

Berlin, 15. Januar 2024

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

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[## Stellungnahme](http://www.bde</a>.de</p></div><div data-bbox=)

# Drittes Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 16. November 2023

### Aktualisierte Fassung

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>Zusammenfassung und Kernforderungen .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Begriffsbestimmung: Wasserstofftransport, § 3 Nr. 39c.....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Integrierte Netzentwicklungsplanung von Gas und Wasserstoff .....</b>	<b>6</b>
3.1	§§ 12a, 12b, 12c – Netzentwicklungsplanung Strom .....	6
3.2	§§ 15a, ff. - Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff.....	6
3.3	§ 15b - Erstellung des Szenariorahmens .....	8
3.4	§ 15c - Netzentwicklungsplan.....	10
3.5	§ 15d - Prüfung und Bestätigung durch die Regulierungsbehörde.....	11
<b>4</b>	<b>Wasserstoffnetzzugang.....</b>	<b>11</b>
4.1	§ 28n Abs. 1 - Ein- und Ausspeisekapazitäten und Kooperationsvereinbarung der Betreiber von Wasserstoffnetzen.....	12
4.2	§ 28n Abs. 1a – Systemverantwortung und Haftungsbeschränkung..	12
<b>5</b>	<b>Finanzierungsmodell, Amortisationskonto, §§ 28r und 28s .....</b>	<b>13</b>
5.1	Grundsätze.....	13
5.2	Eigenkapitalverzinsung.....	14
5.3	Ausgleich Amortisationskonto und Selbstbehalt .....	15
5.4	Andienungsrecht .....	16
5.5	Öffentlich-rechtlicher Vertrag .....	16
5.6	Anwendungsbereich.....	17
<b>6</b>	<b>§ 43l - Überraszendes öffentliches Interesse.....</b>	<b>18</b>
<b>7</b>	<b>Regelungen für die Wasserstoffverteilernebene .....</b>	<b>19</b>
7.1	Ausgangssituation .....	19
7.2	Herausforderungen .....	19
7.3	Finanzierungsrahmen .....	20

## 1 Zusammenfassung und Kernforderungen

Der BDEW begrüßt das grundsätzliche Anliegen des Entwurfs eines dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Die im Entwurf vorgesehene Einführung einer integrierten Netzentwicklungsplanung von Gas und Wasserstoff und die Änderung grundlegender Vorgaben des Wasserstoffnetzzugangs sind von erheblicher Bedeutung für die Branche. Der Rechtsrahmen und die Aufgaben der Marktakteure werden in einer Zeit neu definiert, in der es maßgebliche Aufgabe aller Beteiligten ist, die Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Gasversorgung zu bewältigen. Für alle Akteure ist eine verlässliche, investitions- und rechtssichere Ausgestaltung von zentraler Bedeutung.

Die ebenfalls im Gesetzentwurf enthaltenen Regelungen für die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes können dabei einen wesentlichen Beitrag leisten. Es bestehen jedoch Zweifel, ob diese Regelungen ausreichen, einen auch im internationalen Vergleich wettbewerbsfähigen Rahmen zu setzen, damit Investoren die benötigten Milliardenbeträge bereitstellen.

### Netzentwicklungsplanung

Der BDEW begrüßt die zügige Einführung der zweiten Stufe des Wasserstoffnetzhochlaufs im Anschluss an die Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz und hatte dies im Vorfeld gefordert.

Positiv ist auch, dass die Umstellung von bestehenden Gasleitungen auf Wasserstoff in der Netzentwicklungsplanung grundsätzlich als vorrangig vor dem Neubau angesehen wird. Mit einem hohen Umstellungsanteil kann die Transformation betriebs- und volkswirtschaftlich effizient umgesetzt werden. Entsprechende Regelungen sind auch für Wasserstoffverteilernetze notwendig. Dabei sind die Regelungen des EU-Gas-Wasserstoffpaketes zu berücksichtigen.

Die Bedarfe der Industriekunden und Strom- bzw. Wärmeerzeugungsanlagen sind maßgeblich für die Dimensionierung der Transportnetze im Netzentwicklungsplan und entsprechend im Szenariorahmen zu berücksichtigen. Gleiches gilt für die Bedarfe, die in die verbindlichen Fahrpläne der Netzbetreiber gemäß § 71k Gebäudeenergiegesetz (GEG) sowie in weitere Transformationsplanungen auf der Verteilernetzebene eingehen. Eine entsprechende Klarstellung in den Regelungen zur Erstellung des Szenariorahmens wäre daher sinnvoll.

Zudem ist bei der institutionellen Ausgestaltung der Koordinierungsstelle und der entsprechenden zur Erstellung sowie Genehmigung der Netzentwicklungspläne notwendigen Prozesse zu gewährleisten, dass die Verteilernetzbetreiber und die betroffenen Marktakteure ausreichend Möglichkeiten haben, mitzuwirken.

Der BDEW begrüßt außerdem die im Kabinettsentwurf aufgenommene Entfristung von § 43l Abs. 1 und dass der Aufbau des Wasserstoffnetzes damit für alle Netzebenen im überragenden öffentlichen Interesse liegt.

### **Wasserstoffnetzzugang**

Darüber hinaus enthält der Gesetzentwurf grundlegende Änderungen des Netzzugangsregimes für Wasserstoffnetze in den §§ 28j ff. hin zu einem regulierten Netzzugang. Die verpflichtende Regulierung für Netzbetreiber im Wasserstoff-Kernnetz und für Infrastrukturen, die im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff bestätigt wurden, ist folgerichtig, um eine möglichst einheitliche Anwendung der Regulierungsvorgaben im Wasserstoffnetz zu gewährleisten.

Richtig ist, dass analog wie beim Zugang zu Gasnetzen die Branche beauftragt wird, praktisch umsetzbare Netzzugangsbedingungen zu entwickeln. Wie bei der Netzentwicklungsplanung ist hierbei darauf zu achten, dass neben den Wasserstoffnetzbetreibern die weiteren Stakeholder, insbesondere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber, Transportkunden/Bilanzkreisverantwortliche und Speicherbetreiber, Terminalbetreiber sowie Wasserstoffherzeuger und -abnehmer frühzeitig eingebunden werden.

### **Finanzierung Kernnetz**

Der BDEW begrüßt, dass mit dem Gesetzentwurf die Rahmenbedingungen für die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes auf den Weg gebracht werden. Das Wasserstoff-Kernnetz ist ein starkes Signal, dass Deutschland Wasserstoff als wichtige Säule der klimaneutralen Energieversorgung einstuft und systematisch die Voraussetzungen für den Hochlauf schafft.

Richtig ist, dass die erfahrenen Gasnetzbetreiber die Möglichkeit erhalten, das Wasserstoffnetz zu entwickeln und aufzubauen. Nun wird es aber auch darauf ankommen, Investoren für die Finanzierung des Kernnetzes zu finden. Deshalb müssen die hohen Risiken der Hochlaufphase auf ein marktverträgliches Maß reduziert und im internationalen Vergleich attraktive Investitionsbedingungen geschaffen werden.

