

Stellungnahme zum

**Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des
Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer
energierechtlicher Vorschriften zur Um-
setzung des Europäischen Gas- und Was-
serstoff-Binnenmarktpakets**

Berlin, 24.11.2025

Einleitung

Das EU-Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpaket befasst sich mit der Umsetzung des Übergangs vom Erdgas zu erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen, wie Wasserstoff und Biomethan. Es soll die Potenziale der bestehenden Infrastruktur soweit möglich und sinnvoll für die Transformation von Erdgas hin zu neuen Gasen nutzbar machen. Eine zügige Umsetzung des EU-Gasbinnenmarktpakets in nationales Recht schafft Rechtssicherheit für eine strukturierte Transformation von Gasnetzen und den Aufbau eines Wasserstoffmarktes. DIE GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT e. V. und ihre Mitgliedsunternehmen, die sich entlang der gesamten Gas- und Wasserstoff-Wertschöpfungskette engagieren, stehen mit ihrer Erfahrung und ihrem Know-how bereit, einen substanziellen Beitrag zur Transformation hin zu einem klimaneutralen und resilienten Energiesystem zu leisten.

Vor diesem Hintergrund begrüßen wir die frühzeitige Verbändeanhörung und die Beteiligung am aktuellen Gesetzentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets, der bereits durch den Regierungswechsel verzögert wurde.

DIE GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT e. V. empfiehlt jedoch, den vorliegenden Entwurf wegen fehlender Regelungen und unklarer strategischer Ausrichtung grundlegend zu überarbeiten. Eine Umsetzung des vorliegenden Ansatzes würde die gewünschte Transformation hin zu Neuen Gasen verhindern und das Signal einer politisch gewollten Stilllegung aller Gasnetze senden.

Begründung:

Der zugrundeliegende EU-Regelungsentwurf zielt auf die Gestaltung einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur ab. Hierbei werden grundsätzlich die Konzepte der Erdgas-Infrastrukturregulierung zugrunde gelegt. Es ist allerdings noch kein maßgeblicher und funktionsorientierter Markt für Wasserstoff und grüne Gase etabliert. Damit unterscheidet sich die Ausgangssituation der Regulierung grundlegend von der zuvor erfolgten Entflechtung vertikal integrierter Monopole im Erdgasmarkt. Die vorliegende Umsetzung weist in eine falsche Richtung: Infrastrukturregeln müssen auf dem Fundament einer klaren Marktentwicklungsperspektive stehen, die aber bislang nicht gegeben ist. Es wird ein (noch) nicht bestehender Markt äußerst restriktiv reguliert.

Erst wenn ein verlässlicher Marktrahmen für die Dekarbonisierung der Energieträger geschaffen wurde, kann für Investoren ein Umfeld entstehen, in dem eine erfolgreiche Transformation der deutschen Gasnetz-Infrastruktur gestaltet werden kann. Und erst dann kann eine sinnvolle, marktstimulierende Infrastrukturregulierung greifen. Fehlt der Marktrahmen und sind die Regeln für potenzielle Investoren zu restriktiv, wird sich der Wirkungsbereich der vorgelegten Infrastrukturregulierung ausschließlich auf Fragestellungen der Stilllegung von Gasnetzen beschränken. Im Einzelnen fehlen für die Entwicklung des zukünftigen Marktes unter anderem die Zugangsmöglichkeiten für Biomethan ins Netz, ausreichende Wasserstoffverteilnetzplanung, eine Massenbilanzierung, Zertifizierungsvorgaben für kohlenstoffarme Gase, die Umsetzung der EPBD und der RED III in deutsches Recht sowie die Auflösung der komplexen Anforderungen nach §71k GEG zur Umwidmung von Gasnetzen.

Auch im vorliegenden Referentenentwurf fehlt die Perspektive der Marktentwicklung: **Es wurde versäumt, Artikel 9 des EU-Gasbinnenmarktpakets umzusetzen. Damit fehlen grundlegende Regelungen zur Umsetzung des Binnenmarktes, was im klaren**

Widerspruch zu den politischen Vereinbarungen des Koalitionsvertrags¹ und zur Vorgabe der EU-Richtlinie steht. So findet sich kein Massenbilanzierungssystem, keine Audit- oder Nachweispflichten, keine Aufsicht über Zertifizierungsstellen und keine Anbindung an die RED-Unionsdatenbank, wie in Artikel 9 gefordert. Diese Fehlstelle gefährdet akut den Hochlauf des Wasserstoffmarkts und die Verwendung von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen, wie Biogas, Biomethan, synthetischem Methan sowie Wasserstoff und seinen Derivaten.

Der vorliegende Referentenentwurf enthält ausschließlich einseitige Regelungen zur potenziellen Stilllegung von bestehenden Gas-Infrastrukturen oder zur umgehenden Umwidmung zu reinen grünen Wasserstoffinfrastrukturen. Die Anforderungen an die Versorgung mit Biomethan oder kohlenstoffarme Gase sind restriktiv hoch oder offengelassen. Dies ignoriert vollkommen die bestehende Marktsituation, die von einer wachsenden Nachfrage an Biomethan geprägt ist. Gleichzeitig werden im Biomethanmarkt die rückbauorientierten Infrastrukturregelungen des Entwurfes, der Wegfall des Marktzugangs durch Aussetzen der Anschlussprivilegierung und das gleichzeitige Auslaufen des EEGs für einen Systembruch sorgen, der das über Jahrzehnte gewachsene Potenzial zur Produktion nachhaltiger Biomasse gefährdet und tausende Landwirte und Kommunen im ländlichen Raum betrifft.

