

Hinweis:

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

GBK

Aktenzeichen: GBK-24-01-2#1

Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen

Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)	FNB Gas e.V.
Marktrolle:	Verband

Kontaktdaten*:

Nachname:	[Redacted]	Vorname:	[Redacted]
Kürzel:	[Redacted]		
E-Mail:	[Redacted]	Telefon:	[Redacted]

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

Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>

Konsultationsbeitrag: Aktenzeichen: GBK-24-01-2#1 -

Nr.	Tenzoriffer (pfeilhaft)	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung
1	1	- Die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber erheben Entgelte für die Bereitstellung von Ein- und Ausspeisekapazitäten für das Wasserstoff-Kernnetz. Das Entgelt wird in €/KWh/a berechnet. Es gilt stets für eine nicht unterbrechbare Jahreskapazität. Für die Überspeisung von Wasserstoff vom Netz eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers wird kein Entgelt erhoben.	- Die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber erheben Entgelte für die Bereitstellung von Ein- und Ausspeisekapazitäten für das Wasserstoff-Kernnetz. Das Entgelt wird in €/KWh/a berechnet. Es gilt stets für eine feste, frei zuordenbare feste nicht unterbrechbare Jahreskapazität. Für die Überspeisung von Wasserstoff vom Netz eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers innerhalb eines Entry-Exit-Systems wird kein Entgelt erhoben.	- Das Wasserstoff-Kernnetz wird das Rückgrat für die Entwicklung des Wasserstoffmarktes in Deutschland sein. Basierend auf den geplanten Wasserstoff-Projekten (Transportinfrastruktur Cluster entwickeln, die im Zeitablauf in Abhängigkeit von der Weiterentwicklung des Marktes und dem Grad der Vermischung der Wasserstoff-Transportinfrastruktur zu größeren Clustern Entwicklung ein deutschlandweites Wasserstoff-Marktgebiet zu erreichen. Um diese Entwicklung positiv zu beeinflussen, planen die FNB bereits auf Cluster-Ebene Entry-Exit-Systeme einzurichten (siehe hierzu die Einreichung der FNB bei der Bundesnetzagentur). Innerhalb dieser Cluster (= Entry-Exit-Systeme) wird – wie im Erdgasbereich auch – für die Überspeisung von Wasserstoff vom Netz eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers ein Entgelt erhoben. In der Phase des Zusammenwachsens der Cluster kann es Zeiträume geben, in denen ein physischer Austausch von Mengen zwischen einzelnen Clustern bereits möglich, eine Zusammenlegung auf technischer bzw. kapazitiver Ebene noch nicht ratsam ist. Ein solcher Fall liegt insbesondere dann vor, wenn die feste, frei zuordenbare Kapazität bei einer Zusammenlegung aufgründet werden müsste. Wie man mit diesen Situationen umgeht, sollte im Rahmen der geplanten Festlegungen zum Netzzugangsregime diskutiert werden. Die FNB schlagen vor, diesbezügliche Netzzugangsfrage zu klären. Ggf. muss basierend auf den dort gefundenen Lösungen die WANDA-Festlegung dann später entsprechend angepasst bzw. ergänzt werden. Dies ist zeitlich staffelnd und damit ausreichend Zeit für eine Anpassung bzw. Ergänzung von WANDA gegeben ist. Es sollte das Entgelt für eine FZK-Jahreskapazität genannt werden. Dies ist der Standardfall und sollte nicht ohne Grund geändert werden. Es ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass die Amortisationskonten stets von einer vollständigen Vermarktung über Jahreskapazitäten ausgegangen wurde.