Das Finanzierungsmodell enthält gute und wichtige Elemente wie z. B. einen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus, deutschlandweit einheitliche Netzentgelte, die Deckelung der Entgelte in der Hochlaufphase und das Amortisationskonto mit subsidiärer staatlicher Absicherung als Instrument zur Minderung von Investitionsrisiken. Alles in allem scheint das Modell aber nicht attraktiv genug für Anteilseigner und Investoren. Hierfür sind Verbesserungen notwendig, die zu einem adäquaten Chance-Risikoverhältnis führen (vgl. Ausführungen zu Eigenkapitalverzinsung, Selbstbehalt, Andienungsrecht, öffentlich-rechtlicher Vertrag). Darüber

hinaus werden auch die Verlässlichkeit und die Angemessenheit künftiger Festlegungen der Bundesnetzagentur eine wichtige Rolle einnehmen.

### **Wasserstoffverteilernetze und Wasserstoffmarktdesign**

Es soll an dieser Stelle bereits jetzt darauf hingewiesen werden, dass es für den Wasserstoffhochlauf schnellstmöglich weiterer – für die Marktteilnehmer einfach zu handhabender – Regelungen für die Wasserstoffverteilernetze und das grundsätzliche Wasserstoffmarktdesign bedarf. Ein wichtiger Grundstein dafür sind die Regelungen des Gas- und Wasserstoffbinnenmarkt-Pakets der EU, die nach Abschluss der Trilogverhandlungen und der Finalisierung der Normtexte in nationales Recht umgesetzt werden müssen. Die Umsetzung in den nationalen Rechtsrahmen muss schnellstmöglich erfolgen, so dass so früh wie möglich Rechts- und Planungssicherheit für die Unternehmen geschaffen wird.

Das Wasserstoff-Kernnetz ist nur der erste (wichtige) Schritt für den erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Der größte Teil der künftigen Verbraucher von leitungsgebunden transportiertem Wasserstoff wird im Verteilernetz angeschlossen sein. Daher ist es unabdingbar, zeitnah die finanziellen Rahmenbedingungen für Wasserstoffleitungen außerhalb des Kernnetzes zu schaffen und bestehende Unklarheiten und Probleme auszuräumen.

Von entscheidender Bedeutung ist außerdem, dass die (Transformations-) Planungen der Verteilernetzbetreiber in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden. Zudem ist ein konsistenter Regelungsrahmen zu schaffen, der eine planbare Umstellung der Verteilernetzebene von Gas auf Wasserstoff ermöglicht.

Im Einzelnen hat der BDEW folgende Hinweise zu dem Gesetzentwurf:

## 2 Begriffsbestimmung: Wasserstofftransport, § 3 Nr. 39c

Der BDEW weist darauf hin, dass hinsichtlich der Definition der Netzebenen die europarechtlichen Vorgaben zu beachten sein werden, die im Rahmen der Novellierung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie (GasRL-E) überarbeitet wurden. Sind mit dem Begriff „Wasserstofftransportnetz“ die Wasserstofffernleitungsnetze gemeint, sollte bereits jetzt entsprechend differenziert werden. Es erscheint daher sinnvoll, in Analogie zu den Gasfernleitungsnetzen den Begriff der „Wasserstofffernleitung“ oder einen ähnlichen Begriff zu nutzen, der die Gefahr der Verwechslung ausschließt. Zum einen wird der Begriff des Wasserstofftransports in Artikel 2 Nr. 21 GasRL-E sowohl für die Übertragung bzw. Fernleitung („transmission“) als auch Verteilung („distribution“) genutzt. Zum anderen bietet es sich an, neben der bewährten Aufgabenteilung der Gasnetzebenen auch die bekannten Begrifflichkeiten zuzüglich der konkreten Definition für die Wasserstofffernleitung aus Artikel 2 Nr. 21a zu übernehmen.

### › BDEW-Forderung

Der BDEW schlägt vor, statt des Begriffs „Wasserstofftransport“ den Begriff „Wasserstofffernleitung“ zu nutzen und entsprechend den Vorgaben für Wasserstoff in der Gasbinnenmarkt-Richtlinie zu definieren.

## 3 Integrierte Netzentwicklungsplanung von Gas und Wasserstoff

### 3.1 §§ 12a, 12b, 12c – Netzentwicklungsplanung Strom

Für die Erstellung der Systementwicklungsstrategie ist eine Einbeziehung aller relevanten Stakeholder, darunter auch der Gasverteilernetzbetreiber entscheidend, um einen integrierten Ansatz über alle Sparten (Strom, Gas und Wasserstoff) umzusetzen.

### › BDEW-Forderung

Einbeziehung aller relevanten Stakeholder in die Erstellung der Systementwicklungsstrategie.

### 3.2 §§ 15a, ff. - Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Mit der Neufassung der §§ 15a ff. soll eine gemeinsame Netzentwicklungsplanung für die Fernleitungs- und die regulierten Wasserstofftransportnetze eingeführt werden. Dies ist zu begrüßen, da der weit überwiegende Teil der Wasserstofftransportnetze aus bestehenden Gastransportnetzen hervorgehen wird. Hier muss integriert geplant werden, damit die Transformation gelingen kann.

### § 15a Abs. 2 und 3 - Koordinierungsstelle

Der BDEW begrüßt, dass eine Koordinierungsstelle eingerichtet werden soll. Dies sollte zeitnah erfolgen. Dabei ist auf eine effiziente Ausgestaltung unter Vermeidung überbordender Bürokratieranforderungen, etwa durch die Verwendung marktüblicher Datenaustauschformate, zu achten. Im Gesetzentwurf fehlen konkretere Vorgaben zur Zusammensetzung und Ausgestaltung der Koordinierungsstelle. Es muss sichergestellt sein, dass die Verteilernetzbetreiber, die Wasserstofftransportleitungen betreiben, mitwirken können und auch die weiteren betroffenen Marktakteure einbezogen werden.

Gemäß § 15a Abs. 3 Satz 3 wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Verordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Vorgaben zur Ausgestaltung der Koordinierungsstelle zu machen. Es wäre zu überlegen, den Bundesrat bei diesen wichtigen Gestaltungsvorgaben einzubeziehen, so dass die Vorgaben mit Zustimmung des Bundesrates erfolgen können.

Es bedarf darüber hinaus einer Regelung zur Kostenaufteilung und Kostenübernahme/-anerkennung der Koordinierungsstelle Gas und Wasserstoff für und zwischen den beteiligten Netzbetreibern.

#### › **BDEW-Forderungen**

- Klarstellung der Zusammensetzung und Ausgestaltung der Koordinierungsstelle.
- Aufnahme einer Regelung zur Kostentragung und Anerkennung.
- Prüfung eines Zustimmungserfordernisses des Bundesrates für die mögliche Verordnung.

### § 15a Abs. 4 - Datenbankzugriff

Das Gesetz definiert den Begriff „Betreiber von Leitungsinfrastruktur“ nicht. Hinsichtlich des Zugangs zu den Daten der Datenbank, sollte geprüft werden, ob zu den Zugangsberechtigten auch Betreiber von Wasserstoffspeicheranlagen gehören sollten, die für den Netzzugang wesentlich sind und ein berechtigtes Interesse haben.

