www.dvgw.de

STELLUNGNAHME

vom 24. November 2025 zum

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets

DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

[redacted]

Lobbyregisternummer DVGW: R000916

DVGW-Handlungsempfehlungen zum BMWE-Referentenentwurf – Kurzdarstellung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat am 04.11.2025 die Verbändeanhörung zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets (hiernach „Referentenentwurf - RefE“) eingeleitet. Der DVGW bedankt sich für die Möglichkeit, seine Änderungsvorschläge zum Referentenentwurf auf diesem Weg einbringen zu können.

Grundsätzlich begrüßt der DVGW die im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Regelungen zur Umsetzung der EU-Vorschriften. Mit dem 2024 genehmigten Wasserstoff-Kernnetz hat die Bundesrepublik einen wichtigen Meilenstein zur Entwicklung einer deutschlandweiten Wasserstoffinfrastruktur erreicht. Das Wasserstoff-Kernnetz verbindet wichtige Standorte zur Erzeugung von Wasserstoff mit ersten großen Abnehmern und schafft so die Möglichkeit für einen großvolumigen und effizienten Wasserstofftransport. Um eine flächendeckende und sichere Versorgung für alle Wasserstoffanwender zu gewährleisten und die Strom- und Wärmeversorgung in Zeiten mit geringer Erzeugung erneuerbaren Stroms abzusichern, müssen jedoch weitere Wasserstoffnetze zum Transport und zur Verteilung sowie Wasserstoffspeicher entstehen. Die zeitnahe Umsetzung des Gasbinnenmarktpakets mit seinen Regelungen zu Wasserstoffverteilernetzentwicklungsplänen, Finanzierungsinstrumenten und Wasserstoffspeichern ist daher ein nächster wichtiger Schritt zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, die eine resiliente Energiewende erst ermöglicht.

Der DVGW hat in mehreren Studien die Notwendigkeit weiterer Wasserstoffinfrastrukturen untersucht.[1] Im Zusammenhang mit der Umsetzung des Gasbinnenmarktpakets ist dabei eine Analyse bestehender und geplanter Gas- und Wasserstoffnetzinfrastrukturen und bestehender Industriestandorte mit Gasbedarf für Prozesswärme (5.600 Standorte mit Gasbedarf von 192 TWh/Jahr sowie 1,1 Mio. Standorte des verarbeitenden Gewerbes mit Gasbedarf von 12 TWh/Jahr) hervorzuheben. Die Analyse zeigt, dass ein Großteil dieser Standorte (ca. 78 % mit einem Bedarf rund 160 TWh/Jahr) über einen Kilometer vom Wasserstoff-Kernnetz entfernt liegt.[2] Zur effizienten Versorgung der Industriekunden wäre ein Wasserstoffverteilnetz erforderlich, da eine größere Anzahl von Endkunden versorgt werden muss, zu denen neben den genannten Industriekunden weitere stoffliche industrielle Anwender von Wasserstoff, Kraftwerksstandorte, Wärmenetze, Gewerbekunden, Verbraucher im Verkehrsbereich sowie private Haushalte zählen. Die Analyse zeigt die wichtige Rolle von Gasinfrastrukturen auf. Ein schnelles Handeln des Gesetzgebers ist daher erforderlich, um eine klimaneutrale Produktion und Energieversorgung zu ermöglichen.

Der DVGW spricht sich insbesondere für die Umsetzung der folgenden Handlungsempfehlungen im Rahmen der EnWG-Novelle zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets aus:

1. **Finanzierungsrahmen für Wasserstoffinfrastrukturen außerhalb des Wasserstoff-Kernnetzes schaffen:** Der Gesetzgeber sollte sowohl einen intertemporalen Kostenausgleich als auch Finanztransfers im EnWG zulassen und die Möglichkeiten des Artikel 5 der EU-Verordnung (EU 2024/1788) nutzen. Der Gesetzgeber sollte dabei in § 28o EnWG, wie bei den Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz, klare Vorgaben für die Entwicklung detaillierter Ausführungsbestimmungen durch die Bundesnetzagentur schaffen. Damit Netzbetreiber im Einklang mit den Klimaschutzzielen Verteilernetzentwicklungspläne zur Versorgung von Endkunden mit klimaneutralen Gasen entwickeln können, müssen konkrete Vorgaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu den Finanzierungsinstrumenten bis zum 31.12.2026 vorliegen. Darüber hinaus sind Finanzierungsinstrumente für den Zubau von Wasserstoffspeichern dringend erforderlich.

[1] Siehe z. B.: DVGW (2025): Wasserstoffspeicher: Potenziale, Herausforderungen und Ausblick, (Link Wasserstoffspeicher), weitere Informationen verfügbar via. (Link weitere Informationen) [Letzter Zugriff: 19.11.2025].
[2] DVGW (2024): Prozesswärme – woher kommt die Energie? Online verfügbar: (Link Prozesswärme), [Letzter Zugriff: 19.11.2025].

2. **Anforderungen für die Entwicklung von Verteilernetzentwicklungsplänen anwendbar ausgestalten:** Netzbetreiber müssen gemäß § 16d EnWG eine Vielzahl von Anforderungen erfüllen, um Verteilernetzentwicklungspläne zu erstellen. Einige dieser Anforderungen können Netzbetreiber jedoch nicht erfüllen, da ihnen – aufgrund der europäischen Entflechtungsregelungen – keine Informationen zur Verfügung stehen. Die Regelungen sollten entfallen, sodass eine Umsetzung möglich ist. Zudem besteht aus Sicht des DVGW die Möglichkeit, die Anforderungen effizienter auszugestalten. Prüfungen, die an anderer Stelle bereits erfolgt sind (z. B. Prüfung der effizientesten Versorgungsmöglichkeiten im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung), sollten nicht erneut vom Netzbetreiber getätigt werden müssen.
3. **Vorgaben zur Bestätigung von Verteilernetzentwicklungsplänen EU-konform ausgestalten und mit klaren Fristen versehen:** In § 16e EnWG sollten die Bestimmungen für die Bestätigung der Entwürfe der Verteilernetzentwicklungspläne durch Regulierungsbehörden festgelegt werden. Die vorgeschlagenen Regelungen müssen um konkrete behördliche Fristen ergänzt werden, um einen effizienten Planungsprozess zu ermöglichen. Der DVGW schlägt behördliche Fristen von sechs Monaten für die erstmalige Prüfung und drei Monate bei Änderungsverlangen vor. Die Befugnisse der Regulierungsbehörden sollten dabei im Einklang mit dem EU-Recht ausgestaltet werden und ausschließlich weitere Ausführungsbestimmungen zum Prozess zur Entwicklung von Netzentwicklungsplänen umfassen. Die Bestimmung weiterer inhaltlicher Anforderungen durch Regulierungsbehörden ist durch das EU-Recht nicht gedeckt. § 16e ist entsprechend anzupassen.
4. **Anschlusskündigung mit kürzeren Fristen versehen (§ 17k):** Der Referentenentwurf sieht vor, dass Netzbetreiber einen Netzanschluss ohne Zustimmung des Letztverbrauchers trennen dürfen, wenn ein von der Regulierungsbehörde bestätigter Netzentwicklungsplan oder Verteilernetzentwicklungsplan die Trennung aufgrund einer Umstellung oder dauerhaften Außerbetriebnahme erfordert. Die Regelung ist grundsätzlich sinnvoll. Jedoch sollten die Informations- und Kündigungsfristen so gesetzt sein, dass ein Übergang zu einer klimaneutralen Energieversorgung im Einklang mit den Klimaschutzzielen ermöglicht wird. Der DVGW schlägt vor, die Fristen zu Beginn auf jeweils fünf Jahre zu verkürzen. Ab dem Jahr 2036 sollte die Kündigungsfrist aufgrund der zeitlichen Nähe zum Zielzustand der Klimaneutralität weiter auf drei Jahre verkürzt werden.
5. **Prüf- und Berichtspflichten zur Vermeidung von Wasserstoffemissionen (28k):** Die Prüf- und Berichtspflichten zur Wasserstoffdichtheit sollten zur besseren Anschlussfähigkeit an die EU-Methanverordnung (EU 2024/1787) mit einheitlichen Begriffen wie „Leckerkennung und -reparatur“ ausgestaltet werden. Angesichts der deutlich geringeren Klimawirkung von Wasserstoffemissionen im Vergleich zu Methan ist eine Verschlankung der Überwachungs- und Berichtspflichten erforderlich, um unnötige Bürokratie zu vermeiden. Für neu errichtete Infrastrukturen sowie Anlagen mit etabliertem Sicherheits- oder Umweltmanagementsystem empfiehlt sich ein vereinfachtes Verfahren.
6. **Vereinfachung des Energiewirtschaftsrechts (§ 113c Absatz 3 EnWG) zur Beschleunigung der Umstellung auf Wasserstoff und zur Entlastung von Unternehmen und Behörden:** Netzbetreiber müssen derzeit bei der Umstellung einer Leitung von Erdgas auf Wasserstoff den Beginn anzeigen und umfangreiche Gutachten vorlegen, was sicherheitstechnisch keinen Mehrwert bietet, aber den Prozess erheblich verzögert und Ressourcen bindet. Der DVGW unterstützt daher die im Referentenentwurf vorgesehene Ausnahme für Leitungen, die für einen maximal zulässigen Betriebsdruck bis einschließlich 16 bar ausgelegt sind, von diesen Anzeige- und Gutachtenpflichten.