4		- Die Differenz ist dabei um Beträge zu mindern, auf welche ein Wasserstoff-Kernnetzbetreiber ausdrücklich verzichtet. Insbesondere werden von den kumulierten Differenzen jene Beträge in Abzug gebracht, die von einer Verzichtserklärung nach § 28f Abs. 4 EnWG umfasst sind, wenn es zu einem Ausgleich des Amortisationskontos nach § 28s Abs. 1 EnWG kommt.	a) Streichung der Regelung zur Verzinsung des IKAK b) Berücksichtigung des Selbstbehalts	zu a) Zur Verzinsung des intertemporalen Kostenallokationskontos: Mit der derzeit im WANDA-Festlegungsentwurf vorgesehenen Verzinsung besteht die Möglichkeit, dass eine Situation eintritt, in welcher das intertemporale Kostenallokationskonto (IKAK) unterschiedliche oder sogar zusätzliche bzw. doppelte Verzinsung. Ein Ausgleich des IKAK würde dann dazu führen, dass auf Basis der WANDA-Festlegung keine Notwendigkeit mehr besteht, durch den Wegfall des Hochlaufentgelts entfällt aber die Möglichkeit durch Mehrerlöse der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber das AK ebenfalls auszugleichen. Dies würde dem Finanzierungsgleichlauf beider Konten sichergestellt werden. Dies wird durch eine Streichung der Regelung einer Verzinsung beim IKAK gewährleistet. zu b) Berücksichtigung des Selbstbehalts: Die aktuell vorgesehene Formulierung in Tenorziffer 4 erfordert eine Klarstellung: Es sollte insbesondere deutlich werden, dass die Beträge aufgrund des freiwilligen Verzichts der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber auf die Erlöse aus dem Hochlaufentgelt abgezogen und dergestalt auf dem IKAK zu verbuchen sind, sondern dass diese lediglich im Falle des Ausgleichs des AK nicht als noch nicht erzielte, aber Andererseits würde das IKAK einen Schiefstand ausweisen, der es unmöglich machen würde, die Höhe der Deckung der genehmigten Netzkosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber auszugleichen.
5		- Satz 6: „Ist die monatliche Ausgleichszahlung eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers positiv, so ist diese bis spätestens zum 15. des jeweiligen Monats anteilig an alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber mit negativer monatlicher Ausgleichszahlung auszus zahlen.“	a) Formulierung in Tenorziffer 5 Satz 6 muss nah unserem Verständnis wie folgt angepasst werden: „Ist die monatliche Ausgleichszahlung eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers positiv, so ist diese bis spätestens zum 15. des jeweiligen Monats anteilig an alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber mit negativer positiver monatlicher Ausgleichszahlung auszus zahlen.“ b) Anmerkungen zum AMELIE-H2-Ausgleichsschlüssel	zu a) Die aktuell vorgesehene Formulierung in Tenorziffer 5 Satz 6 bedarf einer Anpassung der Begriffe der negativen und positiven monatlichen Ausgleichszahlung. So wird die Ausgleichszahlung geregelt: „Ist die monatliche Ausgleichszahlung eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers positiv, so ist diese bis spätestens zum 15. des jeweiligen Monats anteilig an alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber mit negativer monatlicher Ausgleichszahlung auszus zahlen.“ Nach dem Verständnis der FNB müsste der Mechanismus der Ausgleichszahlung jedoch ge-geklärt werden, da nach der unter Randziffern 67 und 68 dargestellten Berechnungsweise eine Zahlung verpflichtet werden müsste. zu b) Den Ausgleich der Erlöse aus Entgelten zwischen Wasserstoff-Kernnetzbetreibern erachten die FNB ebenfalls als notwendig. Die genaue Ausgestaltung des Mechanismus wird jedoch im Rahmen der weiteren Verhandlungen zwischen den Netzebenen hinreichend komplex werden lässt. Bereits feststehend ist der in § 28s Abs. 3 EnWG-Entwurf definierte Verteilungsschlüssel des individuellen Selbstbehaltsbetrags im Fall eines Ausgleichs des Amortisationskontos durch die prozentuale Beteiligung an den kumulierten genehmigten Netzkosten des Wasserstoff-Kernnetzes (im Folgenden „kumulierte Schlüsselung“). Weiterhin feststehend ist die vorgesehene Schlüsselung insbesondere auch inklusive der Zinsaufwendungen gegenüber der KW über die individuellen Netzkosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber, wobei die Zuteilung sich gem. § 28f Abs. 3 EnWG an den individuellen Differenzbeiträgen bemisst. Hierbei ist jedoch auch zu betonen, dass nach unserem Verständnis ein Zirkelschluss bei der Berechnung besteht, da ein direkter