

Berlin, 30. April 2024

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Stellungnahme

# Netzentgelte Wasserstoff- Kernnetz „WANDA“

BNetzA-Konsultation zu Vorgaben zur Bildung der Netzentgelte für das Wasserstoff-Kernnetz und zum Amortisationsmechanismus („WANDA“, GBK-24-01-2#1)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

**Inhalt**

<b>1</b>	<b>Hintergrund .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Generelle Anmerkungen .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Anmerkungen zum Festlegungsentwurf .....</b>	<b>5</b>
3.1	Tenziffer 1 .....	5
3.2	Tenziffer 2 .....	5
3.3	Tenziffer 4 .....	6
3.4	Tenziffer 6 .....	6
3.5	Tenziffer 7b) .....	7
3.6	Tenziffer 7c) .....	9
3.7	Tenziffer 7d) .....	10
3.8	Tenziffer 7e) .....	11

## 1 Hintergrund

Gemäß dem am 12. April 2024 vom Bundestag beschlossenen „Zweiten Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes“ soll das in § 28r vorgegebene Finanzierungsmodell zum Wasserstoff-Kernnetz mitsamt intertemporalen Kostenallokationsmechanismus durch BNetzA-Beschluss festgelegt werden.

Die BNetzA hat bereits vor Inkrafttreten der EnWG-Änderung am 9. April 2024 eine Konsultation zur Festlegung für die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes („WANDA“) gestartet. Im Kern werden damit die Vorgaben des § 28r EnWG-E übernommen und weiter ausgestaltet. Stellungnahmen zur WANDA-Konsultation sind bis zum 30. April 2024 möglich.

## 2 Generelle Anmerkungen

Der BDEW unterstützt die frühzeitige Konsultation und weist darauf hin, dass auch die endgültige Festlegung möglichst bald erfolgen sollte, um allen Betroffenen und Marktteilnehmern Planungssicherheit zu geben.

Weitere regulatorische Regelungen u. a. zum Wasserstoff-Netzzugang bleiben gemäß BNetzA-Begleitdokument weiteren Festlegungen vorbehalten. Dementsprechend werden wir in dieser Stellungnahme zu weiteren, in WANDA nicht adressierten Themen noch nicht Stellung nehmen. Insbesondere auch in dem Verständnis, dass Regelungen zum Netzzugangsregime, die zeitnah nach der Festlegung WANDA erlassen werden, Berücksichtigung in Form einer Anpassung der Festlegung WANDA bzw. in Form von ergänzenden Festlegungen finden werden.

Die Ausgestaltung des Wasserstoff-Marktdesigns wird im BDEW derzeit intensiv diskutiert. Daher möchten wir an dieser Stelle im Vorgriff auf die noch folgenden Festlegungen kurz aufzeigen, in welchem Rahmen die aktuellen Diskussionen sich bewegen.

Bei der Entwicklung des Wasserstoff-Marktdesigns ist es nicht nur wichtig, dessen Marktreife mit der Marktreife des seit Jahrzehnten existierenden Erdgasmarktes in Europa abzugleichen, sondern auch wesentliche Unterschiede und eine zeitliche Einordnung bis zum Erreichen eines liquiden Marktes vorzunehmen:

### › Wasserstoff-Markt:

- Schaffung eines neuen Marktes
- erst noch zu bauende Wasserstoff-Infrastruktur
- Entwicklung von projektbasierten Entry-Exit-Systemen hin zum Erreichen des Zielbilds mit nur einem deutschlandweiten Entry-Exit-System
- keine Flexibilitätsquellen zu Beginn des Wasserstoff-Markthochlaufs

› **Erdgas-Markt:**

- voll entwickelter Markt
- existierende Infrastrukturen mit hoher Vermaschung der Netze
- ein über die Jahrzehnte aus mehreren Entry-Exit-Systemen zusammengeführtes deutschlandweites Marktgebiet
- umfangreiche, äußerst liquide Flexibilitätsquellen

Diese unterschiedlichen Ausgangssituationen werden sich bis zur Erreichung einer vergleichbaren Marktreife auch in der Ausgestaltung des Netzzugangs widerspiegeln müssen. Dabei werden sich die Marktteilnehmer in der Phase des Markthochlaufs anderen Herausforderungen gegenübersehen wie in der Phase des entwickelten Wasserstoffmarktes (Zieldesign). Dies betrifft z. B. den sukzessiven Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur und den daraus abgeleiteten Konsequenzen für die Kapazitätsproduktgestaltung (Jahresprodukte, unterjährige Produkte, Rabatte etc.).