Weiterhin ist grundlegend anzumerken, dass **verschiedene Regelungen im Referentenentwurf über die EU-Vorgaben hinausgehen** und damit – strenger als notwendig – übererfüllt werden. Dieses „**Gold-Plating**“ erzeugt potenzielle Standortnachteile für Deutschland und ist nicht im Sinne der Schaffung eines „Level-Playing-Field“ innerhalb der EU.

Trotz der grundlegenden Ablehnung erlauben wir uns Verbesserungsvorschläge für den vorliegenden Entwurf zu machen. Diese setzen jedoch voraus, dass die oben genannten Fehlstellen ergänzt und die Ausrichtung des Gesetzes an die energiewirtschaftlichen Gegebenheiten Deutschlands angepasst werden.

1. Transformation des Energieträgers

Binnenmarktpaket ohne Binnenmarkt: Unvollständige Umsetzung zentraler Vorgaben des Artikel 9 EU-Richtlinie - Wasserstoffhochlauf und europäischer Handel gefährdet

Artikel 9 der Richtlinie (EU) 2024/1788 verpflichtet alle EU-Mitgliedstaaten zur Einführung eines harmonisierten Zertifizierungssystems für erneuerbare Gase und kohlenstoffarme Brennstoffe.

Der Artikel umfasst u. a.:

- eine verbindliche 70%-THG-Minderungsschwelle
- Anwendung eines Massenbilanzsystems (Art. 30 RED II)
- Audit- und Nachweispflichten
- Überwachung von Zertifizierungsstellen

¹ [Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode](#): S. 136

- Transparenzpflichten
- Nutzung der RED-Unionsdatenbank (Art. 31a RED II)

Die Delegierte Verordnungen für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (EU 2023/1184 & 2023/1185) sind bereits in Kraft; der Delegierte Rechtsakt für kohlenstoffarme Brennstoffe wurde am 23.10.2024 vom EU-Parlament angenommen und die Blockierungsfrist des Rates bis 8.11.2024 wurde nicht ausgeübt, weshalb einem Inkrafttreten nichts mehr im Wege steht. Damit steht der unionsrechtliche Rahmen vollständig fest.

Der vorliegende Entwurf setzt zwar einige, jedoch nicht die zentralen Vorgaben des Artikel 9 um. Positive Elemente sind dabei die Übernahme der Begriffe „kohlenstoffarmes Gas“ und „kohlenstoffarmer Wasserstoff“ in § 3 EnWG-E, die Verankerung der 70-%-THG-Schwelle über Verweis auf die Methode nach Art. 29a RED II sowie die Einführung der Gas- und Wasserstoffkennzeichnung (§ 42c Abs. 1 EnWG-E) gemäß Anhang I Nr. 5 der Richtlinie. Für den börslichen Bezug ist diese Kennzeichnung durch fehlende Daten jedoch nicht umsetzbar

Als Gas- und Wasserstoffwirtschaft sehen wir jedoch folgende zentrale Umsetzungslücken:

- Kein nationales Zertifizierungs- und Kontrollsystem für erneuerbare Gase/kohlenstoffarme Brennstoffe
- Kein Massenbilanzsystem, keine Audit- oder Nachweispflichten
- Keine Aufsicht über Zertifizierungsstellen
- Keine Anbindung an die RED-Unionsdatenbank
- Unklare Rolle von Herkunftsnachweisen gegenüber Nachhaltigkeitszertifikaten, was zu Doppelzählung und Marktverwirrung führen kann

Dadurch zeichnen sich folgende Risiken für den Markt ab:

- Investitionsunsicherheit und fehlende Planbarkeit aufgrund fehlender nationaler Regelung zu Zertifizierung
- Wettbewerbsnachteile gegenüber EU-Ländern, die vollständige Art.-9-Umsetzungen vornehmen
- Fehlende Handelbarkeit deutscher erneuerbarer Gase und kohlenstoffarmer Brennstoffe im EU-Binnenmarkt
- Fragmentierung zwischen Herkunftsnachweisen (HkNRG) und Nachhaltigkeitszertifizierung
- Fehlende Importmöglichkeiten erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase durch fehlende internationale und nationale Regelungen zur Zertifizierung und von Herkunftsnachweisen

Unerlässlich ist aus Sicht der Gas- und Wasserstoffwirtschaft daher die Schaffung eines vollständigen nationalen Vollzugsrahmens für Art. 9, einschließlich Massenbilanzsystem, Audit- und Nachweispflichten, nationaler Aufsicht über Zertifizierungsstellen sowie Sanktions- und Kontrollmechanismen. Des Weiteren eine klare Verzahnung von Herkunftsnachweisen und Nachhaltigkeitszertifikaten (HkNRG ↔ Art.-9-System) sowie die Sicherstellung der Anwendung des Delegierten Rechtsakts für kohlenstoffarme Brennstoffe (keine nationale „Umsetzung“, aber Aufbau der Anwendungs- und Vollzugsarchitektur (Behörden,

Register, IT-Schnittstellen). Zudem müssen Markt- und Investitionssicherheit gestärkt werden, um die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Projekte für erneuerbare und kohlenstoffarme zu sichern.