Zudem muss sichergestellt sein, dass die Nachweiserbringung des berechtigten Interesses für Betreiber von Gasverteiler- und Wasserstoffnetzen nicht so restriktiv ausgestaltet wird, dass die Nachvollziehbarkeit der Netzentwicklungsplanung und der Auswirkungen auf das eigene Netzgebiet de facto ausgeschlossen ist.

#### › **BDEW-Forderung**

- Prüfung, ob Wasserstoffspeicheranlagen den Betreibern von Leitungsinfrastruktur gleichgestellt werden sollen, soweit jeweils ein berechtigtes Interesse besteht.

- Transparente, nachvollziehbare und angemessene Kriterien für die Erbringung von Nachweisen des berechtigten Interesses.

### **3.3 § 15b - Erstellung des Szenariorahmens**

Der BDEW weist darauf hin, dass hinsichtlich der genauen Vorgaben die europarechtlichen Vorschriften zu beachten sein werden, die aktuell im Rahmen der Novellierung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie überarbeitet wurden. Der Entwurf dieser Vorschläge sieht für die Entwicklung eines Szenariorahmens neben Gas- und Wasserstoffnetzbetreibern auch die direkte Einbeziehung von Strom- und ggf. Wärmenetzbetreibern, sowie weitere Vorgaben für die Transformation von Gasnetzen vor. Zur Umsetzung dieser Novellierung besteht daher weiterer Anpassungsbedarf auch hinsichtlich der Netzplanung.

Für den weiteren Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur und die Transformation der Gasnetze bedarf es einer strukturierten und verbindlichen Abstimmung zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern. Deshalb sollte in den §§ 15a ff. festgehalten werden, wie mit Transformationsplänen der Netzbetreiber umzugehen ist. Insbesondere ist sicherzustellen, dass Transformationsplanungen, die sich aus anderen Gesetzesvorgaben ergeben (z. B. GEG und Wärmeplanungsgesetz) angemessen berücksichtigt werden.

Zudem existieren netzbetreiberspezifische Planungen, die auf regionaler Ebene zusammengefasst und entsprechend im bundesweiten Netzentwicklungsplanprozess angemessen berücksichtigt werden sollen. Ein Großteil der heutigen Gasverteilernetzbetreiber erarbeitet zum Beispiel einen sogenannten Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) gemäß DVGW-Merkblatt G 2100, in dem die wesentlichen dezentralen Transformationsentwicklungen der jeweiligen Verteilernetze hin zur Klimaneutralität dargestellt werden. Diese Pläne werden nach DVGW-Merkblatt G 2100 im Dialog sowohl mit dem jeweils vorgelagerten Netzbetreiber als auch über die Kaskade mit dem Fernleitungsnetzbetreiber erstellt, weshalb auch sie eine wichtige Inputgröße für den integrierten Gas- und Wasserstoff-Netzentwicklungsplan darstellen.

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass die Genehmigung des Szenariorahmens in § 15b Abs. 5 zukünftig nicht mehr selbstständig rechtlich anfechtbar sein soll. Da der Szenariorahmen auch unmittelbaren Einfluss auf andere Marktakteure hat, sieht der BDEW kritisch, dass die Anfechtung der Entscheidung der Regulierungsbehörde ausgeschlossen ist. Mindestens ist angesichts der verminderten Möglichkeiten zum Rechtsschutz zu gewährleisten, dass in die verschiedenen Stufen des Planungsprozesses alle betroffenen Marktakteure darunter Betreiber von Gasverteilernetzen, von Wasserstoffnetzen, die keine Transportnetzbetreiber darstellen sowie von sonstigen Leitungsinfrastrukturen, die auf Wasserstoff umgestellt werden können, einbezogen werden müssen. Deren Stellungnahmen sind angemessen zu berücksichtigen und im Falle einer Ablehnung sind die Gründe darzustellen.

Insbesondere muss sichergestellt sein, dass Anschlussnehmer, Netznutzer und Anschlussnutzer - darunter Wasserstoffherzeuger und -abnehmer - in ausreichendem Umfang in den Prozess der Erstellung des Szenariorahmens eingebunden werden. Der BDEW schlägt vor, den Szenariorahmen auf Grundlage einer vorherigen Marktkonsultation durch die zur Erstellung des Netzentwicklungsplanes verpflichteten Netzbetreiber oder der Koordinierungsstelle zu entwickeln.

#### › **BDEW-Forderungen**

- Berücksichtigung der sich aus der Änderung der Binnenmarktrichtlinie Gas ergebenden Anforderungen an die Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff.
- Berücksichtigung konkreter Maßnahmen aus Gasverteilernetzen.

#### **§ 15b Abs. 3**

Für die Szenarien nach Absatz 2 sind angemessene Annahmen zugrunde zu legen über die Entwicklung der Gewinnung oder Erzeugung, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas und Wasserstoff und deren Austausch mit anderen Ländern sowie der Dekarbonisierung. Zudem sind geplante Investitionsvorhaben in die regionale und gemeinschaftsweite Netzinfrastruktur sowie in Bezug auf Gas- und Wasserstoffspeicheranlagen und LNG-Wiederverdampfungsanlagen und die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung zu berücksichtigen. Der Szenariorahmen hat die Festlegungen der Systementwicklungsstrategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, **Transformationspläne** sowie lokale oder regionale Wärmepläne angemessen zu berücksichtigen.

**Ergänzung einer Definition für Transformationspläne als Einschub zwischen § 3 Nr. 31c und Nr. 31d:**

#### **Transformationsplan**

**im Gasbereich ein insbesondere gemäß § 71k Gebäudeenergiegesetz erstellter Fahrplan oder ein im Einklang mit einem nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik erstellten Transformationsplan zur Umstellung von Gasinfrastruktur auf klimaneutrale Gase, insbesondere auf Wasserstoff, oder zur Stilllegung von Gasinfrastruktur.**

- Angemessene Einbeziehung des Marktes, der Gasverteilernetzbetreiber und von Wasserstoffnetzen, die keine Transportnetzbetreiber darstellen, in die Erstellung des Szenariorahmens.

### 3.4 § 15c - Netzentwicklungsplan

Der BDEW begrüßt neben der vorgesehenen integrierten Planung, dass grundsätzlich die Umstellung von Leitungen vor einem Neubau Vorrang haben soll, § 15c Abs. 2. Dies ist volkswirtschaftlich sinnvoll und ermöglicht der Gasinfrastruktur eine nachhaltige Nutzung.