DVGW- Anmerkungen und -Handlungsempfehlungen zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets im Detail

Artikel 1
Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Zu § 1b EnWG Grundsätze des Gas- und des Wasserstoffmarktes

Zu § 1b Absatz 2: Der Grundsatz, dass auf den Märkten für Gas und Wasserstoff auf einen auf die Kunden ausgerichteten, an den Zielen des § 1 und der Klimaneutralität orientierten, energieeffizienten Ansatz hingewirkt und die Integration des Energiesystems gefördert werden soll, sollte die Maßgabe einschließen, dass H2-ready-Investitionen bei Gasinfrastrukturen im Erdgasregulierungsregime möglich sind. Die Transformationskosten für die Weiterentwicklung der Infrastrukturen zu Wasserstofftransportnetzen und -verteilnetzen werden so gesenkt.[3] In Ergänzung dazu sollte in § 1 Absatz 2 EnWG die Transformationseffizienz als Zielbestimmung explizit genannt werden.

Zu § 1b Absatz 3: Gemäß Absatz 3 soll die Verwendung von Wasserstoff vorrangig in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren erfolgen, in denen keine energie- und kosteneffizienteren Optionen zur Verfügung stehen.

> „Bei der Verwendung von Wasserstoff soll eine Ausrichtung insbesondere auf Kunden in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren mit hohem Potenzial zur Verringerung von Treibhausgasemissionen, in denen keine energie- und kosteneffizienteren Optionen zur Verfügung stehen, erfolgen."

Eine solch gezielte Verwendung steht ggf. im Widerspruch zu dem in § 1b Absatz 1 formulierten Grundsatz, wonach sich die Preise für Gas und Wasserstoff nach wettbewerblichen Grundsätzen frei am Markt bilden sollen und wonach die Höhe der Preise für Gas und Wasserstoff am Großhandelsmarkt regulatorisch nicht beschränkt werden soll.

Zu § 1b Absatz 4: Die Transparenz am Gas- und am Wasserstoffmarkt soll erhöht werden. Der DVGW unterstützt den Grundsatz für eine transparente Preisbildung.

Zu § 3 Begriffsbestimmungen

Zu §3, Nr. 19a Gas: Gemäß dem Referentenentwurf soll die Definition des Begriffs „Gas" folgendermaßen neu gefasst werden:

> „Gas, das hauptsächlich aus Methan, einschließlich Biomethan, oder anderen Gasarten, die technisch und sicher in das Gasversorgungsnetz eingespeist und durch dieses transportiert werden können, besteht,"

In der Gesetzesbegründung dazu heißt es:

> „Die bisher geltende Begriffsbestimmung „Gas" in § 3 EnWG umfasste neben Erdgas und Biogas auch andere beigemischte Gasarten wie Flüssiggas und Wasserstoff. Der bisherige Verweis auf „Flüssiggas" entfällt, da es eine leitungsgebundene Versorgung mit Flüssiggas nach DVGW-Regelwerk im Sinne des § 49 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 EnWG nicht gibt. Methan-Gas wird leitungsgebunden immer gasförmig und nicht verflüssigt transportiert."

[3] DBI (2024): H2-ready und klimaneutral 2045. Kosten und Aufwand für die H2-Umrüstung der deutschen Gasnetze (Update 2024). Link zur Publikation [Letzter Zugriff am 19.11.2025].

Die Annahme, dass es eine leitungsgebundene Versorgung mit Flüssiggas nach den einschlägigen technischen Regelwerken des DVGW im Sinne des § 49 EnWG nicht gibt, ist falsch. Möglicherweise beruht der Irrtum auf einer Verwechslung mit tiefkalt verflüssigtem Erdgas (LNG, liquefied natural gas, siehe auch § 3 Nummer 9 EnWG), bei welchem es sich jedoch um ein Gas mit anderer chemischer Zusammensetzung und anderem Verflüssigungszustand (Verflüssigung bei Tieftemperatur anstatt Druckverflüssigung) handelt. Es handelt sich um vollständig andere Techniken und Anwendungsszenarien.

Es gibt in Deutschland mehrere tausend Flüssiggas-Ortsnetze / Sammelversorgungsanlagen. Die dort angebundenen Netze unterliegen den geltenden Regelungen der §§ 4 und 49 EnWG. Für diese Netze bestehen öffentlich-rechtliche Verträge, deren Grundlage das EnWG in der geltenden Fassung ist. Wie für Erdgasnetze, werden für diese Netze Konzessionsabgaben auf Basis von Konzessionsverträgen mit den Kommunen gezahlt.

Flüssiggase werden im DVGW-Regelwerk allgemein und im europäischen Regelwerk als eigene Gasfamilie geführt. Flüssiggas ist somit vom DVGW-Regelwerk erfasst, und es besteht eine Vielzahl von Einzelregelungen, deren Anwendungsbasis in den meisten Fällen ebenso § 49 EnWG ist. Zudem ist anzumerken: Die EU-Richtlinie (EU) 2024/1788 regelt ausschließlich Erdgas und Wasserstoff - Flüssiggas ist hiervon nicht erfasst. Insofern handelt es sich hier - wie schon bisher - um eine nationale Regelung, die aber beibehalten werden muss. Bei Flüssiggasnetzen handelt es sich um örtliche oder regionale Netze, die aus lokalen Tanks versorgt werden. Ein grenzüberschreitender, leitungsgebundener Transport erfolgt nicht.

Der DVGW empfiehlt, die Regulierung für Flüssiggas auf dem jetzigen Stand zu belassen und die rechtliche Situation in Bezug auf Flüssiggas beizubehalten, um ein Regelungsvakuum zu vermeiden.

Zu § 3 Nr. 39c. Wasserstoffqualität: In § 3 Nummer 39c wird der Begriff Wasserstoffqualität definiert als „Wasserstoffreinheit sowie -verunreinigungen im Einklang mit den geltenden Wasserstoffqualitätsnormen für die Wasserstoffversorgungsnetze,“. Die Anforderungen an die Beschaffenheit von Wasserstoff (Reinheit und Verunreinigungen) zur leitungsgebundenen Versorgung im Sinne des EnWG sind bereits im DVGW-Arbeitsblatt G 260 als 5. Gasfamilie festgelegt und werden, entsprechend dem fortschreitenden Stand der Technik, weiterentwickelt. Die Begriffsdefinition sollte um einen Verweis auf die technischen Regeln konkretisiert werden (Ergänzung in **Blau**):

> „Wasserstoffreinheit sowie -verunreinigungen im Einklang mit den geltenden Wasserstoffqualitätsnormen für die Wasserstoffversorgungsnetze **nach dem technischen Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) im Sinne des § 49 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 EnWG**“

Zu § 3 Nr. 39e Wasserstoffterminals: Die im Entwurf der EnWG-Novelle vorgesehene Definition von Wasserstoffterminals weicht in wesentlichen Punkten von der EU-Richtlinie ab. Während die EU-Definition explizit Flüssigwasserstoff (LH_2) und flüssiges Ammoniak (NH_3) umfasst, nennt die nationale Fassung neben Flüssigwasserstoff lediglich „andere Stoffe“ und verweist in der Gesetzesbegründung ausschließlich auf LOHC. Dies stellt eine signifikante Änderung dar, die wir kritisch sehen: LOHC ist weder ein kryogener noch ein hochgefährlicher Stoff wie LH_2 oder NH_3, sondern erfordert einen chemischen Reaktorprozess zur Freisetzung, der nicht dem klassischen Terminalumschlag entspricht. LOHC-Anlagen sind chemische Prozessanlagen, deren Genehmigung bereits heute nach etablierten Standards erfolgt. Eine Einbeziehung in die Terminaldefinition nach § 3 Nr. 39e EnWG würde zu einer Überregulierung führen, die weder technisch noch systemisch gerechtfertigt ist und zudem Risiken für geistiges Eigentum durch nTPA-Regelungen[4] birgt. Darüber hinaus erlaubt LOHC dezentrale Freisetzung in Industrieparks, was mit den Terminalregeln nicht vereinbar ist. Wir weisen darauf hin, dass der diskriminierungsfreie Zugang von LOHC-Anlagen zum Wasserstoffnetz auch ohne deren Aufnahme in die Terminaldefinition gewährleistet ist. LOHC wird zudem im Rahmen der TEN-E-Regulierung als relevante H_2-

[4] nTPA: Verhandelter Netzzugang eines Dritten; Negotiated Third Party Access

Infrastruktur eingestuft und ist in die Netzplanung (TYNDP) eingebunden. Der DVGW empfiehlt dem Gesetzgeber, sich eng an der Definition gemäß Artikel 2 Absatz 8 der Richtlinie EU 2024/1788 zu orientieren, um Abweichungen zu vermeiden, die technisch nicht gerechtfertigt sind und zu Überregulierung führen könnten.