Neben der Berücksichtigung der „technischen Realität“ (was ist wann möglich) sind insbesondere zwei Aspekte als Leitplanken für die Ausgestaltung des Wasserstoffmarkt-Designs elementar:

- › nur, wenn die Netzzugangsregeln für den Markt attraktiv gestaltet werden, wird der Hochlauf gelingen und
- › nur, wenn das Amortisationskonto gemäß § 28s EnWG-E planerisch im Jahr 2055 ausgeglichen ist, gilt das Finanzierungskonzept als erfolgreich. Eine Kündigung des Finanzierungskonzeptes durch den Bund und ein Stopp des Wasserstoff-Hochlaufs wäre damit auszuschließen.

Hier ist abzuwägen, durch welche Rahmenbedingungen beide Anforderungen zugleich erfüllt werden können.

Der BDEW setzt sich dafür ein, dass baldmöglichst das Netzzugangsregime zum Wasserstoff-Kernnetz unter Beteiligung der betroffenen Stakeholder ausgearbeitet und verankert wird. Die hierzu erforderlichen Festlegungen der BNetzA, z. B. zu weiteren Kapazitätsprodukten und Entgeltrabatten, sind eine wichtige Planungsgrundlage für die Marktbeteiligten.

### 3 Anmerkungen zum Festlegungsentwurf

#### 3.1 Tenorziffer 1

##### Vorgeschlagene Änderung Satz 3

Es gilt stets für eine **feste frei zuordenbare** Jahreskapazität (FZK).

##### Begründung

Sinnvolle Konkretisierung des Standards auf fest frei zuordenbare Kapazitäten.

#### 3.2 Tenorziffer 2

##### Vorgeschlagene Änderung Satz 3

Wird ein Entgelt nach Satz 1 gebildet, veröffentlichen die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber es spätestens am 01.11. des vorherigen Kalenderjahres, **ab dem Jahr 2025 spätestens am 01.10. des vorherigen Kalenderjahres, jedoch nicht bevor die entsprechende Festlegung des Hochlaufentgeltes durch Bundesnetzagentur gemäß Tenorziffer 3 Satz 3 vorliegt.**

##### Begründung

Der Handel und die Vertriebe benötigen eine angemessene Zeit, um die Transportentgelte in ihre Portfoliobewirtschaftung einfließen bzw. in ihre Lieferverträge einpreisen zu können. Da der 01.11. dafür kaum noch Raum ließe, schlagen wir einen früheren Zeitpunkt vor, zu dem das Entgelt veröffentlicht werden sollte. Da erwartet wird, dass die Festlegung des Hochlaufentgeltes durch die Bundesnetzagentur ab dem Jahr 2025 vor dem 01.10. eines Jahres für das Folgejahr erfolgen wird bzw. kann, ist die Veröffentlichung spätestens zum 01.10. des vorherigen Kalenderjahres ein für alle Marktteilnehmer zielführendes Datum.

##### Vorgeschlagene Änderung Satz 4

**Das veröffentlichte Entgelt gilt als verbindlich, außer wenn es aufgrund außergewöhnlicher Umstände, unter denen eine Nichtanpassung der Entgelthöhe den Betrieb des Wasserstoffnetzbetreibers gefährden würde, neu berechnet werden muss.**

##### Begründung

Wenn zum definierten Stichtag eine Entgeltfestlegung erfolgt ist, sollte im Sinne der Planungssicherheit eine nachträgliche Abänderung der Entgeltfestlegung für das jeweilige Jahr nur

aufgrund außergewöhnlicher Umstände möglich sein. Ansonsten sollten die Entgelte für das komplette kommende Kalenderjahr fix gelten und unterjährig nicht mehr anpassbar sein durch die Netzbetreiber.

### 3.3 Tenorziffer 4

#### Vorgeschlagene Änderung Satz 7

(Anpassungsbedarf wie unten beschrieben, ohne konkreten Formulierungsvorschlag.)

#### Begründung

Die Differenzen unterliegen bereits einer Verzinsung auf Ebene des Amortisationskontos (AMK) gemäß § 28r Abs. 3 Satz 6 EnWG-E. Der Gesamtbetrag aus Differenz und Verzinsung wird auf dem intertemporalen Kostenallokationskonto (IKAK) berücksichtigt und würde nochmals verzinst werden. Somit käme es zu einer doppelten Verzinsung, womit ein Gleichlauf von AMK und IKAK nicht gewährleistet wäre. Das System sollte so ausgestaltet werden, dass AMK und IKAK der Höhe nach gleich sind.