Zusammenhang zwischen den Zinsaufwendungen und den Netzkosten besteht. Die vorgesehene Wägung der Zinsaufwendungen beeinflusst direkt die individuellen Netzkosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber und damit auch den individuellen Selbstbehalt im nicht auszugleichenden Differenzbeiträge berechnen sich als Delta zwischen den individuellen Netzkosten und den individuell zugeordneten Transporterlösen. Somit hat der Verteilungsschlüssel die Abbildung der Wirkungsweisen verschiedener Schlüssel ist jedoch hinreichend komplex und kann lediglich anhand von Modellnetzbetreibern berechnet werden, was ggf. die Realität der faktischen Erfolg der Transportkapazitätsvermarktung an Kunden – also der Hochlaufpfad – eine Rolle spielen wird. Aufgrund der beschriebenen möglichen erheblichen kommerziellen Wirkungen der Selbstbehalts fair und für alle beteiligte Wasserstoff-Kernnetzbetreiber transparent und nachvollziehbar sein. Die quantitative Bemessung einer fairen Verteilung ist jedoch hinreichend schwierig. Die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber sind sich bewusst, dass die in den Netzkosten enthaltenen Zinsaufwendungen entsprechend der Zuteilung gem. § 28f Abs. 3 EnWG-Entwurf keine Rolle für die Kernnetzbetreiber spielen. Ein Maßstab könnte hierbei die tatsächliche Nutzung des Amortisationskontos sein, welche sich aus den kumulierten Differenzbeiträgen je Wasserstoff-Kernnetzbetreiber der Schlüsselung der Transporterlöse) und der Beteiligung (festgelegt durch den Verteilungsschlüssel aus § 28s Abs. 3 EnWG-Entwurf) zu erreichen, könnte auch für die Verteilung der Transporterlöse (jährlichen Schlüsselung nach Tenorziffer 5 des Beschlussesentwurfs führt hier zwangsläufig zu Unterschieden zwischen Nutzung und Beteiligung. Es ist jedoch auch zu betonen, dass die Verteilung der Transporterlöse unter Berücksichtigung einer kumulierten Schlüsselung einen höheren Komplexitätsgrad hat. Zusätzlich ist zu erwähnen, dass die Investitionszeitpunkte und Risikosituationen fair abbildet. Zudem können sich durch die Systematik Fälle ergeben, in welchen einzelne Wasserstoff-Kernnetzbetreiber (fiktiv) bereits in der Phase des Betriebs Betrieb von Transportleitungen für Wasserstoff bestehen höhere bzw. unbekannte Risiken im Vergleich zu Erdgastransportleitungen. Wasserstoff kann, anders als Erdgas, in Bauteilen aus Stahlwerkstoffen zu Versprödung führen. Anders als bei Erdgastransportleitungen ist daher eine bruchmechanische Lebensdauer-berechnung (siehe hierzu die FNB bei der Bundesnetzagentur) erforderlich. Defekte aus (reale Risse sind i. d. R. nicht bekannt), die aufgrund von Lastwechseln wachsen können. Die Lebensdauer hängt dabei von der Betriebsweise ab, insbesondere von der Höhe der Lastwechsel. Die zukünftige Nutzung von Wasserstoff wird grob prognostiziert werden. Häufigere Drucklastwechsel als im Erdgas sind dabei durchaus wahrscheinlich, insbesondere wenn die Aufspeisung durch Elektrolyseure erfolgt. Verlässliche Aussagen sind derzeit nicht möglich, die technische Nutzungsdauer der mit Wasserstoff beaufschlagten Anlagen könnte jedoch signifikant kürzer sein im Vergleich zu den Erdgasanlagen. Darüber hinaus und gleichwertig ist die ökonomische Perspektive bei der Ermittlung der Nutzungsdauern zu betrachten. Bisher sind alle Modellrechnungen zum Finanzierungsmodell inklusive der vorgesehene Finanzierungsmodells und damit auch die internen Wirtschaftlichkeitsrechnungen der Netzbetreiber von einer maximalen Nutzungsdauer von 35 Jahren ausgegangen. Eine Begrenzung der Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 der GasNEV auf maximal 35 Jahren ist damit sachgerecht.