Zu § 4 EnWG Genehmigung des Netzbetriebs

Gemäß § 4 Absatz 6 sollen Genehmigungen zur Aufnahme des Betriebs eines Energieversorgungsnetzes, die für den Betrieb eines Gasversorgungsnetzes gelten, auch als Genehmigungen für den umgestellten Betrieb dieses Gasversorgungsnetzes oder von Teilen davon als Wasserstoffversorgungsnetz gelten, wobei die Einhaltung der §§ 49 und 113c davon unberührt bleibt. Der DVGW unterstützt die Fortgeltung der Genehmigungen, um einen Umstieg auf Wasserstoff schnell vollziehen zu können.

Zu § 10f EnWG Eigene Rechtspersönlichkeit bei Bruchteilseigentümern

Durch die Vorgaben in § 10f Absatz 2 Satz 2 EnWG sind künftig alle Wasserstofftransportnetzbetreiber, die als Bruchteilseigentümer (BTG) an einer Wasserstofftransportleitung beteiligt sind, dazu verpflichtet, ausschließlich zum Zweck der Zertifizierung eine eigene Rechtspersönlichkeit zu gründen. Diese Anforderung würde zunächst sämtliche BTG-Leitungen betreffen, die im Rahmen der Umstellung auf das Wasserstoffkernnetz errichtet werden, und hätte für die beteiligten BTG-Partner erhebliche zusätzliche administrative und finanzielle Belastungen zur Folge. Über das Wasserstoffkernnetz hinaus wären künftig auch alle weiteren Wasserstofftransportnetze, die als BTG-Strukturen aufgebaut werden sollen, dazu gezwungen, für die Zertifizierung eine separate Gesellschaft zu gründen. Artikel 68 Absatz 4 Unterabsatz 2 der Richtlinie EU 2024/1788, dessen Umsetzung durch diese Regelung angestrebt wird, schreibt einen solche Umsetzung jedoch nicht verbindlich vor („…können die Mitgliedsstaaten beschließen…“). Daher besteht für diese Vorgabe keine sachliche Erforderlichkeit. Um zusätzlichen bürokratischen Aufwand für Wasserstofftransportnetzbetreiber zu vermeiden, empfiehlt der DVGW, diese Regelung ersatzlos zu streichen (in Rot):

> (2) Ein nach § 4a als Unabhängiger Transportnetzbetreiber im Sinne von § 10 Absatz 1 zertifizierter Betreiber eines Fernleitungsnetzes, der unmittelbar oder vermittelt durch Beteiligungen Eigentümer eines Wasserstofftransportnetzes ist, hat in den Fällen, in denen eine Ausnahme von der Verpflichtung zur horizontalen Entflechtung nach § 10g Absatz 2 erteilt wurde, eine Zertifizierung nach § 4a auch als Unabhängiger Betreiber eines Wasserstofftransportnetzes nach Maßgabe von Absatz 1 zu beantragen und die in Absatz 1 Satz 2 und 3 genannten und in Bezug genommenen Vorgaben einzuhalten. ~~Befindet sich im Fall von Satz 1 das Wasserstofftransportnetz im Eigentum von zwei oder mehr Betreibern von Fernleitungsnetzen, so ist die Zertifizierung von einer Rechtsperson unter der gemeinsamen Kontrolle der Betreiber von Fernleitungsnetzen zu beantragen.~~

Zu § 12a EnWG Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung

Der Referentenentwurf sieht mit dem neuen Absatz 1a eine Erweiterung des § 12a EnWG um eine Marktabfrage vor (siehe auch Anmerkungen zu § 15b EnWG). Die Erweiterung des § 12a EnWG um eine solche Marktabfrage ist sinnvoll. Die Ergebnisse der Marktabfrage bzw. Abweichungen mit Modellierungen (Langfristszenarien) sollten jedoch im Szenariorahmen auch entsprechend berücksichtigt werden.

Bei der Entwicklung des Entwurfs des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 legte der Vergleich zwischen der Entwicklung der betrachteten Langfristszenarien (LFS) und den gemeldeten Bedarfen eine große Unsicherheit hinsichtlich der Bedarfsentwicklung bei den verschiedenen gasförmigen Energieträgern offen.[5] Abweichungen zwischen den LFS und

[5] Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff (2024): Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025. Entwurf vom 01. Juli 2024 in der Fassung vom 16. August 2024, Siehe dazu S. 76ff.

den tatsächlich benötigten Energieträgern stellen ein gravierendes Risiko für die Versorgungssicherheit im Allgemeinen und für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie dar, insbesondere dann, wenn große Teile der bestehenden Infrastruktur und Endanwendungen zu einem bestimmten Zeitpunkt von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden müssen.[6]

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat das von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) vorgeschlagene Szenario 4 (Versorgungssicherheit) in Teilen bzw. ausschließlich für das Jahr 2030 genehmigt. Eine Modellierung für das Jahr 2030 durch die FNB wird von der BNetzA als sinnvoll beschrieben, um die weitere Entwicklung des Fernleitungsnetzes zu unterstützen. Die BNetzA lehnt jedoch für das Szenario 4 eine von den FNB vorgeschlagene Betrachtung für das Stützjahr 2037 ab. Die BNetzA begründet dies u. a. mit einer fehlenden gesetzlichen Grundlage.[7] Eine Untersuchung für das Jahr 2037 sowie darüber hinaus ist jedoch von hoher Relevanz, da die Transformation der Gasnetzinfrastrukturen von Erdgas zu Wasserstoff, aber auch von Erdgas zu Biomethan, nach 2030 weitergeführt und durch die Umstellung auf Ebene der Gasverteilnetzbetreiber in die Fläche getragen wird.[8]

Ein bedarfsorientiertes Szenario ist derzeit gesetzlich nicht vorgesehen. Zukünftig sollte der Aspekt der Versorgungssicherheit bei der Entwicklung der Szenariorahmen jedoch grundsätzlich dezidiert berücksichtigt werden, um eine effiziente und resiliente Weiterentwicklung der Infrastrukturen zu unterstützen. Der DVGW schlägt daher in Ergänzung zum neuen Absatz 1a des §12a EnWG eine gesetzliche Änderung des § 12a Absatz 1 EnWG vor (Ergänzung in **Blau**), um den Aspekt der Versorgungssicherheit durch eine dezidierte Betrachtung der Bedarfe der Endverbraucher zu untersuchen und so die LFS-Entwicklungspfade sinnvoll zu ergänzen. Vorschlag zur Änderung von § 12a Absatz 1 EnWG (Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung):

> „**§ 12a Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung**
> (1) Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung erarbeiten alle zwei Jahre einen gemeinsamen Szenariorahmen, der Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b ist. Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade **sowie eine bedarfsorientierte Betrachtung** (Szenarien), die für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. […]“

Zu §15a EnWG Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff; Koordinierungsstelle; Verordnungsermächtigung; Festlegungskompetenz

Die in § 15a Absatz 6 festgelegte Verpflichtung zur Zusammenarbeit zwischen den Betreibern aller genannten Sektoren, Infrastrukturen und Netzebenen ist zu begrüßen. Die Verpflichtung der Betreiber zur Weitergabe von Informationen, um die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff zu gewährleisten, ist sachdienlich.

Zu § 15b EnWG Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff

Die in § 15b Absatz 3 EnWG vorgeschlagene Berücksichtigung von Verteilernetzentwicklungsplänen für Gas- und Wasserstoff bei der Entwicklung des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff ist ausdrücklich zu unterstützen. Der DVGW unterstützt zudem die Erweiterung des § 15b Absatz 4 um eine Marktabfrage der einschlägigen Interessenträger zu den erwarteten Energiebedarfen. Bei der Entwicklung des Entwurfs des Szenariorahmens für den

[6] DVGW (2025): Industriestandort sichern & Arbeitsplätze erhalten mit Wasserstoff, online verfügbar (Link Studie Wasserstoff in der Industrie) [Letzter Zugriff am 19.11.2025].
[7] Bundesnetzagentur (2025): Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045, Stand: 30. April 2025, S 28ff.
[8] In Deutschland beziehen mehr als 99 Prozent der Industrie-, Gewerbe- und Nicht-Haushaltskunden über die Verteilnetze Erdgas, unter ihnen rund 1,8 Mio. industrielle und gewerbliche Letztverbraucher mit mehreren Millionen Arbeitsplätzen. Dies zeigt das enorme Potenzial, auch mit Wasserstoff die Dekarbonisierung in Industrie und Gewerbe voranzutreiben. Für weitere Informationen zur Weiterentwicklung der Gasnetzinfrastrukturen zur Klimaneutralität siehe: Link zu Publikation Transformationspfad neue Gase [Letzter Zugriff am 19.11.2025].

Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 legte der Vergleich zwischen der Entwicklung der betrachteten Langfristszenarien (LFS) und den gemeldeten Bedarfen eine große Unsicherheit hinsichtlich der Bedarfsentwicklung bei den verschiedenen gasförmigen Energieträgern offen.[9] Abweichungen zwischen den LFS und den tatsächlich benötigten Energieträgern stellen ein gravierendes Risiko für die Versorgungssicherheit im Allgemeinen und für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie dar, insbesondere dann, wenn große Teile der bestehenden Infrastruktur und Endanwendungen zu einem bestimmten Zeitpunkt von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden müssen.[10]

Zu §16b EnWG Verteilernetzentwicklungspläne für Gas und Wasserstoff, Anwendungsbereich

Zu § 16b Absatz 1: Die vorgeschlagene Regelung zu § 16b Absatz 1 sieht vor, dass bereits existente oder zukünftige Betreiber von Wasserstoffverteilernetzen einen Entwicklungsplan für das Wasserstoffverteilernetz erstellen, sobald sie einen Beschluss zur Errichtung eines Wasserstoffverteilernetzes oder von Teilen eines solchen Netzes fassen. Die Regelung ist in der jetzigen Form zu unkonkret. § 16b Absatz 1 sollte darlegen, welche konkreten Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit bestehende und zukünftige Wasserstoffverteilernetzbetreiber zur Erstellung eines Wasserstoffverteilernetzentwicklungsplans verpflichtet sind.

Zu § 16b Absatz 2: Der Referentenentwurf ist an dieser Stelle zu unbestimmt. Es bleibt unklar, ab wann, durch wen sowie unter Beachtung welcher Kriterien eine „dauerhafte Verringerung der Erdgasnachfrage“ erwartet werden muss. Ebenso unklar bleibt, ab wann, durch wen sowie unter Beachtung welcher Kriterien die Erforderlichkeit der „Umstellung oder dauerhaften Außerbetriebnahme des Gasverteilernetzes oder von Teilen des Netzes“ festgestellt und folglich die vorgeschlagene Planungsverpflichtung ausgelöst wird. Im Sinne einer möglichst textnahen Umsetzung von Artikel 57 der Richtlinie EU 2024/1788 sollte § 16b Absatz 2 angepasst und wo möglich die Vorgaben für Netzbetreiber vereinfacht werden. Dabei sollte auch eine freiwillige Planung ermöglicht werden.

Zu § 16b Absatz 4: § 16b Absatz 4 sollte um einen Hinweis auf die Zusammenarbeit im Rahmen der Kooperationsvereinbarung ergänzt werden (Ergänzung in **Blau**).

> „Betreiber von Wasserstoffverteilernetzen und von Gasverteilernetzen, die in benachbarten Netzgebieten tätig sind, können für ihre Wasserstoff- und Gasverteilernetze einen gemeinsamen netzübergreifenden Entwicklungsplan unter den Voraussetzungen der Absätze 1 bis 3 erstellen. **Betreiber von Wasserstoffversorgungsnetzen und von Gasversorgungsnetzen sind berechtigt, insbesondere im Rahmen einer Kooperationsvereinbarung untereinander in dem Ausmaß verbindlich zusammenzuarbeiten, das erforderlich ist, um die regionale Verteilernetzentwicklungsplanung zu ermöglichen.**“

Zu § 16b Absatz 5: Damit die Transformation der Gasverteilernetze gelingen kann, ist eine regelmäßige Anpassung der Verteilernetzentwicklungspläne unerlässlich. Nur so kann auf dynamische Entwicklungen und veränderte Planungsgrundlagen rechtzeitig reagiert werden. Auch die Kommunikation gegenüber den Netznutzern kann somit auf einer belastbaren und aktuellen Planung erfolgen. Die Möglichkeit in § 16b Absatz 5, Pläne bei Bedarf alle zwei Jahre aktualisieren zu können, ist ausdrücklich zu begrüßen.

Zu § 16b Absatz 6: Der DVGW sieht keinen Bedarf weiterer Ausnahmen und lehnt die Einführung einer de-minimis-Regel ab, auch weil die Richtlinie ausschließlich in Bezug auf Stilllegungspläne nach Artikel 57 die Möglichkeit dafür gibt. Zudem ist der in der EU-Richtlinie angegebene

[9] Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff (2024): Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025. Entwurf vom 01. Juli 2024 in der Fassung vom 16. August 2024, Siehe dazu S. 76ff.

[10] DVGW (2025): Industriestandort sichern & Arbeitsplätze erhalten mit Wasserstoff, (Link Studie Wasserstoff in der Industrie) [Letzter Zugriff am 19.11.2025].

Schwellenwert von 45.000 Kunden für Deutschland zudem nicht sachdienlich, da nur 63 Verteilnetzbetreiber von einer Planungsverpflichtung eingeschlossen wären. Aus Sicht des DVGW müssen sich alle Netzbetreiber, unabhängig von ihrer Größe, mit der Transformation ihrer Netze befassen. Eine de-minimis-Regel hätte negative Auswirkungen auf eine kohärente Netzplanung.

Zu § 16c Erstellung von Verteilernetzentwicklungsplänen für Gas- und Wasserstoff; Zusammenarbeit

Zu § 16c Absatz 1: Gemäß § 16c Absatz 1 sollen Netzbetreiber bereits den Entschluss zur Erstellung eines Verteilernetzentwicklungsplans unverzüglich auf ihrer Internetseite veröffentlichen. Der Mehrwert dieser Regelung für die Kunden ist nicht erkennbar, da auch die Fristen gemäß dem Entwurf des § 17k EnWG erst mit Einreichung bzw. Genehmigung der Pläne beginnen. Der DVGW schlägt vor, diesen Absatz zu streichen.

Zu § 16c Absatz 4: Gemäß § 16c Absatz 4 sollen Netzbetreiber im Rahmen der Erstellung eines Verteilernetzentwicklungsplans „der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer sowie betroffener Netzbetreiber, Kommunen und Letztverbraucher, binnen einer angemessenen Frist Gelegenheit zur Äußerung“ geben. Die EU-Richtlinie sieht in Artikel 56 und 57 jedoch ausschließlich vor, dass Verteilernetzbetreiber zur Erarbeitung des Plans eine Konsultation durchführen, die den einschlägigen Interessenträgern offensteht. Die Regelung sollte dahingehend angepasst werden, dass ausschließlich und wie im EU-Recht vorgesehen, die einschlägigen Interessenträger zu konsultieren sind.

Zu § 16d Anforderungen an Verteilernetzentwicklungspläne für Gas- und Wasserstoff

§ 16d legt die Anforderungen für die Erstellung der Verteilernetzentwicklungspläne fest. Die Anzahl und der Umfang der vorgeschlagenen Anforderungen sollte reduziert werden, da diese Anforderungen z. T. bereits an anderer Stelle erfüllt werden oder aber von Netzbetreibern selbst nicht erfüllt werden können.

Zu § 16d Absatz 1 Nr. 6: So besteht gemäß § 16d Absatz 1 Nr. 5 die Vorgabe, dass Verteilernetzentwicklungspläne im Einklang mit integrierten Netzentwicklungsplänen und dem Szenariorahmen nach den §§ 15a bis 15d EnWG stehen müssen. Darüber hinaus sollen Verteilernetzentwicklungspläne gemäß § 16d Absatz 1 Nr. 6 zudem im Einklang mit unionsweiten Netzentwicklungsplänen für Erdgas und Wasserstoff stehen. Da die im Rahmen der integrierten Netzplanung nach den §§ 15a bis 15d EnWG erstellten Netzentwicklungspläne diesen Einklang bereits sicherstellen, sollte die Anforderung nach § 16d Absatz 1 Nr. 6 entfallen.

Zu § 16d Absatz 2 Nr. 1: Gemäß § 16d Absatz 2 Nr. 1 sollen Netzbetreiber ausweisen, welche Investitionskosten die jeweilige Wasserstoffverteilernetzinfrastruktur voraussichtlich verursachen wird. Die EU-Richtlinie enthält keine Vorgaben zur Veröffentlichung von Investitionskosten, und es handelt sich dabei um ein Betriebs- und Geschäftsgeheimnis, weshalb diese Anforderung entfallen sollte.

