3. Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes vor Gewerbe- und Körperschaftsteuer, im Beispiel: $4,13\% \times 1,4271 = 5,89\%$.

In Verbindung mit dem festzulegenden Fremdkapitalzinssatz und der EK- und FK-Quote kann auf dieser Basis ein für alle Netzbetreiber einheitlicher und transparenter WACC vor Steuern für die Netzkostenkalkulation festgelegt werden.

¹⁰ Siehe unter anderem Bundesnetzagentur, Beschluss BK3c-22/004 vom 30.09.2022, S. 82 und 85

¹¹ BNetzA – Beschluss BK4-21-055 - Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung, 12.10.2021, S. 45.

¹² Siehe https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/_Grafik/_Interaktiv/steuereinnahmen-hebesaetze-gewerbesteuer-laender.html

Stellungnahme der E.ON SE zum Eckpunktepapier Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)

Ein so ausgehend von einem WACC nach Steuern ermittelter WACC vor Steuern wird von den meisten europäischen Regulierungsbehörden für die Netzkostenkalkulation angewandt. Dieser international anerkannte Ansatz würde demnach auch die Transparenz und Vergleichbarkeit der Verzinsungsbedingungen für Investoren im Vergleich zu Status Quo deutlich erhöhen und eine konsistente kalkulatorische Abbildung der Gewerbe- und Körperschaftsteuer im Ausgangsniveau und während der Regulierungsperiode im Kapitalkostenaufschlag für Neuinvestitionen sicherstellen.

2. **Die nicht nachgewiesene Vermutung der BNetzA, dass potentiell gewichtige Beträge im Rahmen des kalkulatorischen Ansatzes der Gewerbesteuer anerkannt werden, die u.U. tatsächlich nicht anfallen, ist für die Netzbetreiber des E.ON-Konzerns nicht haltbar. Wir halten eine solche Vermutung ebenfalls als verfahrensrechtlich unzureichend und im Ergebnis auch unverhältnismäßig, um diese als Grundlage einer derart gravierenden Umstellung der Gewerbesteuerbehandlung zu wählen.**

In den Jahren 2021 bis 2024 liegt der jährliche Gewerbesteueraufwand des E.ON-Konzerns im dreistelligen Mio. € Bereich. Davon entfällt der überwiegende Teil auf das deutsche Netzgeschäft.

Die These der BNetzA, dass die tatsächlich von den Netzbetreibern geleisteten Gewerbesteuerzahlungen in erheblichem Ausmaß unter dem von der BNetzA genannten Wert von 220 Mio. € als Summe der den Verteilnetzbetreibern im Regelverfahren Strom und Gas (in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur) insgesamt zugestandenen kalkulatorischen Gewerbesteuer im Basisjahr der vierten Regulierungsperiode liegen würde, ist daher allein mit Blick auf die von E.ON geleisteten Gewerbesteuerzahlungen stark infrage zu stellen. Bedenkt man, dass eine Auflösung von ertragsteuerlichen Organschaften aus den nachfolgenden Gründen grundsätzlich zu steigenden Gewerbesteuerzahlungen führt, **dreht sich der von der BNetzA vermutete netzkostensenkende Effekt bei Übergang auf den pagatorischen Ansatz der Gewerbesteuer mit hoher Wahrscheinlichkeit ins Gegenteil um:**

- Ertragsteuerliche Organschaften werden insbesondere abgeschlossen, da auf Basis der derzeit geltenden Gesetze Gewinnausschüttungen letztendlich nur einer 95%igen Steuerbefreiung unterliegen, während diese (Dividenden)besteuerung im Falle einer Organschaft nicht ausgelöst wird.
- Sofern zwischen den Netzgesellschaften und ihren Muttergesellschaften keine Organschaften bestehen würden, würde bei dem E.ON-Konzern allein durch die Gewinnausschüttungen der entsprechenden Netzgesellschaften auf Ebene der Gesellschafter eine Steuerbelastung im zweistelligen Mio. € Bereich (auf Basis der Ergebnisse 2023) jährlich ausgelöst.
- Zusätzlich würden auf Ebene der Netzgesellschaften Steuereffekte aus der Hinzurechnung von Schuldzinsen für Gewerbesteuerzwecke und ggf. auch aus der Anwendung der Zinsschranke ausgelöst. Diese schätzen wir (jährlich) auf bis zu 50% des vorgenannten Betrags ein. Sofern auf die tatsächliche Gewerbesteuer abgestellt wird und keine Organschaft mehr besteht, wird es somit bei der Ermittlung der steuerlichen Bemessungsgrundlage diverse Hinzurechnungen geben, die zu einer höheren tatsächlichen Gewerbesteuer führen.