3	7b)	- Die Nutzungsdauer nach § 8 Abs. 4 WasserstoffNEV entspricht der jeweils kürzesten möglichen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nach Anlage 1 der GasNEV in der Fassung, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Beschlusses gilt. Abweichende Festlegungen der Bundesnetzagentur für Gasnetzbetreiber bleiben außer Betracht.	- Die Nutzungsdauer nach § 8 Abs. 4 WasserstoffNEV entspricht der jeweils kürzesten möglichen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nach Anlage 1 der GasNEV in der Fassung, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Beschlusses gilt, längstens sind dabei jedoch für alle Anlagenklassen außer Verwaltungsgebäude maximal 35 Jahre anzusetzen. Abweichende Festlegungen der Bundesnetzagentur für Gasnetzbetreiber bleiben außer Betracht.	- Die Nutzungsdauer nach § 8 Abs. 4 WasserstoffNEV entspricht der jeweils kürzesten möglichen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nach Anlage 1 der GasNEV in der Fassung, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Beschlusses gilt, längstens sind dabei jedoch für alle Anlagenklassen außer Verwaltungsgebäude maximal 35 Jahre anzusetzen. Abweichende Festlegungen der Bundesnetzagentur für Gasnetzbetreiber bleiben außer Betracht.
4	7c)	- Abweichend von § 28f Abs. 6 S. 2 EnWG findet § 10 Abs. 3 WasserstoffNEV Anwendung. Abweichend von § 28f Abs. 1 S. 7 EnWG errechnet sich der Eigenkapitalzinsatz vor Steuern für Altanlagen aus dem Eigenkapitalzinsatz für Neuanlagen nach Steuern abzüglich der Preisänderungsrate multipliziert mit dem Steuerfaktor. Der Eigenkapitalzinsatz für Neuanlagen nach Steuern errechnet sich aus dem Eigenkapitalzinsatz für Neuanlagen vor Steuern dividiert durch den Steuerfaktor. Die Preisänderungsrate ergibt sich aus dem auf die letzten zehn Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt des vom statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex des Jahres 2023. Der Steuerfaktor beträgt 1,226.	a) EK-Zins für Altanlagen: Abweichend von § 28f Abs. 6 S. 2 EnWG findet § 10 Abs. 3 WasserstoffNEV Anwendung. Abweichend von § 28f Abs. 1 S. 7 EnWG beträgt der auf Altanlagen entfallende Anteil am betriebsnotwendigen Eigenkapital anzuwendende Eigenkapitalzinsatz 5,75 Prozent vor Steuern. Errechnet sich der Eigenkapitalzinsatz vor Steuern für Altanlagen aus dem Eigenkapitalzinsatz für Neuanlagen nach Steuern abzüglich der Preisänderungsrate multipliziert mit dem Steuerfaktor. 3Der Eigenkapitalzinsatz für Neuanlagen nach Steuern errechnet sich aus dem Eigenkapitalzinsatz für Neuanlagen vor Steuern dividiert durch den Steuerfaktor. 4Die Preisänderungsrate ergibt sich aus dem auf die letzten zehn Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt des vom statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex des Jahres 2023. 5Der Steuerfaktor beträgt 1,226. b) EK-Zins: Ergänzung Abweichend von § 10 Abs. 5 WasserstoffNEV bemisst sich der Zinssatz für den die Eigenkapitalquote übersteigenden Anteil des Eigenkapitals nach § 10 Abs. 1 Satz 6 Wasserstoff-NEV als arithmetisches Mittel aus den folgenden von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen oder Zinsreihen für das betreffende Jahr: 1. Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Anleihen von Unternehmen und 2. Kredite an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften über 1 Million Euro, bei einer anfänglichen Zinsbindung mit einer Laufzeit von über einem Jahr bis zu fünf Jahren.	zu a) Gemäß § 9 Abs. 4 WasserstoffNEV beträgt der kalkulatorische Eigenkapitalzins für Nicht-Kernnetz-Investitionen für Neuanlagen 9% und für Altanlagen 7,73%. Demgegenüber beläuft sich der Eigenkapitalzins für Wasserstoff-Kernnetze auf 6,69%. Sowohl die Werte aus der WasserstoffNEV als auch des § 28f Abs. 1 S. 7 EnWG-Entwurf basieren auf Grund der auf sorgfältig ausgearbeiteten und wissenschaftlichen Grundsätzen (siehe dazu auch Randziffer 81 des Festlegungsentwurfs). Der Vorschlag von WANDA führt zu einer unangemessen hohen Eigenkapitalzins für Altanlagen des Wasserstoff-Kernnetzes im gleichen Verhältnis wie in der WasserstoffNEV ermittelt werden und demnach 5,75% betragen. Die WasserstoffNEV gegeben. Zum jetzigen Zeitpunkt ist offen, welche Methode die Bundesnetzagentur für die Eigenkapitalzinsfestlegung ab 2028 heranziehen wird und über welchen Zeitraum der Zinssatz dann gelten ab 2028 offen bleiben und der hier hergeleitete pragmatische Zinssatz stellt kein Präjudiz diesbezüglich dar. zu b) Die beabsichtigte Festlegung sieht im Grundsatz auch eine Anpassung der WasserstoffNEV vor, dort wo es notwendig erscheint. In diesem Zusammenhang ist es zwingend erforderlich, die Verzinsung anzupassen. Die aktuelle Regelung sieht eine Verwendung der folgenden Bundesbankreihen: 1. Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Anleihen der öffentlichen Inhaberschuldverschreibungen – Anleihen von Unternehmen mit einer Gewichtung von 1/3 und 2/3 jeweils auf Basis eines 10-Jahresdurchschnitts vor. Die aktuelle Regelung aus 2021 berücksichtigt weder die geänderte Kapitalmarktsituation (Zinswende seit 2022) noch repräsentieren diese beiden Reihen ökonomisch die derzeitigen Marktbedingungen. Nachfolgende Darstellung belegt deutlich, dass der resultierende EK-Zinssatz aus der WasserstoffNEV für das Jahr 2023 rund 2,6% unter den aktuellen Fremdkapitalbedingungen – wie im Folgenden dargestellt – unterhalb der Tabelle. Excel lässt leider das Einfügen eines Bildes in einer Zelle nicht zu. Diese strukturelle Unterdeckung des EK-Zinssatzes für Wasserstoffnetzbetreiber – der sich an den derzeitigen Fremdfinanzierungskosten orientieren sollte – muss kurzfristig durch eine Anpassung der Verzinsung ausgeglichen werden. Als Lösung bietet es sich an, auf die Zinsreihen für Unternehmensanleihen (Nicht-MFIs) und Kreditzinsen (nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften, > 1 Mio. EUR, anfängliche Zinsbindung 1-5 Jahre) zurückzugreifen. Diese Zinsreihen sind im Vergleich zu den Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – abzustellen und hierbei das jährliche Mittel aus dem Jahresdurchschnitt zu bilden. Damit würde man einen bereits bekannten und erprobten Mechanismus der Regulierungspraxis auch für die Wasserstoffinfrastruktur anwenden. Grundsätzlich muss im Zeitablauf beobachtet werden, ob und inwieweit der Wasserstoffnetzbetrieb aufgrund der noch nicht etablierten Marktstrukturen und einer zunächst begrenzten Kurvenlänge ggf. in für die Wasserstoffnetzbetreiber höheren Fremdkapitalzinsen niederschlagen. Wenn eine solche Entwicklung zu beobachten wäre, müsste eine Verzinsungsregelung im Zeitablauf ggf. in Form von ergänzenden Festlegungen im WANDA-Festlegungsentwurf vorgesehen werden.
5	7e)	- Aufwendungen, die im Jahr 2024 entstanden sind, können als solche des Jahres 2025 berücksichtigt werden.	- Aufwendungen, die im vor dem Jahr 2024 2025 entstanden sind, können als solche des Jahres 2025 berücksichtigt werden.	Für eine sach- und verursachungsgerechte Zuordnung aller mit dem Wasserstoff-Kernnetz und dem damit verbundenen Wasserstoffhochlauf zusammenhängenden Vorlaufkosten vor dem Inkrafttreten der WANDA-Festlegung ist es erforderlich, dass die Aufwendungen, die im Jahr 2024 entstanden sind, als solche des Jahres 2025 berücksichtigt werden können. § 28f Abs. 1 Satz 6 EnWG-Entwurf sieht hier ebenfalls keine Beschränkung vor. Vorarbeiten für das Wasserstoff-Kernnetz, insbesondere aber auch für die darin enthaltenen IPCEI-Projekte, sind als solche des Jahres 2025 zu berücksichtigen.