Zu § 16d Absatz 2 Nr. 3: Gemäß § 16d Absatz 2 Nr. 3 sollen Netzbetreiber die Frage bewerten, wie der Grundsatz Energieeffizienz an erster Stelle nach Artikel 2 Nummer 18 der Verordnung (EU) 2018/1999 im Einklang mit Artikel 27 der Richtlinie (EU) 2023/1791 in der Fassung vom 13. Juni 2024 eingehalten wird, wenn der Ausbau des Wasserstoffverteilernetzes in Sektoren, in denen energieeffizientere Alternativen zur Verfügung stehen, in Betracht gezogen wird“.

Zwar ist richtig, dass gemäß Artikel 56 der EU-Richtlinie Verteilernetzentwicklungspläne die gemäß Artikel 25 Absatz 6 der Richtlinie (EU) 2023/1791 erstellten Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung und den Bedarf der Sektoren, die nicht unter die Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung fallen, berücksichtigen müssen sowie die Frage bewerten müssen, wie der Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ im Einklang mit Artikel 27 der genannten Richtlinie eingehalten wird, wenn der Ausbau des Wasserstoffverteilernetzes in Sektoren, in denen energieeffizientere Alternativen zur Verfügung stehen, in Betracht gezogen wird;“, jedoch müssen

Netzbetreiber bereits gemäß § 16d Absatz 1 Nr. 2 und Nr. 3 mit den Plänen nach dem Wärmeplanungsgesetzes lokale Planungen sowie mit der Systementwicklungsstrategie, den integrierten nationalen Energie- und Klimaplan und dessen aktualisierten Fassungen, den integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsbericht sowie die langfristige Strategie nach der Verordnung (EU) 2018/1999 Planungen auf Bundesebene sowie auf EU-Ebene berücksichtigen. Die Anforderung, den Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ zu berücksichtigen, erfolgt daher bereits. § 16d Absatz 2 Nr. 3 sollte daher vollständig entfallen.

Zu § 16d Absatz 3 Nr. 4: Die Gasbinnenmarktrichtlinie enthält keine Regelungen zur Angabe von hinreichenden alternativen Versorgungsmöglichkeiten in den Verteilernetzentwicklungsplänen. Die Prüfung alternativer Versorgungsmöglichkeiten und Fördermöglichkeiten fällt nicht in den Verantwortungsbereich des Netzbetreibers, sondern obliegt den zuständigen Behörden im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung sowie der übergeordneten Energiepolitik. § 16d Absatz 3 Nr. 4: sollte daher in Gänze gestrichen werden.

Zu § 16e Prüfung und Bestätigung von Verteilernetzentwicklungsplänen für Gas- und Wasserstoff; Festlegungskompetenz

In § 16e EnWG sollten die Bestimmungen für die Bestätigung der Entwürfe der Verteilernetzentwicklungspläne festgelegt werden. Die vorgeschlagenen Regelungen müssen um konkrete Fristen ergänzt werden, um einen effizienten Planungsprozess zu ermöglichen. Befugnisse der Regulierungsbehörden sollten dabei im Einklang mit dem EU-Recht und Pflichten der Netzbetreiber unbürokratisch ausgestaltet werden.

Zu § 16e Absatz 1: Es ist zu hinterfragen, inwieweit eine Aufteilung der behördlichen Zuständigkeiten sinnvoll ist. Insbesondere wenn eine gemeinsame Planung über Landesgrenzen hinweg erfolgt, jedoch nicht den Schwellenwert von 200.000 Kunden überschreitet, ist der Prozess komplex.

Zu § 16e Absatz 2: Gemäß § 16e Absatz 2 bestätigt die zuständige Behörde den Verteilernetzentwicklungsplan, sofern dieser den Anforderungen nach §§ 16c und 16d entspricht. Die Bestätigung ist nicht selbstständig durch Dritte anfechtbar. Anders als bei § 12c Absatz 4 EnWG, welcher der Regulierungsbehörde eine klare Frist für die Bestätigung des Netzentwicklungsplans vorgibt, fehlt in § 16e Absatz 2 eine Fristsetzung. § 16e Absatz 2 sollte zwingend um eine Frist für die zuständige Behörde für die Bestätigung des Verteilernetzentwicklungsplans ergänzt werden. Die Bestätigung innerhalb eines bestimmten Zeitraums ist erforderlich, um Planungssicherheit für alle am Planungsprozess beteiligten Akteure sowie Produzenten und Anwender erneuerbarer Gase zu gewährleisten. Insbesondere Unternehmen benötigen zeitnah Informationen darüber, wann ein Bezug von Wasserstoff über Wasserstoffverteilernetze und damit eine Reduktion von CO_2-Emissionen möglich ist. Der DVGW schlägt die folgende Änderung von § 16e Absatz 2 vor (Ergänzung in **Blau**):

> „Die nach Absatz 1 zuständige Behörde bestätigt den Verteilernetzentwicklungsplan **spätestens innerhalb von sechs Monaten**, sofern er den Anforderungen nach den §§ 16c und 16d entspricht. **Erfolgt innerhalb dieser Frist keine Bestätigung oder Ablehnung, gilt der Verteilernetzentwicklungsplan als bestätigt.** Die Bestätigung ist nicht selbstständig durch Dritte anfechtbar.“

Zu § 16e Absatz 3: Darüber hinaus sollte auch im Fall eines Änderungsverlangens durch die Regulierungsbehörde gemäß § 16e Absatz 3 eine Frist für Regulierungsbehörden ergänzt werden. Während Netzbetreiber verpflichtet sind, die Verteilernetzentwicklungspläne unverzüglich anzupassen, öffentlich zur Konsultation zu stellen und erneut an die Regulierungsbehörde zu übermitteln, besteht für Regulierungsbehörden keine Frist zur Bestätigung der angepassten Pläne. Da die Regulierungsbehörde in diesem Fall ausschließlich Änderungen prüfen muss, ist eine verkürzte Fristsetzung sinnvoll (Ergänzung in **Blau**):

„(3) Die nach Absatz 1 zuständige Behörde kann Änderungen der Verteilernetzentwicklungspläne verlangen. Die nach § 16b für die Planerstellung zuständigen Netzbetreiber sind verpflichtet, die Verteilernetzentwicklungspläne unverzüglich entsprechend dem Änderungsverlangen nach Satz 1 anzupassen, der **betroffenen** Öffentlichkeit entsprechend § 16c Absatz 4 Gelegenheit zur Äußerung zu geben und die unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung angepassten Pläne der Behörde erneut zur Prüfung vorzulegen. **Die nach Absatz 1 zuständige Behörde bestätigt den nach einem Änderungsverlangen angepassten Verteilernetzentwicklungsplan spätestens innerhalb von drei Monaten, sofern er den Anforderungen nach den §§ 16c und 16d entspricht. Erfolgt innerhalb dieser Frist keine Bestätigung oder Ablehnung, gilt der Verteilernetzentwicklungsplan als bestätigt.** § 16c Absatz 4 ist im Übrigen entsprechend anzuwenden.“

Zu § 16e Absatz 5: Im Rahmen von § 16e Absatz 5 wird die zuständige Regulierungsbehörde dazu ermächtigt, weitere Bestimmungen zum Inhalt und zum Verfahren eines nach § 16b zu erstellenden Entwicklungsplans sowie zur Ausgestaltung des nach § 16c Absatz 4 durchzuführenden Verfahrens zur Beteiligung der Öffentlichkeit zu treffen.

Die Bestimmung geht ungerechtfertigterweise über die Maßgabe der EU-Richtlinie hinaus. Die Artikel 56 und 57 der EU-Richtlinie zu Entwicklungs- und Stilllegungsplänen sehen für die inhaltliche Ausgestaltung dieser Pläne ausschließlich Regelungen durch den Gesetzgeber vor. Zudem sind Regulierungsbehörden gemäß Artikel 78 Absatz 1 Buchstabe dd) der EU-Richtlinie EU) 2024/1788 zu den Aufgaben und Befugnissen der Regulierungsbehörde ausschließlich dazu ermächtigt, für ein „offenes, transparentes, effizientes und inklusives Verfahren“ zu Entwicklungs- und Stilllegungsplänen im Einklang mit den relevanten Artikeln 56 und 57 zu sorgen. Aus diesem Grund sollte § 16e Absatz 5 angepasst werden (Streichung in ~~Rot~~):

(5) Die Regulierungsbehörde kann durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen zum ~~Inhalt und~~ zum Verfahren eines nach § 16b zu erstellenden Entwicklungsplans ~~sowie zur Ausgestaltung des nach § 16c Absatz 4 durchzuführenden Verfahrens zur Beteiligung der Öffentlichkeit~~ treffen.