Wir weisen entsprechend nachdrücklich darauf hin, dass der vorliegende EnWG-Referentenentwurf zentrale Vorgaben des Artikel 9 nicht umsetzt. Dies gefährdet den Hochlauf von grünem und kohlenstoffarmem Wasserstoff und seinen Derivaten und verhindert außerdem einen funktionierenden Binnenmarkt. Deutschland braucht jedoch dringend einen nationalen Vollzugsrahmen für Zertifizierung, Nachweisführung und Aufsicht – nur so können erneuerbare und dekarbonisierte Gase handelbar werden und der Wasserstoffmarkt erfolgreich starten.

Biomethan

Wir begrüßen den grundsätzlichen Vorrang für Biomethananschlüsse, sehen aber weiterhin erheblichen Regelungsbedarf nach 2026. Für Investitions- und Planungssicherheit ist eine zeitnahe Entscheidung über eine Nachfolgeregelung für die GasNZV unerlässlich. Es braucht eine fortgesetzte Privilegierung effizienter Biomethanprojekte. Dabei müssen volkswirtschaftliche Kriterien und regionale Potenziale stärker berücksichtigt werden als die reine kommerzielle Tragfähigkeit durch den Netzbetreiber. Auch muss Artikel 9 der Europäischen Gasbinnenmarkt-Richtlinie implementiert werden. Nur so bleibt Biomethan ein verlässlicher Baustein der Energiewende, der das Potential hat, weiter zu wachsen und über 100 TWh bis 2032 zur Energieversorgung und Resilienz des Landes beizutragen.

§42c: Gas- und Wasserstoffkennzeichnung, Transparenz der Gas- und Wasserstoffrechnungen und Verordnungsermächtigung

Es bleibt unklar, wer zu welchem Zeitpunkt welche Pflichten erfüllen muss. Insbesondere fehlt eine Definition der „Gas- und Wasserstofflieferanten“. Zudem ist offen, wann das UBA die alternative Abwicklung gemäß § 42c (6) bekannt gibt und ab welchem Zeitpunkt diese verbindlich gilt. Darüber hinaus gehen die vorgesehenen Vorgaben zur Gas- und Wasserstoffkennzeichnung über die europäischen Anforderungen hinaus, sodass eine Orientierung an den EU-Vorgaben ohne zusätzliche nationale Pflichten sinnvoll wäre.

2. Transformation der Infrastruktur und Netzzugang

Verknüpfung mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Die neuen Verteilernetzentwicklungspläne ermöglichen eine bessere Verzahnung von EnWG und GEG. Aus unserer Sicht sollte deshalb die Pflicht zur Erstellung eines Fahrplans nach § 71k GEG entfallen. Die Pläne gemäß EnWG übernehmen diese Funktion vollständig und vermeiden Doppelstrukturen. Dies reduziert Bürokratie stellt einen wichtigen Schritt hin zu kohärenter Regulierung dar.

§ 1b Abs. 3: Unzulässige Lenkung der Verwendung von Wasserstoff vermeiden

Die Formulierung zur „Ausrichtung der Verwendung von Wasserstoff insbesondere auf Kunden in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren“ stellt eine negative Lenkungswirkung bzgl. der H₂-Netzauslastung dar. Wir fordern daher eine Klarstellung, dass dies andere Kunden nicht ausschließt, im Gesetzestext oder in der Begründung; vgl. auch § 3 Ziff. 39a, Definition Wasserstoffnetz: [...] *das von der Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Kunden ausgelegt ist, sondern **grundsätzlich für die Versorgung jedes Kunden offensteht**, [...]*

§ 15a ff.: Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff in „Infrastrukturentwicklungsplan Gas- und Wasserstoff“ umbenennen

Für den effizienten Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ist die frühzeitige Berücksichtigung des Flexibilitätsbedarfs in einem Wasserstoffnetz von besonderer Bedeutung. Daher wäre die Einbeziehung des Speicherbedarfs in den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff sinnvoll und sollte auch die Beurteilung des für die Absicherung erforderlichen Speicherbedarfs für Erdgas- und Wasserstoff im Szenariorahmen beinhalten.

Wir schlagen daher vor, statt dem Begriff „Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff“ den Begriff „Infrastrukturentwicklungsplan Gas und Wasserstoff“ zu verwenden und den Speicherbedarf für Gas und Wasserstoff sowie die Speicherbetreiber in den Prozess zur Erstellung eines koordinierten „Infrastrukturentwicklungsplans Gas und Wasserstoff“ zu integrieren.

Damit kann erreicht werden, dass der Speicherbedarf in enger Abstimmung mit der Netzplanung ermittelt und der Aufbau einer Netz- und Speicherinfrastruktur kosteneffizient entwickelt wird. Ebenso kann die Verfügbarkeit von Gasspeicherkapazitäten für die Versorgungssicherheit im Gas- und Strommarkt langfristig gewährleistet werden kann. Die Vorgaben der EU- Verordnung (EU) 2024/1789, wonach die Betreiber von Speicheranlagen eine Bedarfsprognose zu erstellen haben, könnten in einen koordinierten Planungsprozess für die gesamte Netz- und Speicherinfrastruktur integriert werden.