6	7h)	- Die nach § 14 Abs. 2 S. 1 und Abs. 3 S. 1 WasserstoffNEV genannten Kosten sowie deren Kalkulationsgrundlage sind bis zum 30.06. des jeweiligen Jahres an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Dieses Datum tritt auch für die Berechnung der Fristen nach § 14 Abs. 2 S. 3 und 4 sowie Abs. 3 S. 3 und 4 WasserstoffNEV an die Stelle des 30.09.	- Die nach § 14 Abs. 2 S. 1 und Abs. 3 S. 1 WasserstoffNEV genannten Kosten sowie deren Kalkulationsgrundlage sind bis zum 30.06. des jeweiligen Jahres an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Dieses Datum tritt auch für die Berechnung der Fristen nach § 14 Abs. 2 S. 3 und 4 sowie Abs. 3 S. 3 und 4 WasserstoffNEV an die Stelle des 30.09.	Bereits zum 30.06.2024 – also in bereits zwei Monaten – muss die erstmalige Übermittlung von Kosten durch die betreffenden Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur erfolgen. Es ist jedoch zu betonen, dass die Übermittlung der Kosten durch die Bundesnetzagentur erfolgt ist. Damit ist noch nicht klar, welche Netzbetreiber überhaupt Wasserstoff-Kernnetzbetreiber sind und den potenziellen Wasserstoff-Kernnetzbetreiber Kosten an die Bundesnetzagentur übermitteln. Dazu ist sehr kurzfristig zu definieren, in welcher Form und Detaillierung eine Übermittlung erfolgen muss.
10	Sonstige Anmerkungen	-	Vorbemerkung: Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) begrüßen und unterstützen ausdrücklich den Ansatz der BNetzA, bereits zum jetzigen Zeitpunkt die notwendigen regulatorischen Regelungen zur Umsetzung des Finanzierungsmodells des EnWG-Entwurfs für das Wasserstoff-Kernnetz mit der Festlegung WANDA zu schaffen. Es macht Sinn, die Normen des deutschen und europäischen Rechts zu antizipieren, die zwar zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Beschlusses noch nicht in Kraft, aber bereits konkret absehbar sind. Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass keine wertvolle Zeit für die Schaffung der notwendigen nationalen Rahmenbedingungen verloren geht und dass bereits jetzt mehr Planungssicherheit für alle Marktakteure geschaffen werden kann, auch wenn ggf. später Anpassungen notwendig werden könnten. Die regulatorischen Regelungen zum Netzzugang zu Wasserstoffnetzen bleiben gemäß Absatz 2 des Begleitdokuments zur Festlegung WANDA nach unserem Verständnis weiteren Festlegungen vorbehalten. Dementsprechend werden wir in dieser Stellungnahme zu Netzzugangsthemen grundsätzlich nicht Stellung nehmen. Insbesondere auch in dem Zusammenhang, dass Regelungen zum Netzzugangsregime, die zeitlich nachgelagert zur Festlegung WANDA erlassen werden, Berücksichtigung in Form einer Anpassung der Festlegung WANDA bzw. in Form von ergänzenden Festlegungen finden werden. Aufgrund des komplexen Zusammenwirkens von Förderregime (Amortisationskonten) auf der einen Seite und dem regulatorischen Regime auf der anderen Seite (intertemporales Kostenallokationskonto) behalten wir uns vor, sofern uns weitere relevante Sachverhalte im Laufe der vertieften Befassung mit einzelnen Themenbereichen auffallen, diese auch nach dem 30.04.2024 zu adressieren.	
12	Sonstige Anmerkungen	-	Ergänzung unter der Tenorziffer 7: Soweit der Betrieb des Wasserstoff-Kernnetzes insgesamt oder einzelner Anlagen nicht fortgeführt wird, kann der Netzbetreiber hierfür eine Sonder-Teilwertabschreibung vornehmen und diese Einmalkosten entsprechend in den regulatorischen Netzkosten berücksichtigen. Die insoweit erhöhten regulatorischen Netzkosten sind im intertemporalen Kostenallokationskonto zu verbuchen. Sie unterfallen damit dem staatlichen Fördermechanismus.	Ergänzend weisen wir in diesem Kontext darauf hin, dass – entsprechend dem Verständnis der FNB – bei der Ableitung der regulatorischen Kosten auch der Umgang mit Investitionen in das Wasserstoffmarktes eventuell nicht zu einer Folgenutzung der geschaffenen Netzteile führen wird. So gibt es zwar bis dato keine Genehmigungspraxis der Bundesnetzagentur, wie die Kosten für die Wasserstoff-Kernnetze, eine ge-wisse Analogie aus dem Erdgas ließe sich aber dennoch ableiten. Dabei würden entsprechende Sonder- bzw. Teilwertabschreibungen erforderlich werden, sobald Wasserstoff-Kernnetze oder folgender Netzentwicklungspläne im Nachhinein aufgrund von u. a. abweichenden Marktentwicklungen nicht mehr gegeben wäre. Daher schlagen wir zur Korrektur des WANDA-Festlegungsentwurfs einen entsprechenden Änderungsvorschlag.

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