Wie die BNetzA im Eckpunktepapier selbst feststellt (S. 21, 3. Absatz), ist sie sich bzgl. der Faktenlage wieviel Gewerbesteuer tatsächlich gezahlt wird und ob diese unter der gewährten kalkulatorischen Gewerbesteuer liegen, selbst nicht sicher:

*„Allerdings kann auch die Bundesnetzagentur auf Grundlage der ihr vorliegenden Daten gegenwärtig **nicht sicher bewerten, wie hoch die dem Netzbetreiber zuzuordnende tatsächliche Gewerbesteuerzahlung im Status-quo wäre.** Weiterhin kann sie nicht bewerten, welche gesellschaftsrechtlichen Umgestaltungen durch die Netzbetreiber im Nachgang zu einer Umstellung auf die tatsächliche Gewerbesteuer vorgenommen würden, die dann zu einer Erhöhung des ausgewiesenen*

Gewerbesteueraufwands führen würden. Aufgrund der aktuellen Informationslage kann die Bundesnetzagentur insofern das Einsparpotential derzeit ex-ante nicht final abschätzen“

Insofern bestehen erhebliche Zweifel, ob der von der BNetzA indizierte Befund, dass die Netzbetreiber systematisch deutlich weniger Gewerbesteuer zahlen, als durch den kalkulatorischen Ansatz in den Netzentgelten berücksichtigt, der Realität entspricht. Verfahrensrechtlich ausdrückt: Die BNetzA hat hier sogar einen vollständigen Begründungsausfall – die **BNetzA selbst ist nicht in der Lage, Zweck und Wirkung der Umstellung auf pagatorische Gewerbesteuer qualitativ und quantitativ zu begründen**. Wir gehen nach alledem sogar davon aus, dass die BNetzA auch nicht in der Lage ist, überhaupt zu begründen, dass Einsparpotential besteht oder zusätzliches Belastungspotential (neben unverhältnismäßigem Verwaltungsaufwand bei den Netzbetreibern) die Folge ist.

Vor dem Hintergrund der massiven negativen Auswirkungen auf die Investitionsbedingungen (siehe unter 3.) und des mit dem Vorschlag einhergehenden erheblichen Umsetzungsaufwandes, wäre es nicht vertretbar und nicht vermittelbar, auf Basis einer nicht systematisch belegbaren und nicht nachgewiesenen Vermutung die Abschaffung des bewährten und effizienten kalkulatorischen Ansatzes der Gewerbesteuer weiter zu verfolgen.

3. Massive Verschlechterung der regulatorischen Investitionsbedingungen durch geplanten Entfall der kalkulatorischen Gewerbesteuer im Kapitalkostenaufschlag und resultierenden Zeitverzug zu vermeiden

Der kalkulatorische Ansatz der Gewerbesteuer ist elementarer Bestandteil der Kalkulationslogik des Kapitalkostenaufschlags, um sicherzustellen, dass die regulatorisch zugestandene Eigenkapitalverzinsung für die jährlichen Neuinvestitionen c.p. auch erwirtschaftet werden kann.

Wenn die kalkulatorische Gewerbesteuer – wie von der BNetzA beabsichtigt – künftig ersatzlos aus der Kalkulation des Kapitalkostenaufschlags entfallen würde, würde daraus unmittelbar folgen, dass die festgelegte Eigenkapitalverzinsungshöhe für Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode von vornherein nicht erzielt werden kann.

Bei einem Gewerbesteuerhebesatz von 403% (durchschnittlicher Hebesatz in Deutschland für 2022) beträgt der Gewerbesteuersatz rund 14% ($14,11\% = 3,5 \times 403\% / 10000$). Die erzielbare Eigenkapitalverzinsung würde demnach von vornherein um rund 14% abgesenkt. Während einer Regulierungsperiode würden sich die Ertragseinbußen Jahr für Jahr mit jeder jährlichen Neuinvestitionen auf kumulieren.

Wenn die Gewerbesteuer künftig nur noch auf Basis der tatsächlich im Basisjahr gezahlten Gewerbesteuer in den Netzentgelten berücksichtigt werden darf, würde ein Zeitverzug von bis zu 7 Jahren entstehen, um einen Anstieg der tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer auch in den Netzentgelten zurückverdienen zu können. Zudem wäre dieses „Steuerbudget“, basierend auf dem kalkulatorischen EK-Zins der vorherigen Regulierungsperiode, nicht konsistent zum kalkulatorischen EK-Zins der aktuellen Regulierungsperiode. In Zeiten stark ansteigender Investitionsbedarfe und daraus folgender ansteigender kalkulatorischer Eigenkapitalverzinsung würden die Ertragseinbußen besonders stark zu Buche schlagen. Ein Ausgleich für die jährliche hinzukommende Gewerbesteuer auf Neuinvestitionen bei der Netzentgeltbildung ist daher unverzichtbar.