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 nach § 28r Abs. 4 EnWG-E nicht jährlich von den Erlösen aus dem Hochlaufentgelt abzuziehen und dergestalt auf dem IKAK zu verbuchen sind, sondern dass diese lediglich im Falle des Ausgleichs des Amortisationskontos nicht als noch nicht erzielte, aber in der Zukunft erzielbare Erlöse aus Netzentgelten zu behandeln sind. Anderenfalls würde das IKAK einen Schiefstand ausweisen, der es unmöglich machen würde, die Höhe der Deckung der genehmigten Netzkosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber aus den Transportentgelten abzulesen.

### 3.4 Tenorziffer 6

#### Vorgeschlagene Änderung Satz 1

*Wasserstoff-Kernnetzbetreiber können an einem ~~staatlichen Fördermechanismus~~ intertemporalen Kostenallokationsmechanismus über ein Amortisationskonto mit einer subsidiären Absicherung durch den Bund teilnehmen, über den ihnen die während der Amortisationsphase nach Ziffer 3 entstehenden Liquiditätslücken durch Zahlungen ausgeglichen werden und für den Fall eines Misslingens des Hochlaufs ein Ausgleich der entstandenen Kosten zugesichert wird.*

## Begründung

Korrektur, da es sich beim intertemporalen Kostenallokationsmechanismus nicht um eine staatliche Förderung handelt.

## Vorgeschlagene Ergänzung neuer Satz 2

**Die entstandenen Kosten erstrecken sich im Fall des Mislingens des Hochlaufs dabei auch auf den kalkulatorischen Restbuchwert der Leitungsinfrastruktur.**

## Begründung

Im Falle eines Scheiterns der Kernnetzes gemäß § 28r Abs. 7 EnWG-E und der Kündigung des Amortisationskontos durch den Bund gemäß § 28s Abs. 5 EnWG-E sind die Kernnetzbetreiber verpflichtet, anteilig im Verhältnis ihrer jeweiligen kumulierten genehmigten Netzkosten und in Abhängigkeit des Zeitpunktes der Kündigung einen entsprechenden Selbstbehalt an den Bund zu entrichten. Unter der Voraussetzung, dass der Selbstbehalt von sämtlichen Kernnetzbetreibern leistbar ist, formuliert das EnWG nur die Fortführung des Betriebs als Alternative. Mit dem Scheitern des Kernnetzes ist auch das Scheitern der Nutzung der gesamten Wasserstoffleitungsinfrastruktur wahrscheinlich. Die in dem Kernnetz gebundene Liquidität kann daher nicht erwirtschaftet werden, so dass auch der kalkulatorische Restbuchwert [entweder] vom Bund an die Kernnetzbetreiber unmittelbar auszugleichen ist oder [alternativ] im Jahr der Abwicklung des Amortisationskontos zulasten des Amortisationskontos verbucht werden muss.

## 3.5 Tenorziffer 7b)

### Vorgeschlagene Änderung Satz 1

**Die Nutzungsdauer nach § 8 Abs. 4 WasserstoffNEV entspricht den spezifischen Nutzungsdauern, die in den Modellrechnungen zum Amortisationskonto zu Grunde gelegt und mit dem Gutachten zum Finanzierungskonzept des Wasserstoff-Kernnetzes plausibilisiert wurden.**

## Begründung

Bei der Entwicklung des Finanzierungsmodells zum Wasserstoff-Kernnetz und den politischen Abstimmungen hierzu wurden in den Modellrechnungen andere Nutzungsdauern zu Grunde

gelegt. Vgl. **Gutachten zum Finanzierungskonzept des Wasserstoff-Kernnetzes**<sup>1</sup>: „In Bezug auf die Nutzungsdauern der Anlagen sind in der Modellrechnung 35 Jahre für Neuanlagen, 10 Jahre für Bestandsanlagen, 25 Jahre für Verdichter und 35 Jahre für GDRM angenommen. [...] Die Nutzungsdauer von 35 Jahren für Neuanlagen und GDRM ist niedriger als für die entsprechenden Erdgasanlagen nach GasNEV Anlage 1. Hierbei fand eine Orientierung an der erwarteten Nutzungsdauer von Elektrolyseuren statt, um einen gewissen Sicherheitsabschlag zu berücksichtigen. Dies ist gemäß WasserstoffNEV § 8 Abs. 4 zulässig.“

Die Nutzungsdauern in der WANDA-Festlegung sollten konsistent sein zu den Nutzungsdauern in den Modellrechnungen, die dem politisch abgestimmten und vom Gesetzgeber beschlossenen Finanzierungsmodell zu Grunde liegen.