Zu § 16e Absatz 6: Mit der Veröffentlichung des bestätigten Verteilernetzentwicklungsplan auf der Internetseite des Netzbetreibers findet eine öffentlich einsehbare, ausreichende Information der Öffentlichkeit statt. Weitergehende Anforderungen an Netzbetreiber sollten entfallen (Streichung in ~~Rot~~):

(6) Die nach § 16b für die Erstellung der Verteilernetzentwicklungspläne zuständigen Netzbetreiber veröffentlichen einen nach Absatz 2 Satz 1 bestätigten Verteilernetzentwicklungsplan unverzüglich auf ihrer Internetseite. ~~§ 16c Absatz 4 Satz 3 ist entsprechend anzuwenden. Sie informieren die im Netzgebiet zuständigen bevollmächtigten Bezirksschornsteinfeger nach § 8 des Schornsteinfeger-Handwerksgesetzes in Textform unverzüglich über die Bestätigung des Verteilernetzentwicklungsplans und die darin geplanten Maßnahmen für den jeweiligen Bezirk.“~~

Zu § 17 EnWG Anschluss an Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze, Verordnungsermächtigung, Festlegungskompetenz

Zu § 17 Absatz 1b: § 17 Absatz. 1b: sieht vor:

„Die Kosten für den effizienten Netzanschluss, die Wartung und den Betrieb von Biomethanerzeugungsanlagen nach § 33 Absatz 2 Satz 1 der Gasnetzzugangsverordnung in der bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 geltenden Fassung sowie für die Qualitätsanforderungen für Biogas nach § 36 Absatz 3 und 4 der Gasnetzzugangsverordnung in der bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 geltenden Fassung werden nach dem Außerkrafttreten der Gasnetzentgeltverordnung weiterhin bundesweit umgelegt, sofern die Vorschusszahlung des Anschlussnehmers nach § 33

Absatz 5 Satz 1 der Gasnetzzugangsverordnung in der bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 geltenden Fassung bis zum Ablauf des 30. Juni 2026 eingeht."

Der Einbezug der Kosten der Wartung und des Betriebs von „Biomethanerzeugungsanlagen" in § 17 Absatz 1b ist nicht zielführend: Die Kosten für die Wartung und Betrieb der Erzeugungsanlagen fallen in die Sphäre der Produzenten, nicht in die des Netzbetreibers. § 17 Absatz 1b EnWG sollte dem Rechnung tragen und entsprechend angepasst werden.

Zudem sollten sämtliche Kosten nach § 20b GasNEV auch nach dem Umstellungsstichtag weiterhin umlagefähig bleiben. Der aktuelle Entwurf bildet diese Kosten nicht vollständig ab und schließt kapazitätserhöhende Maßnahmen aus, was aus der europäischen Gesetzgebung nicht zwingend ist. Nach Artikel 20 Absatz 2 und Artikel 36 Absatz 2 VO (EU) 2024/1789 können Netzbetreiber nicht in jedem Fall bedingte Kapazitätsprodukte anbieten, wenn dies ein unangemessenes Markthindernis darstellen würde. In solchen Fällen sind Investitionen angezeigt und sollten auch künftig über die Umlage der Bestandskosten gewälzt werden können. Eine entsprechende Ergänzung im Gesetzestext ist erforderlich, um die Versorgungssicherheit und den Marktzugang zu gewährleisten.

<u>DVGW-Handlungsempfehlung zum Umgang mit Verweisen auf technische Regeln:</u> Die Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV) tritt zum 31.12.2025 außer Kraft. Die derzeit noch gültige Fassung der GasNZV[11] nimmt Bezug auf das DVGW-Regelwerk. Dies ist geboten, da gemäß § 49 Absatz 1 EnWG Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben sind, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Jegliche Anforderungen an die Gasqualität sind Bestandteil des DVGW-Regelwerks im Sinne von § 49 Absatz 2 EnWG. Es wird allerdings erneut darauf hingewiesen, dass datierte Verweise auf das DVGW-Regelwerk zu vermeiden sind. Die Gremien des DVGW entwickeln den Stand der Technik sukzessive fort, so dass immer nur das aktuell gültige DVGW-Regelwerk anzuwenden ist, nicht aber deren Vorgängerversionen.

In §§ 36 und 50 GasNZV wird auf die DVGW-Arbeitsblätter G 260, G 262 und G 685 verwiesen. Dabei erfolgt jedoch in den beiden Paragrafen der GasNZV ein Verweis auf den Stand der Arbeitsblätter im Jahr 2007. Ein solcher fester Verweis auf technische Regeln ist nicht zielführend, da die Weiterentwicklung des Regelwerks – und damit insb. Neuerungen bei sicherheitsrelevanten Regelungen – auf diese Weise keinen Eingang in das geltende Recht findet: Die in der GasNZV aufgeführten Arbeitsblätter wurden seit dem Jahr 2007 mehrfach bearbeitet und an den neuen Stand der Normung und Technik angepasst. Die Arbeitsblätter G 260 und G 685 werden alle fünf Jahre überprüft und auch weiterhin fortlaufend entsprechend dem Stand der Technik weiterentwickelt, um die nationalen technischen Regeln mit EU-Normen zu harmonisieren und den Übergang zur Klimaneutralität durch Umstieg auf erneuerbare Gase zu ermöglichen. Das Arbeitsblatt G 262 wurde im Jahr 2011 überarbeitet und die Inhalte dieser Fassung wurden in das DVGW-Arbeitsblatt G 260, Ausgabe September 2021, aufgenommen. Das Arbeitsblatt G 262 wurde somit im September 2021 zurückgezogen.

Der DVGW schlägt vor, bei der Nachfolgeregelung zur GasNZV im EnWG auf starre Verweise auf technische Regeln zu verzichten. Da § 17 Absatz 1b EnWG auf § 36 Absatz 3 der GasNZV verweist, bleibt der feste Verweis auf das DVGW-Arbeitsblatt G 685 mit Stand 2007 bestehen. In § 17 Absatz 1b EnWG sollte daher eine Klarstellung erfolgen, dass die letzte gültige Fassung der technischen Regeln maßgeblich ist. Auf feste Verweise sollte darüber hinaus grundsätzlich verzichtet werden. Gesetzliche Regelungen mit starren Verweisen auf technische Regeln bzw. Arbeitsblätter aus bestimmten Publikationszeiträumen stehen im Widerspruch zur § 49 Absatz 2 EnWG, wonach die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet wird, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Gas und Wasserstoff die technischen Regeln des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. eingehalten werden.

[11] Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

Anmerkungen zur weiteren Regelung der Anschlusskosten: In den Referentenentwurf sollten dringend weitere Regelungen zur Regelung der Anschlusskosten aufgenommen werden. Bei der Festlegung von GasNZV-Nachfolgeregelungen sollten generell die Kosten für den Gasnetzanschluss gesenkt und die verbleibenden Kosten fair zwischen Anlagen- und Netzbetreiber aufgeteilt werden. Ohne weitere Regelungen besteht die Gefahr, dass in Deutschland keine Biogasaufbereitungsanlagen mehr ans Gasnetz angeschlossen werden. Damit würde ein Energieträger entfallen, der einen wichtigen Beitrag zur Klimaneutralität und negativen Treibhausgasemissionen leisten kann.[12]

Damit Projektierer bereit sind, in neue Einspeiseprojekte zu investieren, muss eine langfriste Perspektive zum Betrieb der Anlagen bestehen. Gleichzeitig sollten Biogaspotenziale auch bei einer Umstellung von Gasnetzen auf Wasserstoff aufgrund ihres Beitrags zu einem resilienten Energiesystem auf Grundlage der Pläne der Netzbetreiber weiter gehoben werden. Durch eine Nachrüstung von Biomethanaufbereitungsanlagen mit Anlagen zur Pyrolyse, Plasmalyse oder Dampfreformation kann Biomethan in Wasserstoff umgewandelt und anschließend ins Netz eingespeist werden. Hier wäre eine staatliche Unterstützung sinnvoll, da biogener Wasserstoff die Bildung von CO_2-Senken ermöglicht und so einen essenziellen Beitrag zur Erfüllung des Ziels des Bundesklimaschutzgesetzes (KSG) leisten kann, ab dem Jahr 2050 negative Treibhausgasemissionen zu erreichen (siehe § 3 Absatz 2 KSG). Die Bundesregierung hat die Bedeutung von biogenem Wasserstoff bereits erkannt und im Gesetzentwurf zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff aus biogenen Reststoffen mit in den Anwendungsbereich des Gesetzes aufgenommen.