Wenn regulatorische Rahmenbedingungen, Investitionen in den Aus- und Umbau der Strom- und Gasnetze fördern wollen, müssen sie daher sicherstellen, dass die auf die Eigenkapitalverzinsung für Bestands- und Neuinvestitionen entfallende Gewerbe- und Körperschaftsteuer c.p. auch verdient werden können. Die vorgeschlagene Änderung der BNetzA würde genau das Gegenteil bewirken und die Investitionsbedingungen immens verschlechtern. Zudem würde dieser „Sonderweg“ im Vergleich zur internationalen Regulierungspraxis, gerade in einem möglichen WACC-Model, zu Intransparenz der Regulierungssystematik und damit Verunsicherung von Kapitalgebern führen.

Zwischenfazit: Die von der BNetzA beabsichtigte Umstellung vom bisher praktizierten, kalkulatorischen Ansatz der Gewerbesteuer zu einem pagatorischen Ansatz bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus im Basisjahr in Verbindung mit einem vollständigen Entfall der kalkulatorischen Gewerbesteuer im Kapitalkostenaufschlag für Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode, würde die regulatorischen Rahmenbedingungen für Investitionen erheblich verschlechtern. Ein derartig verschlechternder Eingriff gegenüber dem bisherigen, anerkannten System der Kapitalkostenkalkulation würde ein Investitionshemmnis darstellen, das schädlich für die Umsetzung der Energiewende und daher zwingend zu vermeiden ist! Insbesondere auch deshalb, weil die BNetzA selbst ausführt, dass sie weder qualitativ noch quantitativ in der Lage ist, ihren Vorschlag zu plausibilisieren und zu begründen.

4. Aufwendige und langwierige strukturelle Umstellungsprozesse in Zeiten der Energiewende zwingend zu vermeiden

Sofern aufgrund der geplanten Umstellung steuerliche Querverbände und steuerliche Organschaften aufgelöst werden müssten, wäre dies nur mit erheblichen komplexem Umsetzungsaufwand möglich und würde dem Ziel eines Bürokratieabbaus in Deutschland diametral entgegenstehen:

- Es wäre zu prüfen, ob die bestehenden Ergebnisabführungsverträge und damit die ertragsteuerlichen Organschaften ohne Schädigung für die Vergangenheit beendet werden könnten. Dies wäre dann der Fall, wenn die Mindestlaufzeit von fünf Jahren noch nicht überschritten wäre. Wären die fünf Jahre Mindestlaufzeit noch nicht abgelaufen, hätte dies zur Folge, dass die Ergebnisabführungen der Vergangenheit rückwirkend als Gewinnausschüttungen qualifiziert würden und es insoweit zu den o.g. Steuerfolgen für die betroffenen Jahre käme.
- Zu berücksichtigen ist auch noch, dass zumindest in vielen Fällen der deutschen Energiebranche ein Ausscheiden der Netzgesellschaften aus bestehenden steuerlichen Organkreisen immense Auswirkungen auf die Gewerbesteuererlegung haben würde. Die Zerlegungsschlüssel sind neu zu berechnen und neue Vereinbarungen über die jeweiligen Zerlegungen abzuschließen; dabei wird es Gewinner und Verlierer bei den Kommunen geben.
- Es würden Mehrkosten durch Personalkostenaufwüchse durch zusätzlichen Aufwand für die Erstellung von Steuererklärungen entstehen (Verlust der Effizienzvorteile der steuerlichen Organschaft).
- Die Überprüfung von zahlreichen Pachtverträgen und der Mehraufwand durch Abbildung der pagatorischen Gewerbesteuer auch bei Verpächtern würde ebenfalls den bürokratischen Aufwand und letztendlich die Kosten erhöhen.
- Zudem ist fraglich, wie die BNetzA den tatsächlichen Gewerbesteueraufwand der Netzgesellschaften überprüfen will. Aufgrund der hohen Anzahl an beteiligten Gemeinden, die jeweils Gewerbesteuerbescheide erlassen, dürfte ein enormer administrativer Aufwand bei den Netzgesellschaften, bei den betroffenen Gemeinden sowie bei der BNetzA im Hinblick auf die Prozessierung der Gewerbesteuer bzw. deren Überprüfung ausgelöst werden. Hierdurch entstünde ein enormer Bürokratieaufbau, der u.E. nicht unterschätzt werden sollte. Unklar ist insbesondere, wie der Nachweis über die tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer erbracht werden soll (z.B. durch Testat des Wirtschaftsprüfers?). Wird auf die im Rahmen des Jahresabschlusses ermittelte und vom Wirtschaftsprüfer testierte Gewerbesteuer für das laufende Jahr abgestellt oder werden auch Nachzahlungen/Erstattungen für Vorjahre berücksichtigt? Was ist mit nachträglichen Gewerbesteuerzahlungen aufgrund der eingereichten Steuererklärungen, aufgrund von Betriebsprüfungen bzw. den Folgewirkungen aus Betriebsprüfungen?
- Weiterhin ist zu beachten, dass bei den Gewinnausschüttungen der Netzgesellschaften Kapitalertragsteuer einzubehalten und an das Finanzamt abzuführen wäre. Diese kann von dem Gesellschafter erst zu einem späteren Zeitpunkt angerechnet und damit erstattet werden, so dass sich insoweit ein nachteiliger Cash-Effekt ergeben würde.