Der Gesetzentwurf sieht auch vor, dass die Bestätigung des Netzentwicklungsplans in § 15c Abs. 3 - wie die Genehmigung des Szenariorahmens - zukünftig nicht mehr selbstständig rechtlich anfechtbar sein soll. Da auch hier die Planung unmittelbaren Einfluss auf andere Marktakteure hat, sieht der BDEW kritisch, dass die Anfechtung der Entscheidungen der Regulatorbehörde ausgeschlossen ist. Mindestens ist angesichts des verminderten Rechtsschutzes zu gewährleisten, dass in den Planungsprozess alle betroffenen Marktakteure einbezogen werden, darunter Betreiber von Gasverteilernetzen, von Wasserstoffnetzen, die keine Transportnetzbetreiber darstellen, sowie von sonstigen Leitungsinfrastrukturen, die auf Wasserstoff umgestellt werden können. Dabei muss sichergestellt sein, dass Transformationsplanungen in der Verteilernetzebene in die Netzentwicklungsplanungen auf Grundlage des Szenariorahmens Eingang finden. Insbesondere Anschlussnehmer, Netznutzer und Anschlussnutzer - darunter Wasserstoffherzeuger und -abnehmer - sollten in ausreichendem Umfang in den Prozess des Netzentwicklungsplans eingebunden sein und eine ausreichend bemessene Frist zur Stellungnahme haben.

Dem Netzentwicklungsplan sollte daher analog zu den Vorgaben für den Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetze in § 12b Abs. 4 EnWG eine zusammenfassende Erklärung beizufügen sein über die Art und Weise, wie die Ergebnisse der Beteiligungen in dem Netzentwicklungsplan berücksichtigt wurden und aus welchen Gründen der Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden, anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurde. Die entsprechende Regelung in § 15d Abs. 3 ist entsprechend zu ergänzen.

In § 15c Absatz 3 ist des Weiteren fälschlicherweise eine Analogie zur § 28q Absatz 3 verankert. In Bezug auf das Wasserstoff-Kernnetz im Geltungsbereich des § 28q Absatz 3 ist es zwar nachvollziehbar, dass für von Nicht-Wasserstofftransportnetzbetreibern eingebrachte Leitungsprojekte eine Abstimmung zur Durchführung vorgesehen ist. Eine solche Analogie in Bezug auf den integrierten Netzentwicklungsplan ist sachlich nicht mehr nachvollziehbar. Da es sich beim Netzentwicklungsplan ausschließlich um ein Produkt der Fernleitungsnetzbetreiber und regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen handelt, können in diesem Prozess identifizierte Ausbaumaßnahmen auch nur von diesen durchgeführt werden. Eine Verpflichtung nicht für den Prozess verantwortlicher Dritter zur Umsetzung von dort identifizierten Maßnahmen wäre weder systematisch zielführend noch rechtlich durchsetzbar. Aufgrund des fehlenden Anwendungsbereichs der Regelung sollte der Absatz daher zur Klarstellung gestrichen werden.

### › BDEW-Forderungen

- Angemessene Frist für Stellungnahmen der Stakeholder.
- Begründungserfordernis der gewählten Planung.

#### § 15d Abs. 3

(3) Die Regulierungsbehörde soll den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff unter Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung mit Wirkung für die Fernleitungsnetzbetreiber und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen spätestens bis zum Ablauf des 30. Juni eines jeden geraden Kalenderjahres, erstmals bis zum Ablauf des 30. Juni 2026, bestätigen. Die Bestätigung ist nicht selbstständig durch Dritte anfechtbar. **Dem Netzentwicklungsplan ist eine zusammenfassende Erklärung beizufügen über die Art und Weise, wie die Ergebnisse der Beteiligungen nach § 15b Absatz 4 Satz 2, 15c Abs. 4 Satz 1 und § 15d Absatz 2 in dem Netzentwicklungsplan berücksichtigt wurden und aus welchen Gründen der Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurde.**

- Streichung der Regelung in § 15c Abs. 3.

### 3.5 § 15d - Prüfung und Bestätigung durch die Regulierungsbehörde

#### § 15d Abs. 5 - Öffentlichkeitsbeteiligung

Aus Sicht des BDEW ist die Öffentlichkeitsbeteiligung eine wichtige Grundlage für die bedarfsgerechte Planung des zukunftsfähigen Ausbaus des Wasserstoffnetzes. Bei der Entscheidung zur Beschränkung der Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 15d Abs. 5 muss daher die Entwicklung des Wasserstoff-Markthochlaufs berücksichtigt werden, um sicherzustellen, dass das volatile Marktumfeld bestmöglich abgebildet werden kann. Gerade zu Beginn des Wasserstoffhochlaufs sind vier Jahre voraussichtlich zu lang, um grundlegende Entwicklungen abzubilden.

### › BDEW-Forderung

- Angemessener Umfang der Öffentlichkeitsbeteiligung.

## 4 Wasserstoffnetzzugang

Der BDEW begrüßt, dass § 28n einen Rahmen bietet und keine weiteren, zu detaillierten Vorgaben zur Ausgestaltung der Netzzugangsregelungen im Gesetz macht. Diese sind aus Sicht des BDEW zumindest zunächst auch nicht erforderlich. Besonders positiv hervorzuheben ist,

dass der Branche (richtigerweise) das Vertrauen entgegengebracht wird, eigenständig und praxisnah Netzzugangsbedingungen zu entwickeln. Hierbei sind neben den Wasserstoffnetzbetreibern die weiteren Stakeholder, insbesondere Transportkunden/Bilanzkreisverantwortliche und Speicherbetreiber, Terminalbetreiber sowie weitere mit einzubinden. Es sollte wie für Strom und Gas klargestellt werden, dass der Netzzugang insgesamt auf der Grundlage von Verträgen erfolgt. Für die Transformation der Netze sollten die Netzzugangsregelungen von Gas- und Wasserstoffnetzen konsistent und unter Berücksichtigung der jeweiligen spezifischen, ggf. voneinander abhängigen Umstände ausgestaltet werden. Der BDEW weist darauf hin, dass die auf EU-Ebene ausgehandelten Regelungen im Gas- und Wasserstoffpaket eine Konkretisierung der Netzanschluss- und Netzzugangsregelungen für Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen im nationalen Rechtsrahmen zur Folge haben werden.

#### **4.1 § 28n Abs. 1 - Ein- und Ausspeisekapazitäten und Kooperationsvereinbarung der Betreiber von Wasserstoffnetzen**

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass der Netzzugang grundsätzlich ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Transportpfades ermöglicht werden soll und Ein- und Ausspeisekapazitäten unabhängig voneinander nutzbar und handelbar sein müssen. Sinnvoll ist grundsätzlich auch die Definition und Verankerung eines entry-exit Systems für Wasserstoff. Dabei ist nachvollziehbar, dass für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes Ausnahmen möglich sein müssen. Im Zielbild eines funktionierenden Wasserstoffmarktes sind perspektivisch jedoch einheitliche Regelungen erforderlich. Für die Wasserstoffverteilernezebene sollte dabei in Abhängigkeit von den europäischen Vorgaben geprüft werden, ob eine differenzierte Ausgestaltung hinsichtlich des Systems praktikabler wäre.

Bei der konkreten Ausgestaltung des Netzzugangsregimes/-systems ist zu berücksichtigen, dass sich das Wasserstoffmarktdesign parallel weiterentwickeln wird. Hierbei dürfte es eine Vielzahl an Wechselwirkungen geben. Daher sollten möglichst alle Wertschöpfungsstufen bei der Erarbeitung der Vertragsstandards von Beginn an miteinbezogen werden.