Formulierungshilfe für einen § 15a Absatz 5:

(5) Die Betreiber von Fernleitungsnetzen, von Wasserstofftransportnetzen, von Gasverteilernetzen, von Wasserstoffnetzen, die kein Transportnetz darstellen, von sonstigen Leitungsinfrastrukturen, die auf Wasserstoff umgestellt werden können, sowie von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung sind berechtigt und verpflichtet, mit der Koordinierungsstelle und untereinander in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um eine sachgerechte Erstellung des Infrastrukturentwicklungsplans Gas und Wasserstoff zu gewährleisten. Betreiber von Gasverteilernetzen, von Wasserstoffnetzen, die kein Transportnetz darstellen, von sonstigen Leitungs- und Speicherinfrastrukturen, die auf Wasserstoff umgestellt werden können, sowie von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung sind insbesondere verpflichtet, den Betreibern von Fernleitungsnetzen und regulierten Betreibern von Wasserstofftransportnetzen sowie der Koordinierungsstelle alle Informationen zur Verfügung zu stellen, die zur sachgerechten Erstellung des Infrastrukturentwicklungsplans Gas und Wasserstoff und zur

Wahrnehmung der der Koordinierungsstelle nach den Absätzen 2 und 4 Satz 1 obliegenden Aufgaben erforderlich sind.

§ 17: Netzanschluss und Anschlussvorrang Biomethan

Im RefE wird in §17 Abs. 1a zwar der Anschlussvorrang für Biomethananlagen geregelt, aber es gibt keine Regelung für die Anschluss- und Nutzungskosten, wie sie nach Art. 58 Gas-RL vorgesehen sind. Das bedeutet, dass die **bisher geltenden Regelungen nach § 20 Abs. 4, 21 Abs. 3 EnWG nach Ende des Übergangszeitraums bis Ende 2026 ersatzlos auslaufen** würden. Darunter würde die Unsicherheit für die Biogasanlagenbetreiber steigen und die **Wirtschaftlichkeit der Anlagen massiv leiden**. Die ausschließliche Orientierung an betriebswirtschaftlichen Kriterien des Netzbetreibers widerspricht zudem den Zielen der Gas-RL. Demnach dürfen Privilegierungen **nur eingeschränkt** werden, **wenn** die Förderung **nicht mehr dem Gemeinwohl dient**.

Für eine kosteneffiziente und volkswirtschaftlich sinnvolle Integration von Biomethananlagen im Energiesystem hat die Branche eine Regelung entwickelt, bei der bei Einhaltung eines **Schwellenwerts ein Teil der Kosten** für den Netzanschluss weiterhin über die Netzentgelte **umgelegt** werden sollte. Insbesondere bei kleinen Biogasanlagen soll dieser Schwellenwert eine **Cluster-Bildung anreizen**. Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass auf Grund von Skaleneffekten der Anschluss von kleinen Biogasanlagen an das Gasnetz wirtschaftlich ineffizienter ist als bei größeren Anlagen.

Darüber hinaus sollte das regionale Biomethanpotenzial zwingend mitberücksichtigt werden. Eine deutschlandweit systematische Kartierung der Potenziale im Einklang mit einem festzulegenden nationalen Biomethan-Ausbauziel kann sinnvollerweise als Basis für die Ausweisung von Vorranggebieten für die Biomethaneinspeisung dienen. In diesen Vorranggebieten werden Biomethananlagen dann langfristig in Bezug auf den Netzanschluss privilegiert.

§ 17k: Anlusstrennung im Gasbereich

Die Anlusstrennung im Gasbereich, § 17k EnWG-E, muss mit der Gas-RL harmonisiert werden, um zu **verhindern, dass** der wirksame **Ausbau der erneuerbaren Gase beeinträchtigt wird**. Netztrennungen dürfen **ausschließlich** bei **erheblichem Gemeinwohlinteresse** erfolgen und müssen **ultima ratio** sein. Funktionierende Anlagen, die zur Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit beitragen, müssen so geschützt werden. **Der aktuelle Entwurf läuft dem zuwider und sollte überarbeitet werden**. Auch hier gibt es ein Spannungsfeld zwischen Biomethananlagen-Betreibern und Netzbetreibern. Netzbetreibern ist die 10 Jahresfrist zu lang. Anlagenbetreibern ist diese Frist zu kurz. Dies gilt es durch Einzelfallprüfungsmöglichkeiten aufzulösen.

Wir fordern eine entsprechende Lösung, die sicherstellt, dass **Biomethaneinspeiseanlagen** eine **wirtschaftliche Zukunft** haben und die dennoch auch für Netzbetreiber tragbar ist.

Wasserstoffspeicher

Wir begrüßen die geplante Regulierung von Wasserstoffspeichern ab 2026, da sie frühzeitig Rechtssicherheit schafft. Für den Aufbau notwendiger Speicherkapazitäten sind jedoch

stabile Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Anreize unabdingbar. Ein staatlicher Finanzierungsmechanismus wäre in der frühen Marktphase essenziell, um Investitionen abzusichern. Zentrale Regulierungsgrundsätze sollten bereits gesetzlich verankert werden. Näheres in Kapitel 2.

§ 28m: Finanzierung und Zugang zu Wasserstoffspeichieranlagen

Wir begrüßen grundsätzlich die Einführung einer Regulierung für Wasserstoffspeicher bereits ab August 2026, um möglichst frühzeitig Rechtssicherheit über das zukünftige Zugangsregime für die Speicherbetreiber zu schaffen sowie Bestandsverträge bis Laufzeitende dem Regime des verhandelten Speicherzuganges zu unterziehen.