Die vorgenannten im Vergleich zu Erdgasanlagen teilweise verkürzten Nutzungsdauern sind insbesondere aufgrund der fehlenden Erfahrungswerte und der damit verbundenen von der BNetzA selbst angeführten Unsicherheiten hinsichtlich der Langlebigkeit von Materialien beim Transport von Wasserstoff erforderlich. So liegen bislang nur wenige Erfahrungswerte vor, welche Materialien für den Transport von Wasserstoff langfristig am besten geeignet sind, wenngleich bei Neuanlagen zukünftig der aktuelle Stand der Wissenschaft in die Herstellung einfließen kann. Insbesondere die erwartbare, volatilere Einspeisesituation (Erzeugung auf Basis volatiler erneuerbarer Energiequellen) lässt zukünftig eine höhere Druckwechselbeanspruchung im Regelbetrieb erwarten, die grundsätzlich zu einer stärkeren Beanspruchung des Materials führen wird. Insofern sind bei der Übernahme der Nutzungsdauern aus Anlage 1 der GasNEV für Wasserstoffnetze in bestimmten Anlagengruppen, hier insbesondere Rohrleitungen und GDRM-Anlagen, Abschlüsse angebracht.

Die kürzesten möglichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 der GasNEV sind vor dem Hintergrund der anderen physikalischen Eigenschaften des Wasserstoffs nicht übertragbar. Die Untergrenze für Leitungen von 45 Jahren wird als zu lang angesehen. Stattdessen sollte, wie in den Modellierungen für das Kernnetz, eine Obergrenze von 35 Jahren Anwendung finden.

---

<sup>1</sup> Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISI, ConGas Consulting, Consentec GmbH im Auftrag von BMWK und dena: Gutachten zur Validierung eines Konzepts zur privatwirtschaftlichen Finanzierung des Aufbaus eines Wasserstoff-Kernnetzes bei subsidiärer staatlicher Absicherung, 14.02.2024, [LINK](#)

### 3.6 Tenorziffer 7c)

#### Vorgeschlagene Änderung

~~Abweichend von § 28r Abs. 6 S. 2 EnWG findet § 10 Abs. 3 WasserstoffNEV Anwendung. Abweichend von § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG **beträgt der auf Altanlagen entfallende Anteil am betriebsnotwendigen Eigenkapital anzuwendende Eigenkapitalzinssatz 5,75 Prozent vor Steuern. errechnet sich der Eigenkapitalzinssatz vor Steuern für Altanlagen aus dem Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern abzüglich der Preisänderungsrate multipliziert mit dem Steuerfaktor. Der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern errechnet sich aus dem Eigenkapitalzinssatz 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 Verbraucherpreisindexes des Jahres 2023. Der Steuerfaktor beträgt 1,226.**~~

Abweichend von § 10 Abs. 5 WasserstoffNEV bemisst sich der Zinssatz für den die Eigenkapitalquote übersteigenden Anteil des Eigenkapitals nach § 10 Abs. 1 S. 6 WasserstoffNEV 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.

#### Begründung

Gemäß WasserstoffNEV beträgt der kalkulatorische Eigenkapitalzins für Nicht-Kernnetz-Investitionen für Neuanlagen 9 % und für Altanlagen 7,73 %. Für Neuanlagen im Kernnetz beträgt der nominale Eigenkapitalzinssatz gem. § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG 6,69 %. Sowohl die Werte aus der WasserstoffNEV als auch des § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG basieren auf Grund der jeweils engen Zeitfenster im Gesetzgebungs- bzw. Verordnungsprozesses noch nicht auf sorgfältig ausgearbeiteten und wissenschaftlichen Grundsätzen (vgl. Randziffer 81 Festlegungsentwurf). Vor diesem Hintergrund sollte die Überführung des nominalen in einen realen Eigenkapitalzins für Kernnetzaltanlagen im gleichen Verhältnis wie in der WasserstoffNEV ermittelt werden und demnach 5,75 % betragen.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist offen, welche Methode die BNetzA für die Eigenkapitalzinsfestlegung ab 2028 heranziehen wird und über welchen Zeitraum der Zinssatz dann gelten wird.

Daher kann die methodische Herleitung des realen Eigenkapitalzinssatzes ab 2028 offen bleiben und der hier hergeleitete pragmatische Zinssatz stellt kein Präjudiz diesbezüglich dar.