##### **› BDEW-Forderungen**

- Berücksichtigung der Regelungen auf EU-Ebene.
- Die Netzzugangsregeln müssen die Belange der Netznutzer angemessen berücksichtigen und diese in die Erstellung angemessen einbeziehen.

#### **4.2 § 28n Abs. 1a – Systemverantwortung und Haftungsbeschränkung**

Die Regelung in § 28n Absatz 1a adressiert in Anlehnung an § 16 EnWG die Wasserstofftransportnetzbetreiber. § 16 EnWG gilt bezüglich der Systemverantwortung i.V.m. § 16a EnWG

jedoch auch für Verteilernetzbetreiber. Da die Pflicht zum Betrieb eines sicheren und zuverlässigen Versorgungsnetzes eine zentrale Aufgabe aller Netzbetreiber ist, sollte sich die neue Regelung in § 28n Abs. 1a deshalb auf alle regulierten Wasserstoffnetzbetreiber beziehen.

Der BDEW begrüßt darüber hinaus, dass durch Rechtsverordnung Regelungen zur Haftung der Betreiber von Wasserstofftransportnetzen aus Vertrag und unerlaubter Handlung für Sach- und Vermögensschäden, die ein Kunde durch Unterbrechung der Wasserstoffversorgung oder durch Unregelmäßigkeiten in der Wasserstoffversorgung erleidet, analog zu Strom und Gas (§ 11 Abs. 3 EnWG) getroffen werden können. Die BNetzA hat bereits festgestellt, dass die Vereinbarung einer Haftungsregelung entsprechend § 18 NAV auch in höheren Spannungsebenen nicht missbräuchlich ist (BK6 p-07-013). Im Übrigen ist auch § 18 NDAV identisch geregelt. Um die Rechtslage noch klarer und eindeutiger zu gestalten, schlägt der BDEW deshalb vor, die Haftungsregelung in einen eigenen Absatz 1b zu § 28n aufzunehmen.

Der BDEW unterstützt ebenso den Hinweis in der Gesetzesbegründung, dass die Begrenzung im Hinblick auf eine angemessene Höhe mit der Datengrundlage u.a. betreffend Kundenzahl und Kundengruppen (Industriekunden, Haushaltskunden) korrespondieren sollte. Da Netzbetreiber vor Vertragsschluss die damit einhergehenden Haftungsrisiken gegenüber ihren Kunden kennen müssen, sollten dafür gegebenenfalls auch fundierte Prognosen als Grundlage dienen können. Je eher Rechtssicherheit und Planbarkeit in Bezug auf die Haftung geschaffen werden, umso mehr kann das Ziel, die Entwicklung des Wasserstoffmarktes zu beschleunigen, vorangetrieben werden.

› **BDEW-Forderung**

- Ausweitung der Regelung zur Systemverantwortung auf alle regulierten Wasserstoffnetzbetreiber.
- Zur Klarstellung sollte die Haftungsregelung wie für Strom in einen eigenen Absatz aufgenommen werden.

## **5 Finanzierungsmodell, Amortisationskonto, §§ 28r und 28s**

### **5.1 Grundsätze**

Das Finanzierungsmodell für den Aufbau und Betrieb des Wasserstoff-Kernnetzes wird in den §§ 28r und 28s beschrieben. Wie bei anderen Netzinfrastrukturen sollen die Kosten grundsätzlich über Netzentgelte gedeckt werden. Um in der Hochlaufphase die Netznutzer nicht zu überfordern, werden die Netzkosten jedoch über einen längeren Zeitraum verteilt („intertemporaler Kostenallokationsmechanismus“).

Die BNetzA wird zum 1. Januar 2025 ein bundeseinheitliches „Hochlaufentgelt“ für das gesamte Wasserstoff-Kernnetz festlegen. Da das Hochlaufentgelt in den ersten Jahren nicht kostendeckend sein wird, werden die Differenzen auf einem Amortisationskonto gebucht. Die anfänglichen Mindereinnahmen sollen später durch Mehreinnahmen ausgeglichen werden.

Die BNetzA soll das Hochlaufentgelt so festlegen und anpassen, dass das Amortisationskonto zum 31. Dezember 2055 ausgeglichen ist. Sollte das Amortisationskonto dann trotzdem einen Fehlbetrag ausweisen, springt der Bund mit einer subsidiären Absicherung ein, die Kernnetzbetreiber müssen einen substantziellen Selbstbehalt am Fehlbetrag übernehmen.

Dieses Finanzierungsmodell ist grundsätzlich sachgerecht, da die Wasserstoffnetzbetreiber aufgrund entflechtungsrechtlicher Grenzen nicht beeinflussen können, wieviel Wasserstoff zu welchen Konditionen zur Verfügung stehen wird. Somit verbleiben erhebliche Risiken hinsichtlich der Auslastung und damit auch der Refinanzierung der Wasserstoffnetze. Da die Wasserstoffinfrastruktur ein wesentliches Element einer sicheren, preisgünstigen und treibhausgasneutralen Energieversorgung sein wird, ist in der Hochlaufphase eine staatliche, subsidiäre Absicherung unabdingbar. Sie stärkt das Vertrauen aller Marktteilnehmer in den politischen Willen zum Hochlauf von Wasserstoff.

## 5.2 Eigenkapitalverzinsung

In § 28r Abs. 1 Satz 7 wird die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zum 31. Dezember 2027 auf 6,69 % vor Steuern festgelegt. Im Anschluss gilt dann der von der BNetzA festzulegende Zinssatz.

Auch für das Wasserstoff-Kernnetz gilt aber § 21 Abs. 2 EnWG, der eine **angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals** vorgibt.

Der im Gesetzentwurf fixierte Wert liegt deutlich unter dem in § 10 WasserstoffNEV festgelegten Eigenkapitalzinssatz von 9 %. Gemäß der Gesetzesbegründung ist aufgrund der subsidiären Ausfallgarantie des Bundes das Risikoprofil des Wasserstoff-Kernnetzes signifikant geringer als bei sonstigen Wasserstoff-Leitungsinfrastrukturen. Der BDEW erkennt an, dass dieses Instrument zur Risikominderung einen wesentlichen Einfluss auf das Risikoprofil der Netzbetreiber hat.

Die WasserstoffNEV ist am 1. Dezember 2021 in Kraft getreten. Damals lag der risikofreie Basiszins (= Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen) bei -0,1 %. Für Kredite wurden 1,4 % Fremdkapitalzins verlangt (= Effektivzinssätze für Kredite). Im Oktober 2023 ist der risikolose Basiszins auf 3,25 % gestiegen. Für Fremdkapital werden bereits Zinssätze von über 5 % verlangt (5,02 % vorläufiger Wert für Oktober 2023).

Vor diesem Hintergrund besteht die große Gefahr, dass für Investoren selbst unter Berücksichtigung des Instruments zur Risikominderung die 6,69 % Eigenkapitalverzinsung weder im nationalen Vergleich zu anderen Sparten und anderen Wertschöpfungsstufen noch im internationalen Vergleich angemessen und wettbewerbsfähig sind.