Dennoch ist es erforderlich, einen **Förder- und Finanzierungsmechanismus im Gesetz zu verankern**, der mit dem Regulierungskonzept kompatibel ist und eine Investmentabsicherung für Betreiber von Speichieranlagen ermöglicht. **Dazu gehört die gesetzliche Verankerung einer Amortisationskontenregelung vergleichbar mit den Regelungen für das Wasserstoffkernnetz sowie die Möglichkeit einer Umlagefinanzierung über die Laufzeit des Amortisationskontos.**

Vorschläge zu § 28m - Zugang zu Wasserstoffspeichieranlagen; Festlegungskompetenz:

- (1) *Betreiber von Wasserstoffspeichieranlagen haben einem Dritten den Zugang zu ihren Wasserstoffspeichieranlagen und zu Hilfsdiensten zu objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Bedingungen sowie auf Grundlage der von ihnen vorab veröffentlichten Entgelte **oder Entgeltmethoden** zu gewähren.*
- (2) *Betreiber von Wasserstoffspeichieranlagen können den Zugang nach Absatz 1 verweigern, soweit sie nachweisen, dass ihnen der Zugang aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung des Zwecks des §1 nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Die Ablehnung ist in Textform zu begründen und der Bundesnetzagentur unverzüglich mitzuteilen.*
- (3) *Die Vorgaben nach Absatz 1 sind ab dem 5 August 2026 anzuwenden. Die Bundesnetzagentur kann die Bedingungen für den Zugang zu Wasserstoffspeichieranlagen und zu den Hilfsdiensten nach § 29 Absatz 1 mit ausreichendem Vorlauf vor deren Wirksamwerden festlegen. Mit ausreichendem Vorlauf vor deren Wirksamwerden, aber spätestens zum 5 August 2026, legt die Bundesnetzagentur die Bedingungen und Methoden zur Berechnung der Entgelte nach § 29 Absatz 1 fest. Die Bundesnetzagentur kann **regulierte Erlösbergrenzen** oder die Entgelte auf dieser Grundlage auch selbst festlegen.....“*

Wasserstoffnetzregulierung

Die umfassende Regulierung nahezu aller Wasserstoffnetze sowie die Gleichstellung der leitungsgebundenen Wasserstoffversorgung mit der Strom- und Gasversorgung ist zwar konsequent für die Bedeutung von Wasserstoff, ignoriert aber Biomethan komplett. Dennoch fehlen klare Regelungen zur Finanzierung von Netzen außerhalb des Kernnetzes. Dies gefährdet Investitionen und verzögert den Wasserstoffhochlauf in wichtigen Regionen.

Zudem braucht es einen Mechanismus zur Finanzierung der Umstellung der Gasverteilernetze.

§ 28o Abs. 2: Regelungen zur Finanzierung von Wasserstoffnetzen außerhalb des Kernnetzes ergänzen

Das **Fehlen von Regelungen für die Finanzierung von H2-Netzen außerhalb des Kernnetzes behindert den weiteren Wasserstoffhochlauf** außerhalb des Kernnetzes und kann dazu führen, dass Investitionsprojekte außerhalb des Kernnetzes zurückgestellt werden. Der Referentenentwurf geht davon aus, dass Wasserstoffnetze überwiegend für den Transport von Wasserstoff entstehen. Vermutlich enthält er deshalb in § 28o (2) nur eine Verordnungsermächtigung, die es der BNetzA überlässt, ob sie eine Regelung für einen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus einführt. **Der Referentenentwurf bleibt damit hinter den Vorgaben der EU-Verordnung zurück**, die in Artikel 5 Ziffer 4 und 5 die Entscheidung über das „ob“ der **Einführung eines Finanzierungsmechanismus in die Entscheidungshoheit der Mitgliedstaaten** legt.

Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft weist die Einschätzung zurück, dass Wasserstoffnetze zukünftig nur für den Transport von Wasserstoff entstehen. Wesentliche Mitgliedsunternehmen der Gas- und Wasserstoffwirtschaft haben bereits Investitionsprojekte für H2-Verteilnetze vorbereitet. Solche Projekte umfassen zum Beispiel den Aufbau der regionalen übergeordneten Verteilnetze zur Versorgung der Kraftwerke und Industriekunden in der Region.

Diese geplanten Investitionen benötigen den richtigen Rahmen für die Finanzierung. Denn in der Anfangsphase der Projekte fallen hohe Kosten an, während die Kundenbasis noch im Aufbau begriffen ist. Für diese Anfangsphase **reichen** die in der **bisherigen Wasserstoffregulierung** nach **EnWG und WasserstoffNEV** enthaltenen **Regelungen nicht aus**. Ohne die in der EU-Verordnung vorgesehenen Regelungen wie den intertemporalen **Kostenallokationsmechanismus** und den **Finanztransfer droht die Einstellung der vorbereiteten Investitionsprojekte** und damit eine deutliche Verzögerung der Energiewende in der Verteilung. Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft fordert deshalb eine Einführung der in der Verordnung vorgesehenen Finanzierungsinstrumente auf der Basis des Wortlauts der Verordnung.