Pagatorische Gewerbesteuer inakzeptabel: Die Überlegungen der BNetzA, die **kalkulatorische Gewerbesteuer** in den Kapitalkosten des Kapitalkostenaufschlages zukünftig unberücksichtigt zu lassen, sind aus unserer Sicht aus mehreren Gründen nicht akzeptabel:

- Der unvollständige Kapitalrückfluss verursacht sinkende Investitionsanreize, was die notwendige Innenfinanzierung erschwert (Vgl. Kap. 6.8).
- Die insbesondere für kommunale VNB ausgelösten Umstrukturierungserfordernisse weisen eine derart deutliche strukturpolitische Steuerungswirkung aus, dass **ernsthafte Bedenken dazu bestehen, dass diese durch regulatorische Festlegungskompetenzen gedeckt** sind.
- Selbst nach Aussagen der BNetzA besteht **keine klare Kosten-Nutzen-Analyse**, so dass die Umstellung auf pagatorische Gewerbesteuer faktisch „ins Blaue hinein“ erfolgt. Dies erscheint mit Blick auf die enormen Folgekosten für die Netzbetreiber als in mehreren Dimensionen unverhältnismäßig (u.a. Zweckerreichung unklar, mangelnde Wirkungsanalyse, Aufwand völlig unverhältnismäßig zum (nicht aufgeklärten) Nutzen).
- **Verstoß gegen die Vereinfachungs- und Entbürokratisierungsanforderung**, die von der BNetzA selbst als wesentliches Element des NEST-Prozesses genannt wurde, da neben enormem jährlichen (dauerhaften) Erfassungsaufwand für pagatorische Gewerbesteuer auch relevanter Umstellungs- und Umstrukturierungsaufwand bei Netzbetreibern ausgelöst wird.

Fazit:

- **Der Umsetzungsaufwand und die Folgewirkungen der von der BNetzA geplanten Abschaffung des kalkulatorischen Ansatzes der Gewerbesteuer in Zeiten der Energiewende, in denen alle Ressourcen auf den Netzausbau und die Kundenanschlüsse fokussiert werden müssen, sind nicht vertretbar, nicht verfahrensrechtlich begründet und begründbar und können nicht in Kauf genommen werden.**
- **Der von der BNetzA lediglich vermutete, nicht belegte netzkostensenkende Effekt beim Übergang auf den pagatorischen Ansatz der Gewerbesteuer ist für die Netzbetreiber des E.ON-Konzerns zudem stark anzuzweifeln.**
- **Die Schaffung der strukturellen Voraussetzungen für den pagatorischen Ansatz der Gewerbesteuer im Rahmen der kommenden Kostenprüfung bei den Netzbetreibern in steuerlichen Organschaften wären zudem bis zu den unmittelbar anstehenden Basisjahren im Gas/Strom (2025/2026) nicht umsetzbar.**
- **Der kalkulatorische Ansatz im Ausgangsniveau und Kapitalkostenaufschlag ist zwingend beizubehalten, um in einem konsistenten Gesamtansatz der Kapitalkostenkalkulation die Erzielung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sicherzustellen und die Investitionsbedingungen auch im internationalen Vergleich nicht noch weiter zu verschlechtern.**
- **E.ON hat hierfür in der vorliegenden Stellungnahme einen sachgerechten mit dem WACC-Ansatz konformen Vorschlag für den Ansatz der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf Basis des durchschnittlichen Gewerbesteuerhebesatzes vorgelegt, der diesen Zielen gerecht wird und den Regulierungs- und Prüfaufwand ggü. dem Status Quo reduziert.**

6.9. Kostenmindernde Erlöse und Erträge

“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. “

Sofern es netzbetreiberindividuelle Zuschüsse mit eindeutigem 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).

Korrespondierend mit der Nichtberücksichtigung von Finanzanlagen in der regulierten Verzinsungsbasis (s. 6.7.1), sind Zinserträge in einem WACC-Modell künftig nicht mehr kostenmindernd anzusetzen.