Bei der Regulierung langfristiger Infrastrukturen wird die Höhe der Eigenkapitalverzinsung regelmäßig unter Berücksichtigung der nationalen und internationalen Finanzmärkte angepasst, um eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung sicherzustellen. Die BNetzA sollte den Eigenkapitalzins auf Basis von etablierten wissenschaftlichen Methoden ermitteln und festlegen.

### 5.3 Ausgleich Amortisationskonto und Selbstbehalt

Gemäß § 28s Abs. 2 sind die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber verpflichtet, im Falle des Ausgleichs des Amortisationskontos einen Selbstbehalt in Höhe von 24 % zu tragen. Dieser Wert wird nicht weiter begründet und hergeleitet und kann deshalb vom BDEW inhaltlich nicht nachvollzogen und bewertet werden. Da die Netzbetreiber aber aufgrund der entflechtungsrechtlichen Vorschriften keine Möglichkeit haben, selbst auf den Markthochlauf hinzuwirken, erscheint der Selbstbehalt hoch zu sein.

Der Gesamtbetrag des Selbstbehalts ist anteilig von den Wasserstoff-Kernnetzbetreibern im Verhältnis ihres Anteils an den Netzkosten zu tragen. Problematisch ist, dass weder der Fehlbetrag noch der zu leistende Selbstbehalt in seiner konkreten Höhe vom einzelnen Wasserstoff-Kernnetzbetreiber abgeschätzt werden kann. Dies ist jedoch eine fundamentale Größe für die wirtschaftliche Bewertung des Finanzierungsmodells und der möglichen Auswirkungen auf das jeweilige Unternehmen.

Fraglich ist, wie die Investoren und Kapitalmärkte einen solchen Selbstbehalt und das damit einhergehende Risiko bewerten. Hier muss mindestens eine Möglichkeit geschaffen werden, dass nachgebessert werden kann.

#### › **BDEW-Forderung**

- Der BDEW unterstützt den Vorschlag aus der Stellungnahme des Bundesrates vom 15. Dezember 2023, zur Sicherstellung der Kapitalmarktfähigkeit in § 28s Abs. 2 Satz 3 den Selbstbehalt auf 15 % zu reduzieren.

Gemäß dem Gesetzentwurf gilt der Selbstbehalt auch für Gasleitungen, die auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden. Dies mindert den Anreiz zur Umstellung erheblich, die zentral für einen möglichst kosteneffizienten Aufbau des Kernnetzes sind.

› **BDEW-Forderung**

- Umstellungsleitungen sollten nicht in die Berechnung des Selbstbehaltes einbezogen werden.
- Der BDEW unterstützt den Vorschlag aus der Stellungnahme des Bundesrates vom 15. Dezember 2023 zur Ergänzung folgendes Satzes nach § 28s Absatz 2 Satz 4:

**„Dabei wird der jeweilige Anteil des Wasserstoff-Kernnetzbetreibers um die kumulierten genehmigten Netzkosten für umgestellte Leitungsinfrastruktur des jeweiligen Wasserstoff-Kernnetzbetreibers reduziert.“**

#### 5.4 Andienungsrecht

Laut Gesetzentwurf kann der Bund das Finanzierungsmodell für das Kernnetz ab 2038 kündigen, wenn klar ist, dass der Wasserstoff-Hochlauf gescheitert ist. Wenn es zu einer solchen Kündigung kommt, muss ausgeschlossen sein, dass die Kernnetzbetreiber auf ihren bereits getätigten und defizitären Investitionen sitzen bleiben. Andernfalls wäre das Risiko für die Investitionsentscheidungen aus heutiger Sicht zu hoch.

Daher sollte den Kernnetzbetreibern ein Andienungsrecht eingeräumt werden, d. h. die Möglichkeit, im Falle einer Kündigung des Finanzierungsmodells durch den Bund, diesem das Eigentum am Kernnetz gegen Zahlung eines angemessenen Gegenwerts anzubieten.

› **BDEW-Forderung**

- Der BDEW unterstützt den Vorschlag aus der Stellungnahme des Bundesrates vom 15. Dezember 2023 zur Ergänzung folgendes Satzes nach § 28s Absatz 4 Satz 1:

**„Im Falle einer Kündigung des Amortisationskontos durch den Bund nach § 28r Absatz 7 Satz 1 ist der Bund bei Andienung durch die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber verpflichtet, das Eigentum am Wasserstoff-Kernnetz gegen Zahlung des kalkulatorischen Restwerts abzüglich des Selbstbehaltes, der sich nach Absatz 2 bemisst, zu übernehmen.“**

#### 5.5 Öffentlich-rechtlicher Vertrag

Die Grundsätze der Finanzierung und Entgeltbildung sollen die Planungsgrundlage für langfristige Investitionsentscheidungen setzen. Für die Erhöhung der Rechtsicherheit sollten ergänzend öffentlich-rechtliche Verträge (örV) zwischen Bundesregierung und Kernnetzbetreibern abgeschlossen werden, um die erforderliche Rechtssicherheit herzustellen.

› **Vertrauensschutz durch örV:**

Eine Verankerung der Rechte und Pflichten der Beteiligten allein im Gesetz ist

unzureichend. Zwar kann in gewissem Umfang Vertrauensschutz auf den Fortbestand der gesetzlichen Regelungen bestehen. Allerdings gilt dies nicht uneingeschränkt, da sich die Rechtslage ändern kann. Nach der ständigen Rechtsprechung des BVerfG ist die allgemeine Erwartung der Normadressaten in den dauerhaften Fortbestand der Rechtslage verfassungsrechtlich nicht geschützt. Eine mögliche künftige Änderung der Gesetzeslage zum Finanzierungsmodell würde an die Investitionsentscheidung in der Vergangenheit anknüpfen und die Rechtslage für die Zukunft ändern.

› **örV bietet zusätzliche vertragliche Grundlage und somit mehr Rechtssicherheit:**

Der örV unterstreicht den Bindungswillen beider Parteien. Er bietet eine zusätzliche Rechtsgrundlage, um Unsicherheiten zu begegnen. Zudem kann der Vertrag sich auf weitere mit der Materie verbundene Fragen erstrecken, die einer gesetzlichen Regelung nicht oder nicht vollständig zugänglich sind. Der Kapitalmarkt wird in den Bestand eines Vertrages und die damit erworbenen Ansprüche größeres Vertrauen setzen als in den Bestand einer gesetzlichen Regelung.

› **Präzedenzfälle:**

Es gibt zahlreiche Präzedenzfälle, wo große sich über Jahre erstreckende Vorhaben der Regierung genau aus diesen Gründen so festgehalten wurden, z. B. Atomausstieg, Braunkohleverstromung, Steinkohlebergbau: Verträge zwischen Bund, Nordrhein-Westfalen, Saarland und RAG (-Stiftung) zur staatlichen Finanzierung bergbaurechtlicher Ewigkeitslasten, sofern die Mittel der RAG-Stiftung nicht ausreichen.