Anpassungen der Finanzierungsbedingungen für das H2-Kernnetz ergänzen

Planungsgrundsatz für das Kernnetz war die politische Entscheidung, dem Wasserstoffmarkt mit einer Transportinfrastruktur die Grundlage für seine Entwicklung zur Verfügung zu stellen. Dieser Grundsatz ist und bleibt richtig und wichtig. Die reale Entwicklung des Wasserstoffmarktes erfolgt allerdings deutlich langsamer als erhofft. Gleichzeitig gibt es eine Erwartungshaltung seitens der potenziellen Marktakteure und auch in den Bundesländern im Vertrauen auf das politische Versprechen zur Schaffung der Wasserstoff-Transportinfrastruktur. Der Aufbau der Transportinfrastruktur, zu dem sich die Kernnetzbetreiber verpflichtet haben, schreitet voran. Die **verzögerte Marktentwicklung** und die **aktuelle**

politische Prioritätensetzung mit Blick auf **Wasserstoff** sind aus Sicht der Kapitalgeber **für das Wasserstoff-Kernnetz** allerdings **besorgniserregend**, da sich das Risiko für Realisierung der Kernnetzmaßnahmen und deren spätere Nutzung des Kernnetzes seit seiner Genehmigung deutlich erhöht hat.

Wir schlagen daher konkrete Anpassungen im EnWG vor. Im Fokus steht dabei die adäquate Berücksichtigung der beschriebenen spezifischen Risiken für die Kernnetzbetreiber, insbesondere im Vergleich zu anderen Netzen wie Strom und Gas, um die Kapitalmarktfähigkeit des Finanzierungsmodells sicherzustellen. Nur so lassen sich die **notwendigen Investitionsanreize** für den Aufbau des Kernnetzes schaffen.

§ 28r Abs. 6: Berücksichtigung der spezifischen Risiken für Wasserstoff-Kernnetzbetreiber bei der Neufestlegung des EK-Zinses in 2028

Wir möchten an dieser Stelle klarstellen, dass die Absenkung des Selbstbehaltes eine notwendige, aber keine hinreichende Anpassung des Finanzierungsrahmens ist (s. unsere Ausführungen unten zu §28s Abs. 3). Zudem muss der ab dem Jahr 2028 von der Bundesnetzagentur neu festzulegende Eigenkapitalzins gem. § 28r Abs. 6 EnWG für die Kernnetzmaßnahmen einen adäquaten Risikoaufschlag im Vergleich zu andern regulierten Energienetzen (Strom und Gas), die sich deutlich geringeren Risiken für ihre Investitionen in ihre Infrastruktur und keiner zusätzlichen Risikoposition aus einem Selbstbehalt gegenübersehen, berücksichtigen.

Formulierungshilfe zur Ergänzung § 28r Abs. 6 (künftig § 28s) EnWG:

„Die Bundesnetzagentur hat bei der Neufestlegung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung die zusätzlichen Risiken aus dem Markthochlauf und dem Selbstbehalt nach § 28s EnWG im Vergleich zu den anderen regulierten Energienetzen (Strom und Gas) angemessen zu berücksichtigen.“

§ 28r Abs. 7: Verschiebung des Datums der Kündigungsmöglichkeiten des Amortisationskontos durch den Bund um 5 Jahre

Analog zu der gesetzlich verankerten Möglichkeit der zeitlichen Streckung bei der Realisierung des Kernnetzes bis 2037 halten wir eine Verschiebung des Datums der Kündigungsmöglichkeiten durch den Bund um 5 Jahre für erforderlich. Eine solche Verschiebung ist sachgerecht, da sie die regulatorische Konsistenz wahrt und eine verlässliche Grundlage für langfristige Investitionen und Planungen schafft.

Formulierungshilfe zu § 28r Abs. 7 Satz 1 (künftig § 28s) EnWG:

*„Ergibt sich infolge der Überprüfung nach Absatz 5, dass der Wasserstoffhochlauf absehbar scheitert, ist der Bund berechtigt, das Finanzierungsmodell durch Kündigung des Amortisationskontos zum 31. Dezember eines Kalenderjahres, erstmals zum 31. Dezember **2038 2043**, mit Wirkung zum Ablauf des jeweiligen Folgejahres zu beenden“*

§ 28r Abs. 8: Zusätzliche Regelung zur Flexibilisierung des Kernnetzes aufnehmen

Begrenzter Austausch von Maßnahmen in derselben Region (z.B. geplante Projekte fallen weg, stattdessen Alternativprojekte vorhanden), die den Markthochlauf fördern und nicht

zu Verteuerung des Kernnetzes führen, sollte zulässig sein. Ausdrückliche Zulassung wünschenswert.

Formulierungsvorschlag: § 28r Abs. 8 EnWG:

"Projekte, die die Nutzung des Wasserstoff-Kernnetzes nachweislich erhöhen, können genehmigte Projekte in der gleichen Region, die durch den Netzentwicklungsplan nicht bestätigt werden, ersetzen, wenn nach aktuellen Schätzungen deren Kosten nicht wesentlich die Kosten der nicht bestätigten Projekte übersteigen."