Die beabsichtigte Festlegung sieht im Grundsatz auch eine Anpassung der WasserstoffNEV vor, dort wo es notwendig erscheint. In diesem Zusammenhang ist es zwingend erforderlich, auch die aktuelle Regelung der WasserstoffNEV hinsichtlich der EKII-Verzinsung anzupassen.

Die aktuelle Regelung berücksichtigt weder die geänderte Kapitalmarktsituation (Zinswende seit 2022) noch repräsentieren diese beiden Reihen ökonomisch die derzeitigen Marktkonditionen für Fremdkapital für zukünftige Wasserstoffnetzbetreiber. Der resultierende EKII-Zinssatz aus der WasserstoffNEV für das Jahr 2023 liegt rund 2,6 % unter den aktuellen Fremdkapitalkonditionen, die im Kapitalkostenabgleich für Strom und Gas verwendet werden.

Als pragmatische Lösung bietet es sich an, auf die Zinsreihen für Unternehmensanleihen (Nicht-MFIs) und Kreditzinsen (nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften, > 1 Mio. EUR, anfängliche Zinsbindung 1-5 Jahre) – etabliert aus der Festlegung zur Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalkostensatzes im Kapitalkostenaufschlag – abzustellen und hierbei das jährliche Mittel aus dem Jahresdurchschnitt der beiden Reihen heranzuziehen. 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 Kundenzahl nicht mit systematisch höheren Risiken behaftet ist. Diese würden sich ggf. in für die Wasserstoffnetzbetreiber höheren Fremdkapitalzinsen niederschlagen. Wenn eine solche Entwicklung zu beobachten wäre, müsste eine Verzinsungsregelung im Zeitablauf entsprechend angepasst werden.

### 3.7 Tenorziffer 7d)

#### Vorgeschlagene Änderung Satz 1 und 2

*Erlöse, die aus der Inanspruchnahme ~~staatlicher Fördermittel aus einem Mechanismus des intertemporalen Kostenallokationsmechanismus~~ nach Ziffer 6 resultieren, werden nicht als kostenmindernde Erlöse gem. § 12 WasserstoffNEV berücksichtigt. ~~Aufwendungen aus der Rückführung solcher Fördermittel~~ Zahlungen an das Amortisationskonto oder zur Bildung hierfür bestimmter Rückstellungen werden nicht als aufwandsgleiche Kosten gem. § 7 WasserstoffNEV berücksichtigt.*

## Begründung

Korrektur, da es sich beim intertemporalen Kostenallokationsmechanismus nicht um eine staatliche Förderung handelt (vgl. Änderungsvorschlag zu Tenorziffer 6 Satz 1).

### 3.8 Tenorziffer 7e)

## Vorgeschlagene Änderung

Aufwendungen, die ~~im Jahr 2024~~ **vor dem 1. Januar 2025** entstanden sind, können als solche des Jahres 2025 berücksichtigt werden.

## Begründung

Anpassung gemäß dem Wortlaut des § 28r Abs. 1 Satz 6 EnWG-E.

Die deutschen FNB haben bereits im Frühjahr 2023 in Absprache mit Bundesregierung und BNetzA begonnen, das Wasserstoff-Kernnetz zu konzipieren, zu planen und zu konsultieren.

Der von der Bundesregierung am 24. Mai 2023 beschlossene „Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“ enthielt in § 28r Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz (zukünftig § 28q EnWG). § 28r Absatz 2 EnWG sah vor, dass die FNB drei Wochen nach dem Inkrafttreten der EnWG-Novelle einen gemeinsamen Antrag zum Wasserstoff-Kernnetz vorzulegen haben. Um dem Ziel einer zeitnahen Schaffung eines Wasserstoff-Kernnetzes zur Ermöglichung eines zügigen Hochlaufs des Wasserstoffmarktes gerecht zu werden, mussten die FNB erhebliche Planungs- und Abstimmungsarbeiten bereits vor dem Inkrafttreten der EnWG-Novelle erbringen.

- › Am 12. Juli 2023 haben die FNB einen „Planungsstand Wasserstoff-Kernnetz“ zur Konsultation gestellt.
- › Am 15. November 2023 wurde ein Antragsentwurf zum Kernnetz von den FNB bei BMWK und BNetzA eingereicht und im Anschluss von der BNetzA konsultiert.

Vor diesem Hintergrund müssen auch die bis zum Jahr 2025 entstandenen Vorlaufkosten zum Wasserstoff-Kernnetz über das Hochlaufentgelt refinanziert werden können.