› **BDEW-Forderung**

- Der BDEW unterstützt den Vorschlag aus der Stellungnahme des Bundesrates vom 15. Dezember 2023 zur Ergänzung folgender Sätze in § 28r Absatz 7:

**„Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz wird ermächtigt, mit den Wasserstoff-Kernnetzbetreibern, der vom Bund zu beauftragenden kontoführenden Stelle und der Bundesnetzagentur einen öffentlich-rechtlichen Vertrag zu den aus §§ 28r und 28s folgenden Rechten und Pflichten zu schließen sowie bei Bedarf Änderungen zu vereinbaren. Der Vertrag bedarf der Zustimmung des Bundestages.“**

## 5.6 Anwendungsbereich

§ 28r regelt die Grundsätze der Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes und der Entgeltbildung. Diese Regelungen gelten somit nur für die Leitungsinfrastrukturen, die Bestandteil des Kernnetzes sind; also auch dann, wenn diese Leitungen Gasverteilernetzbetreibern gehören.

Im Umkehrschluss gelten diese Regelungen nicht für Wasserstoffleitungen außerhalb des Kernnetzes, egal ob auf Transportnetzebene oder auf Verteilernetzebene.

Fraglich ist, ob diese strikte Abgrenzung sachgerecht und praktikabel ist. Problematisch ist dabei vor allem, dass bisher die Regelungen zur Finanzierung und Regulierung Wasserstoffleitungen außerhalb des Kernnetzes nicht klar sind (vgl. Abschnitt 7). Weiterhin sind praktikable Lösungen dafür zu finden, wie sich Verteilernetzleitungen in die spezifischen Regulierungsregelungen für das Kernnetz einfügen und welche Folgen dies für die nicht dem Kernnetz unterfallenden Wasserstoffleitungen des Verteilernetzes bzw. den Verteilernetzbetreiber hat.

Auch mit Blick auf die in § 28n Abs. 1 Satz 2 ff vorgesehenen Kooperationspflichten zur netzbetreiberübergreifenden Abwicklung von Einspeise- und Ausspeiseverträgen wird es nun umso dringlicher, zeitnah die Regelungen zur Regulierung und Finanzierung von Wasserstoffnetzen außerhalb des Kernnetzes zu entwickeln und mit der Branche zu konsultieren.

## **6 § 43I - Überraszendes öffentliches Interesse**

Der BDEW begrüßt, dass jetzt in § 43I gesetzlich geklärt werden soll, dass die Errichtung von Wasserstoffleitungen unbefristet im überraschenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient.

Der BDEW setzt sich allerdings nachdrücklich dafür ein, dass die Formulierung auch auf Nebenanlagen erweitert wird. Zudem sollte die Regelung unbedingt auch den Betrieb der Anlagen und Leitungen erfassen. Daneben sollte eine entsprechende Regelung für Anlagen und zugehörige Leitungen zur Herstellung, Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff geschaffen werden. Durch entsprechende offenere Formulierungen des Gesetzeswortlauts würde vermieden werden, dass weitere möglicherweise ebenfalls dringend erforderliche Vorhaben, erneut durch eine eigenständige gesetzliche Regelung in das öffentliche Interesse und die öffentliche Sicherheit einbezogen werden müssten.

Zudem wäre es aus Sicht des BDEW sinnvoll, entsprechend § 2 Satz 2 EEG gesetzlich zu regeln, dass die Umsetzung dieser Vorhaben als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden soll, bis die Energieversorgung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist. Hierdurch würde der intendierte Abwägungsvorrang deutlich gemacht.

Wichtig ist darüber hinaus, dass Verfahren, die die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zum Import und zur Herstellung von Wasserstoff oder seinen Derivaten zum Gegenstand haben, entsprechend ihrer überraschenden Bedeutung – in demselben Maße wie Anlagen zur Erzeugung von Erneuerbaren Energien – von der Genehmigungsbehörde priorisiert bearbeitet werden (analog § 87c Abs. 1 VwGO). Insgesamt verweisen wir bezüglich weiterer Vorschläge

zur planungs- und genehmigungsrechtlichen Ermöglichung und Vereinfachung eines schnellen Infrastrukturaufbaus auf das BDEW-Positionspapier „[Den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur beschleunigen](#)“.

## **7 Regelungen für die Wasserstoffverteilernetzebene**

### **7.1 Ausgangssituation**

Bisher standen allein die Rahmenbedingungen rund um das Wasserstoff-Kernnetz im Fokus der Diskussionen. Dies war angesichts der Aufgabe richtig und Voraussetzung für die weiteren Planungen. Es sind nun allerdings auch für die Verteilernetze zeitnah die rechtlichen und regulatorischen Regelungen zu treffen, die es ihnen ermöglichen, infrastrukturelle Lücken zwischen dem Kernnetz und ihren Kunden zu schließen. Das Wasserstoff-Kernnetz wird nur dann erfolgreich, wenn die anschließende Verteilernetzinfrastruktur effizient und bedarfsgerecht bereitgestellt wird. Der größte Teil der künftigen Verbraucher von leitungsgebunden transportiertem Wasserstoff wird im Verteilernetz angeschlossen sein.

Die Auslastung sowie die wirtschaftliche Entwicklung des Wasserstoff-Kernnetzes und des damit verbundenen Finanzierungsmodells werden maßgeblich davon abhängig sein, in welchem Umfang und zu welchen Konditionen Wasserstoffverteilernetze errichtet und betrieben werden.

Daher ist es unabdingbar, für die sich an das Kernnetz anschließenden Leitungen eine wettbewerbsfähige Finanzierung und verlässliche Regulierung zu ermöglichen.

### **7.2 Herausforderungen**

Die Technologien rund um Wasserstofferzeugung, -transport, -speicherung und -nutzung sind in großen Teilen verfügbar und technologisch reif. Aufgrund der hohen Unsicherheiten und finanziellen Risiken wird für die Hochlaufphase jedoch eine staatliche Flankierung benötigt.

Analog zur Situation im Wasserstoff-Kernnetz bestehen bei der Verteilung des Wasserstoffs in den Regionen und hin zu den Kunden vergleichbare Herausforderungen:

- › Der Wasserstoffhochlauf ist maßgeblich geprägt durch politische Vorgaben auf EU-, Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene sowie durch weitere externe Einflüsse (z. B. Verfügbarkeit von Fördermitteln).
- › Netzinfrastrukturen sollen grundsätzlich durch die Netznutzer finanziert werden. Bei einer kostendeckenden Kalkulation von Beginn an würden die Netznutzer jedoch anfänglich mit prohibitiv hohen Netzentgelten konfrontiert, dies würde den Markthochlauf verhindern.