§ 28s Abs. 3: Absenkung des Selbstbehalts

Der Selbstbehalt ist ein zentrales Element zur Bewertung des Chancen-Risiko-Verhältnisses aus Sicht der Kapitalgeber. Bereits bei seiner Einführung im Rahmen der gesetzlichen Verankerung des Finanzierungsmodells für das Kernnetz haben die Netzbetreiber darauf hingewiesen, dass dieses Verhältnis vor dem Hintergrund der spezifischen Risiken im Bereich Wasserstoff nicht ausgewogen ist und angepasst werden muss, um ein weitergehendes finanzielles Commitment der Kapitalgeber für das Kernnetz sicherzustellen. Aufgrund der nun noch deutlich höheren Risikobewertung mit Blick auf die Marktentwicklung und in Verbindung mit einer zu geringen Risikorendite auf das eingesetzte Kapital, ist ein Selbstbehalt in der Höhe von 24% nicht (mehr) tragbar.

Die Kernnetzbetreiber tragen mit dem sehr hohen Selbstbehalt einen erheblichen Teil des Ausfallrisikos, obwohl sie den Markthochlauf und damit die Auslastung des Netzes nicht beeinflussen können. Gleichzeitig stellt der Selbstbehalt an sich die Kernnetzbetreiber gegenüber anderen Netzbetreibern etwa im Strom oder im Gasbereich, für deren Netzinvestitionen es einen solchen Selbstbehalt nicht gibt, bei der Risikobewertung grundsätzlich schlechter. Daher müssten sich solche erhöhten Risiken im Vergleich zu einer Alternativanlage im Wagniszuschlag der Eigenkapitalverzinsung widerspiegeln. Abfedernd wirkt aber auch eine Reduzierung des Risikos über eine Absenkung des Selbstbehaltes. Daher wird eine Absenkung des Selbstbehaltes auf 15 Prozent vorgeschlagen, wie es auch bereits der Bundesrat in seiner "Stellungnahme zum Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes" vom 15.12.2023 gefordert hatte (Drucksache 590/23 (Beschluss)). Zudem sollten Umstellungsleitungen grundsätzlich vom Selbstbehalt ausgenommen werden, um den gesetzlichen Vorrang der Umstellung vor Neubau nicht finanziell entgegenzuwirken. Die Leitungen sind im regulierten Erdgastransportnetz keinem Selbstbehaltersisiko ausgesetzt und erzeugen eine regulierte Rendite. Mit der Entscheidung zur Umstellung werden diese mit einem Selbstbehaltersisiko versehen. Damit stellt sich der Netzbetreiber mit einer Umstellungsleitungen im Wasserstoff-Kernnetz gegenüber einem Betrieb im Erdgasnetz schlechter.

Formulierungshilfe zu Anpassungen des § 28s Abs. 3 Satz 3 (künftig § 28t) EnWG:

*„Der Selbstbehalt beträgt bei Beendigung der Hochlauffinanzierung zum Ablauf des 31. Dezember 2055 insgesamt **24 15** Prozent des von der Bundesrepublik Deutschland ausgleichenden Fehlbetrages des Amortisationskontos und wird zum 31. Oktober 2057 fällig.“*

Formulierungshilfe zur Einfügung des folgenden Satzes nach § 28s Abs. 3 Satz 4 neu (künftig § 28t) EnWG:

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

§ 114: Verbot von Langfristverträgen für Erdgas ohne CCU/S

Bezüglich des Verbots von Langfristverträgen für Erdgas ohne CCU/S würden wir uns wünschen, dass sich die Bundesregierung auf EU-Ebene für ein entsprechendes Level-Playing-Field einsetzt, damit Deutschland hier nicht das Nachsehen hat. Einen entsprechenden Hinweis in den Erwägungsgründen des Gesetzes würden wir sehr begrüßen. Dennoch ist es aus unserer Sicht zunächst positiv zu bewerten, dass der EnWG-Referentenentwurf der entsprechenden Frist gegenüber dem in Art. 31 (3) der Richtlinie (EU) 2024/1788 vorgesehenen Zeitrahmen ein weiteres Jahr hinzufügt. Es wäre aus unserer Sicht sinnvoll, hier eine längere Übergangsfrist vorzusehen.

Zugunsten von einheitlichen Wettbewerbsbedingungen in Bezug auf derartige Verträge ist darüber hinaus zu erwägen, auch die Laufzeiten für LNG-Terminals dieser Frist anzupassen. Die bestehenden Genehmigungen für FSRUs an deutschen Küsten sehen jeweils Fristen vor, die auf § 5 (2) LGG gründen. Diese Vorschrift ist weiterhin in Kraft. Sie sieht vor, dass landseitige oder seeseitige LNG-Importterminals nur dann über den 31. Dezember 2043 hinaus betrieben werden dürfen, wenn der Betrieb mit klimaneutralem Wasserstoff und Derivaten hiervon erfolgt. Um die Versorgungssicherheit sicherzustellen und die nötige Investitionssicherheit bei der Hinwendung zu klimaneutralen Gasen herbeizuführen, wäre es wünschenswert, die Befristung in § 5 (2) LGG zu verlängern und den vorgesehenen Fristen für Langfristverträge anzupassen, vgl. § 114 EnWG-RefE. Dann könnten die Behörden Genehmigungen zum Weiterbetrieb aussprechen.