Zu § 17k EnWG Anschlusstrennung im Gasbereich; Verbraucherrechte und Verbraucherschutz; Festlegungskompetenz

Zu § 17k Absatz 1 Nr. 1 und Nr. 2: Der Referentenentwurf zu § 17k EnWG sieht vor, dass Netzbetreiber einen Netzanschluss ohne Zustimmung des Letztverbrauchers trennen dürfen, wenn ein von der Regulierungsbehörde bestätigter Netzentwicklungsplan oder Verteilernetzentwicklungsplan die Trennung aufgrund einer Umstellung oder dauerhaften Außerbetriebnahme erfordert. Verbraucher müssen mindestens zehn Jahre vor dem geplanten Termin informiert werden, wenn die Trennung in einem eingereichten Plan vorgesehen ist, und mindestens fünf Jahre vorher, wenn ein bestätigter Plan vorliegt. Diese langen Fristen verzögern die Transformation hin zu Wasserstoffnetzen sowie eine Stilllegung erheblich und würden eine Umstellung bzw. Stilllegung erst in den späten 2030er Jahren ermöglichen. Vor dem Hintergrund der Übergangsregelungen des Gebäudeenergiegesetzes (§ 71i GEG), das Verbrauchern im Falle eines Heizungstauschs lediglich fünf Jahre Übergangsfrist einräumt, erscheint eine Verkürzung der Fristen auf fünf Jahre bei eingereichten und weitere fünf Jahre bei bestätigten Plänen sachgerecht. Dies würde die Dekarbonisierung beschleunigen, ohne den Verbraucherschutz unverhältnismäßig zu beeinträchtigen.

Darüber hinaus sollte eine weitere Abstufung der Fristen ab dem Jahr 2036 vorgesehen werden. Hintergrund ist, dass die Klimaschutzziele der Bundesregierung einen vollständigen Ausstieg aus Erdgas bis spätestens 2045 verlangen. Um mit der Netzentwicklungsplanung auf Fernleitungsnetzebene kongruent zu bleiben, die alle zwei Jahre aktualisiert wird, ist die späteste Einreichung integrierter Pläne der Verteilnetzbetreiber für 2036 vorgesehen. Daher erscheint es sachgerecht, die Frist bei genehmigten Plänen ab diesem Zeitpunkt nochmals zu verkürzen, auf fünf Jahre bei eingereichten und drei Jahre bei bestätigten Plänen. Diese zusätzliche Differenzierung würde sicherstellen, dass die Transformation bzw. Stilllegung der Gasnetze rechtzeitig vor 2045 abgeschlossen werden kann, ohne die Planungs- und Investitionssicherheit für Netzbetreiber und Verbraucher unverhältnismäßig zu beeinträchtigen und die Klimaschutzziele zu reißen.

[12] DVGW (2025): Zukunftsbild Biomethan, Link zum Ergebnisbericht [Letzter Zugriff am 19.11.2025].

Formulierungsvorschlag zu § 17k Absatz 1 Nr. 1 und Nr. 2 EnWG (Ergänzung in **Blau,** Streichung in ~~Rot~~):

> 1. den betroffenen Netznutzern und den betroffenen Letztverbraucher unverzüglich, spätestens aber ~~zehn~~ **fünf** Jahre vor dem geplanten Termin zur Trennung des Anschlusses, in Textform über die beabsichtigte Trennung aufgrund eines von ihm nach § 15c Absatz 5 zur Bestätigung eingereichten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff oder eines nach § 16c Absatz 5 zur Bestätigung eingereichten Verteilernetzentwicklungsplans informiert hat,
>
> 2. den betroffenen Netznutzer und den betroffenen Letztverbraucher unverzüglich, spätestens aber
>
> **a)** fünf Jahre vor dem Termin zur Trennung des Anschlusses, in Textform über die beabsichtigte Trennung aufgrund eines nach § 15d Absatz 3 Satz 1 bestätigten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff oder nach § 16e Absatz 2 Satz 1 bestätigten Verteilernetzentwicklungsplan informiert hat,
>
> **b) ab dem Jahr 2036 drei Jahre vor dem Termin zur Trennung des Anschlusses, in Textform über die beabsichtigte Trennung aufgrund eines nach § 15d Absatz 3 Satz 1 bestätigten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff oder nach § 16e Absatz 2 Satz 1 bestätigten Verteilernetzentwicklungsplan informiert hat,**

Zu § 17k Absatz 1 Nr. 3: Die in § 17k Absatz 1 Nr. 3 Buchst. c und d vorgesehenen Informationspflichten, insbesondere die Bereitstellung von Informationen über alternative Versorgungsmöglichkeiten sowie über Beratungsstellen und Fördermöglichkeiten, sind in der Praxis nicht im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber angesiedelt. Netzbetreiber verfügen weder über die erforderlichen Daten zu verfügbaren Alternativen im jeweiligen Netzgebiet noch über die Kompetenz, Förderprogramme oder Beratungsangebote umfassend darzustellen. Diese Aufgaben liegen typischerweise bei öffentlichen Stellen, Energieagenturen oder Verbraucherzentralen. Eine analoge Situation ergibt sich bereits aus § 16d EnWG, der vorsieht, dass Netzbetreiber keine detaillierten Informationen über alternative Versorgungsoptionen bereitstellen müssen, da solche Informationen nicht vorliegen und nicht Teil ihres gesetzlichen Auftrags sind. Die Übertragung dieser Pflichten auf Netzbetreiber würde zu erheblichen Rechts- und Haftungsrisiken führen und die Effizienz der Umstellungsprozesse gefährden. Stattdessen sollte die Pflicht zur Bereitstellung solcher Informationen bei staatlichen oder unabhängigen Beratungsinstitutionen verankert werden, um eine sachgerechte und neutrale Verbraucherinformation sicherzustellen.

Formulierungsvorschlag zu § 17k Absatz 1, Nr. 3 EnWG (Streichung in ~~Rot~~):

> 3. mit der Information nach den Nummern 1 und 2 informiert hat über
> a) die Gründe der beabsichtigten Trennung des Anschlusses,
> b) das Verfahren, den Zeitplan und den geplanten Termin für die Trennung,
> ~~c) im Zeitpunkt der Anschlusstrennung im Netzgebiet grundsätzlich zur Verfügung stehende, alternative Versorgungsmöglichkeiten für den Netznutzer oder den Letztverbraucher und in diesem Zusammenhang auch über Möglichkeiten der Förderung, und~~
> ~~d) Beratungsstellen, bei denen sich Letztverbraucher zu nachhaltigen alternativen Heizlösungen und in diesem Zusammenhang auch über finanzielle Unterstützungsmöglichkeiten bei der Umrüstung auf solche Heizungslösungen informieren können,~~

Zu § 17k Absatz 2: Die Regelung, dass eine Anschlusstrennung nicht erfolgen darf, wenn zum Trennungszeitpunkt keine alternative Wärmeversorgungsart nach dem kommunalen Wärmeplan (kWP) verfügbar ist, darf nicht als Verpflichtung des Netzbetreibers interpretiert werden, für das Ausbleiben dieser Alternativen Sorge zu tragen. Die Sicherstellung einer alternativen Wärmeversorgung fällt in den Verantwortungsbereich der Kommunen im Rahmen der Wärmeplanung sowie der jeweiligen Versorgungsunternehmen, nicht jedoch in den Aufgabenbereich des Netzbetreibers. Eine Ausweitung der Pflichten würde nicht nur die Systematik

des EnWG durchbrechen, sondern auch zu unverhältnismäßigen Haftungsrisiken führen, da Netzbetreiber weder die technische noch die wirtschaftliche Möglichkeit haben, alternative Versorgungslösungen bereitzustellen. Der Gesetzgeber sollte daher klarstellen, dass die Prüfung der Verfügbarkeit alternativer Wärmeversorgungsarten auf Basis der kommunalen Wärmeplanung eine Voraussetzung für die Trennung ist, jedoch keine Verpflichtung des Netzbetreibers zur Schaffung oder Sicherstellung solcher Alternativen begründet.

Zusätzlich ist darauf hinzuweisen, dass eine faktische Verpflichtung des Netzbetreibers, sein Netz weiter zu betreiben, wenn alternative Wärmeversorgungsoptionen nicht rechtzeitig verfügbar sind, erhebliche zusätzliche Kosten verursacht. Diese Kosten entstehen insbesondere durch den fortgesetzten Betrieb und die Instandhaltung einer Infrastruktur, die nach den Klimaschutzzielen und Netzentwicklungsplänen perspektivisch außer Betrieb genommen werden soll. Eine solche Belastung würde nicht nur die Wirtschaftlichkeit der Netzbetreiber gefährden, sondern auch die Transformation hin zu klimaneutralen Energieträgern verzögern. Der Gesetzgeber sollte daher klarstellen, dass die Verantwortung für die rechtzeitige Bereitstellung alternativer Wärmeversorgungsarten bei den Kommunen und den jeweiligen Versorgungsunternehmen liegt und nicht zu einer faktischen Verlängerung der Betriebspflichten der Gasnetzbetreiber führt.