- › Es besteht ein hohes Risiko, dass einzelne Großkunden weniger als geplant zur Netzfinanzierung beitragen (z. B. Standortschließung, Wahl anderer Bezugsquellen, Transportwege oder Energieträger). Eine daraus resultierende Netzentgelterhöhung bei den anderen Netznutzern wird mit Blick auf die hohen wirtschaftlichen Auswirkungen, vertragliche Regelungen und Förderbedingungen nur in begrenztem Umfang möglich sein.
- › Da Ausfallrisiken in der Hochlaufphase nicht auf eine große Kundengesamtheit verteilt werden können, sind hier gesonderte Lösungen zur Reduzierung und angemessenen Verteilung dieser Risiken notwendig. Vorteilhaft wäre eine Übernahme des Ausfallrisikos durch den Staat, z. B. durch Ausfallbürgschaften, eine entsprechende Ausgestaltung von Förderungen oder ein Finanzierungsmodell mit subsidiärer Absicherung wie beim Kernnetz.
- › Mit Fördermitteln für Wasserstoffnetze kann erreicht werden, dass diese sowohl für Netznutzer als auch für Netzbetreiber wirtschaftlich und damit realisierbar sind. Anforderungen aus der Regulierung und Förderbedingungen müssen jedoch konsistent zueinander sein.
- › Sofern bestehende Gasverteilternetzinfrastrukturen für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff umgestellt werden sollen, müssen den an der jeweiligen Infrastruktur angeschlossenen Netznutzern eine alternative Bedarfsdeckung, eine Umstellung auf Wasserstoff oder eine Beendigung der Netznutzung angeboten werden können.

### 7.3 Finanzierungsrahmen

- › Im EU-Gas-Wasserstoffpaket wird in Artikel 4 Abs. 2b der Verordnung ermöglicht, Finanztransfers zwischen den getrennten regulatorischen Aktivitäten (i. e. Wasserstoffnetzbetrieb, Gasnetzbetrieb, Stromnetzbetrieb) zu erlauben. Mit Blick auf die Herausforderungen und offenen Fragen hinsichtlich der Finanzierung von Wasserstoffverteilternetzen sollte geprüft werden, ob und wie solche Finanztransfers umgesetzt werden könnten.
- › Ohne gesonderte Finanzierungsinstrumente müssten Verteilternetzbetreiber ihre **Kosten vollständig durch Netzentgelte decken** und anfängliche Mindererlöse schnell ausgleichen.
- › Mit einem **intertemporalen Kostenallokationsmechanismus** könnten Verteilternetzbetreiber anfänglich prohibitiv hohe Netzentgelte vermeiden. Es sollte also auch den Verteilternetzbetreibern ermöglicht werden, geringere als kostendeckende Netzentgelte erheben. Ohne eine staatliche Absicherung könnte diese **Zwischenfinanzierung von Mindererlösen jedoch nur in begrenztem Umfang und nur über einen kurzen Zeitraum** erfolgen, da ansonsten die finanzielle Belastung und das Ausfallrisiko für den Verteilternetzbetreiber zu groß würde.
- › Ferner könnte es erforderlich werden, dass Netznutzer ihrerseits in der Hochlaufphase **Fördermittel auch für (kostendeckende) Netzentgelte** einsetzen können.

- › Die Fähigkeit der Verteilernetzbetreiber zur Zwischenfinanzierung ist auch davon abhängig, ob die Finanzierungskosten (z. B. Kreditzinsen) regulatorisch berücksichtigt werden. Die derzeit in § 14 WasserstoffNEV festgelegte Methodik zur **Verzinsung des Differenzbetrags** (Saldos) ist hierzu völlig ungeeignet. Die Verzinsung muss **jederzeit kapitalmarktgerecht** sein.
- › Mit Blick auf die aktuelle Kapitalmarktsituation und zur Vermeidung hoher Zinseszinsfekte sollte den Wasserstoff-Verteilernetzbetreibern eine **Fremdkapitalaufnahme zu vergünstigten Konditionen** (z. B. KfW) ermöglicht werden.
- › Für Wasserstoffnetzbetreiber, aber auch für die Netznutzer und damit für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist essenziell, dass **Kosten und Ausfallrisiken** angemessen allokiert werden können. Hierzu sind folgende Instrumente/Lösungsansätze denkbar:
  - externe/staatliche Absicherung von Ausfallrisiken,
  - Ermöglichung langer Vertragslaufzeiten von Netznutzungsverträgen (Aber: nur begrenzte Wirkung aufgrund möglicher Standortschließungen der Netznutzer oder regulatorischer Grenzen für Vertragslaufzeiten und Festschreibung von Netzentgelten),
  - Instrumente zur Zahlungsabsicherung (Bürgschaften),
  - Erhebung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen (Aber: „Bestrafung“ der ersten Kunden verzögert Hochlauf, aufwändige Nachkalkulationen und Ausgleich bei Anschluss weiterer Kunden),
  - Ermöglichung der progressiven Abschreibungsmethodik mit im Zeitverlauf steigenden Abschreibungsbeträgen. (Aber: Aufgrund der Verlagerung von Kosten in die Zukunft erhöhte Ausfallrisiken und Finanzierungslast für Verteilernetzbetreiber),

Die Lösungsansätze können nur in begrenztem Umfang die o. g. Probleme lösen und sind nicht ohne Weiteres im Rechtsrahmen und auch nicht in jedem Projekt umsetzbar. Es ist eine vertiefte Erörterung notwendig, welche Instrumenten und welchen Voraussetzungen anwendbar sind.
- › Essenziell ist eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste regulatorische **Verzinsung des eingesetzten Kapitals**.
  - Derzeit gilt gemäß § 10 WasserstoffNEV ein Eigenkapitalzinssatz von 9 %, dieser ist jedoch nur bis zum 31. Dezember 2027 anzuwenden. Mit Blick auf langfristige Investitionen und die aktuell hohe Dynamik an den Kapitalmärkten benötigen Investoren mehr Planungssicherheit hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Eigenkapitalzinssatzes.

- Die bei den Netzbetreibern verbleibenden Risiken müssen angemessen im Eigenkapitalzinssatz berücksichtigt werden.
  - Klar ist, dass mit den o. g. Ansätzen Ausfallrisiken nur reduziert, aber nicht vollständig eliminiert werden können. Dies muss sich bei der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes im Risikozuschlag angemessen widerspiegeln.
  - Förderinstrumente (z.B. IPCEI) dürfen durch Regulierungsvorgaben nicht beeinträchtigt oder konterkariert werden.
- › Eine spezifische Herausforderung für Wasserstoffnetze außerhalb des Kernnetzes ist die **Wettbewerbsfähigkeit der Netzentgelte** im Vergleich zum Hochlaufentgelt des Kernnetzes. Signifikant höhere Netzentgelte im Wasserstoffverteilernetz sind für die Netznutzer ein Standortnachteil und werden von diesen nur begrenzt akzeptiert.
- Verteilernetzbetreiber sollten analog zu § 20 GasNEV die Möglichkeit erhalten, abweichend von den regulären Netzentgelten unter definierten Bedingungen **Sonderentgelte** zu kalkulieren.
  - Da Erlösausfälle aus reduzierten Entgelten in der Hochlaufphase nicht ohne weiteres auf die Kundengesamtheit eines Wasserstoff-Verteilernetzbetreiber umgelegt werden können, ist zu prüfen, wie diese Mindererlöse angemessen allokiert werden können.