§ 126 Abs. 4 Satz 2: Frist für die Zulassung eines Betriebsplans für Untergrundspeicher

Für Betriebspläne zur Speicherung von Wasserstoff soll nach dem Entwurf des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes eine maximale Bearbeitungsfrist von zwei Jahren ohne Verlängerungsmöglichkeit gelten. Vor diesem Hintergrund ist nicht nachvollziehbar, weshalb für Erdgas eine ungünstigere Regelung geschaffen werden soll – zumal die Behörden über langjährige Erfahrung bei der Zulassung von Erdgasspeichern verfügen.

Zu erforderlichen Folgeänderungen an weiteren Bestandsgesetzen

§ 71k Abs. 1 Nr. 1 und Abs. 2-6 GEG

Mit den Wasserstoff-Fahrplänen nach § 71k GEG sehen sich Netzbetreiber und Kommunen zahlreichen Auflagen gegenüber, die unnötig komplex, teils inflexibel und faktisch kaum durch sie beeinflussbar sind. Kleinteilige Angaben zur Wasserstoffbeschaffung, den Umstellungskosten sowie dem Umstellungszeitpunkt erschweren die Ausweisung von Wasserstoffgebieten und greifen tief in den Wettbewerb der Wärmeoptionen ein. Aufmerksamkeit ist die Folge. Die Einführung der Verteilernetzentwicklungsplanung sollte auch eine Folgeänderung im GEG erwirken: Die Pflicht zur Erstellung eines verbindlichen Fahrplans in § 71k

GEG ist zu streichen und durch Verteilernetzentwicklungspläne gemäß § 16b EnWG-E zu ersetzen.

Dies trägt maßgeblich zur Entbürokratisierung und zur Beschleunigung der Wärmewende bei. Es streicht einen damit unnötigen Parallelprozess und reduziert den allgemeinen Planungs-, Verwaltungs- und Genehmigungsaufwand. Die Verteilernetzentwicklungspläne nach §§ 16b-e EnWG-E haben gegenüber den verbindlichen Fahrplänen nach § 71k GEG zudem den Vorteil, dass sie systematisch in den Rahmen des EnWG eingebettet werden und entflechtungskonform den Gasverteiler- und Wasserstoffverteilerbetreiber adressieren. Die Planungsvorschriften stellen sicher, dass eine enge Zusammenarbeit mit den zuständigen Infrastrukturbetreibern Gas, Strom, Wasserstoff sowie Fernwärme- und Fernkälte erfolgt. Die Pläne sind außerdem auf die jeweils geltenden Wärmepläne zu stützen. Wird in § 71k GEG auf die Verteilernetzentwicklungspläne nach §§ 16b-e EnWG-E abgestellt, muss auch wegfallen, dass die Pläne bis zum 30. Juni 2028 vorzulegen sind. Ohnehin ist diese Frist nur in Ausnahmefällen einhaltbar. Sie ist zudem nicht erforderlich. Weder Gebäudeeigentümer noch Netzbetreiber oder Kommunen profitieren davon.

Der Einbau einer wasserstofffähigen Gasheizung setzt nach § 71k GEG das Vorliegen eines Plans voraus. Gemäß dem oben genannten Vorschlag können sich Gebäudeeigentümer eine wasserstofffähige Heizung einbauen, sobald ein Verteilernetzentwicklungsplan vorliegt.

Formulierungsvorschlag:

„(1) Bis zum Anschluss an ein Wasserstoffnetz kann eine Heizungsanlage, die Erdgas verbrennen kann und auf die Verbrennung von 100 Prozent Wasserstoff umrüstbar ist, zum Zweck der Inbetriebnahme eingebaut oder aufgestellt und ohne Einhaltung der Anforderungen nach § 71 Absatz 1 oder Absatz 9 zur Wärmeerzeugung betrieben werden, wenn ~~der Betreiber des Gasverteilernetzes, an dessen~~ für das Netz, an das die Heizungsanlage angeschlossen ist, ~~und die nach Landesrecht für die Wärmeplanung zuständige Stelle bis zum Ablauf des 30. Juni 2028 einen einvernehmlichen, mit Zwischenzielen versehenen, verbindlichen Fahrplan für die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2044 zu vollendende Umstellung der Netzinfrastruktur auf die vollständige Versorgung der Anschlussnehmer mit Wasserstoff beschlossen und veröffentlicht haben und darin mindestens festgelegt haben ein Verteilernetzentwicklungsplan gem. § 16b Abs. 1 oder § 16b Abs. 1 und 3 EnWG veröffentlicht ist, den die zuständige Regulierungsbehörde geprüft hat.“~~

Kontakt

DIE GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT e. V.
R002686, LobbyRG Bundestag

Bengt Bergt
Leiter Public Affairs
+49 171 240 1339
Bengt.Bergt@gas-h2.de

Als Stimme der Branche bündelt der Verband DIE GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT e.V. die Interessen seiner Mitglieder und setzt sich dafür ein, dass die Potenziale von Wasserstoff und seiner Derivate sowie Biogas und Erdgas inklusive der dazugehörigen Infrastruktur genutzt werden. Zudem informiert er über die Chancen, die gasförmige Energieträger für ein klimaneutrales als auch resilientes Energiesystem bieten, und treibt die Transformation der Branche hin zu neuen Gasen voran. Der Verband wird von führenden Unternehmen der Energiewirtschaft getragen und umfasst die gesamte Wertschöpfungskette von Produktion, Transport, Verteilung bis hin zu Handel, Vertrieb und Anwendungen. Weitere Branchenverbände und Industrieunternehmen unterstützen ihn als Partner.