Im Falle einer Umstellung auf Wasserstoff hätte die derzeitige Regelung erhebliche Auswirkungen auf die gesamte Region. Die fortgesetzte Sicherstellung der Erdgasversorgung könnte die Umstellung regionaler Versorgungsleitungen verzögern oder verhindern. Dies hätte nicht nur Folgen für Verbraucher in der Region, sondern würde auch die Erreichung der Klimaschutzziele erheblich gefährden. Es besteht die Gefahr, dass zahlreiche potenzielle Wasserstoffkunden trotz entsprechender Ankündigungen nicht transformiert werden können, weil ein einzelnes, verspätet umgestelltes Wärmenetz in einer Gemeinde den Prozess blockiert.

Entsprechend empfiehlt der DVGW die Streichung des gesamten § 17k Absatz 2 vorzunehmen:

> ~~(2) Abweichend von Absatz 1 darf ein Anschluss nicht getrennt werden, soweit zwei Jahre vor dem Termin zur Trennung des Anschlusses absehbar ist, dass im Zeitpunkt der Anschlusstrennung die Wärmeversorgungsart, die für das Teilgebiet, in dem sich der Netzanschluss befindet, im aktuellen Wärmeplan als besonders geeignet eingestuft wird, aller Wahrscheinlichkeit nach für den Letztverbraucher nicht zur Verfügung stehen wird. Im Fall des Satzes 1 hat der Betreiber des Gasverteilernetzes einen neuen Termin zur Anschlusstrennung zu bestimmen, wobei mit Blick auf den neuen Termin Satz 1 sowie Absatz 1 Nummer 5 entsprechend anzuwenden sind.~~

Zu § 19 Absatz 2a und Absatz 3 EnWG Technische Vorschriften

Betreiber von Wasserstoffversorgungsnetzen müssen technische Mindestanforderungen für den Anschluss und Betrieb von Speicheranlagen festlegen, veröffentlichen und konsultieren. Hierzu ist es erforderlich, dass die Bedingungen für die Beschaffenheit von Wasserstoff auf die technischen Erfordernisse ihrer Netzanschlusskunden abgestimmt werden. Dabei ist es sinnvoll auf geltende Regelwerke und Normen Bezug zu nehmen.

Speziell bei umgestellten Erdgasuntergrundspeichern können nach Flutung und anschließender Erstbefüllung mit Wasserstoff Reststoffe (auch Methan) in der umgestellten Kaverne verbleiben und die Wasserstoffqualität in relevanter Größenordnung verringern. Für die zu erwarteten, großen Volumenströme kann dieses eingebrachte Erdgas durch mit am Markt verfügbaren und an den Speicherstandorten genehmigungsfähigen Reinigungsanlagen nur mit großem technischen und vor allem monetären Aufwand separiert werden. Für andere Speichertypen (u. a. Porenspeicher) ist dies sogar noch kritischer zu betrachten. Die beschriebene wirtschaftliche Mehrbelastung der Speicherbetreiber sollte vom Gesetzgeber für die Regulierung und der Errichtung notwendiger Finanzierungsmechanismen mitbetrachtet werden. Aufgrund des noch bis Ende des Jahres laufendenden DVGW-Forschungsprojekts H2-Optimum zur Wasserstoffbeschaffenheit und dessen volkwirtschaftlichen Auswirkungen kann noch keine abschließende Handlungsempfehlung für den bestehenden Zielkonflikt ausgesprochen werden. Der DVGW möchte zum jetzigen Zeitpunkt aber

bereits auf die Notwendigkeit eines Lösungspfades, der für Speicher-, Netzbetreiber und Verbraucher gleichermaßen tragbar ist, hinweisen.

Zu § 28m EnWG Finanzierung und Zugang zu Wasserstoffspeicheranlagen

Der DVGW begrüßt 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 Speicheranlagen ermöglicht. Dazu gehört die gesetzliche Verankerung einer Amortisationskontenregelung vergleichbar mit den Regelungen für das Wasserstoff-Kernnetz sowie die Möglichkeit einer Umlagefinanzierung über die Laufzeit des Amortisationskontos.

Formulierungsvorschlag zur Änderung des § 28m EnWG (Ergänzung in **Blau**):

> (1) Betreiber von Wasserstoffspeicheranlagen haben einem Dritten den Zugang zu ihren Wasserstoffspeicheranlagen und zu Hilfsdiensten zu objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Bedingungen sowie auf Grundlage der von ihnen vorab veröffentlichten Entgelte **oder Entgeltmethoden** zu gewähren.
>
> […]
>
> (3) Die Vorgaben nach Absatz 1 sind ab dem 5 August 2026 anzuwenden. Die Bundesnetzagentur kann die Bedingungen für den Zugang zu Wasserstoffspeicheranlagen 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 Erlösobergrenzen oder** die Entgelte auf dieser Grundlage auch selbst festlegen. […]“

Zu § 28k Absatz 5 EnWG Betreiberpflichten zur Vermeidung von Wasserstoffemissionen

Die Prüf- und Berichtspflicht der Betreiber zur Wasserstoffdichtheit ergeben sich aus der EU-Richtlinie Artikel 50 Absatz 1 g), die Betreibern von Wasserstoffnetzen, -speicheranlagen oder -terminals die Verantwortung überträgt, notwendige Maßnahmen zu ergreifen, um Wasserstoffemissionen zu vermeiden. Um eine Anschlussfähigkeit zur EU-Methanverordnung (EU 2024/1787) zu gewährleisten und für Betreiber eine leichtere Umsetzbarkeit dieser Pflichten zu garantieren, wäre eine gleiche Begriffsbestimmung analog zu Methan anzuwenden. An dieser Stelle wäre treffender die Begriffe "Leckerkennung und -reparatur" einzuführen. Die Dichtheitsprüfung ist im Sinne der technischen Sicherheit (§ 49 Absatz 1 EnWG) eine Standardmaßnahme der Überwachung und Instandhaltung - und damit Stand der Technik und im DVGW-Regelwerk hinterlegt.

Studien zur Klimawirkung von Wasserstoffemissionen[13] [14] haben ergeben, dass die THG-Emissionen aus flüchtigen Wasserstoffemissionen aufgrund der geringeren Dichte und des damit verbundenen geringeren impliziten Emissionsfaktors sowie des niedrigeren Treibhauspotenzials von Wasserstoff im Vergleich zu Methan deutlich geringer sein werden als die heutigen Methanemissionen. Im Rahmen der Methanleckerkennung und Reparaturvorgaben stehen Infrastrukturbetreiber und Behörden vor einer immensen bürokratischen Belastung, die über die Netzentgelte zu finanzieren ist. Um einer solchen Überberichterstattung vorzugreifen, ist eine

[13] Wuppertal Institut (2025) H2Klim (Link H2Klim) [zuletzt aufgerufen am 16.11.2025].
[14] Engler Bunte Institut (2025) Abschätzung der THG-Emissionen einer zukünftigen Wasserstofftransportinfrastruktur (Link EBI H2 THG-Emissionen) [zuletzt aufgerufen am 16.11.2025].

grundlegende Verschlankung der Überwachung und Berichterstattung für Wasserstoffemissionen zu ermöglichen. Da zudem ein Großteil der Wasserstoffinfrastruktur (z.B. Komponenten, Leitungen, …) als neuwertig angesehen werden kann, empfiehlt der DVGW eine Vereinfachung der Anforderungen für neuerrichtete Infrastrukturen und Privilege bei bestehendem Technischen Sicherheitsmanagement (DVGW TSM) oder einem Umweltmanagementsystem nach ISO 14001.

Formulierungsvorschlag zu §28k Absatz 5 EnWG (Ergänzung in **Blau**):

> „(5) Betreiber von Wasserstoffnetzen, Wasserstoffspeicheranlagen oder Wasserstoffterminals haben alle angemessenen Maßnahmen zu ergreifen, um bei ihren Tätigkeiten Wasserstoffemissionen zu vermeiden und zu minimieren, und in regelmäßigen Abständen alle relevanten Komponenten in ihrer Verantwortung auf ~~Wasserstoffdichtheit~~ **Leckerkennung** und notwendige Reparaturen hin zu überprüfen. Sie haben den zuständigen Behörden **jährlich** einen Bericht über die ~~Wasserstoffdichtheitsprüfung~~ **Prüfung zur Leckerkennung** und gegebenenfalls ein Reparatur- oder Austauschprogramm vorzulegen, wobei jährlich statistische Informationen über die **Prüfung zur Leckerkennung** ~~Wasserstoffdichtheitsprüfung~~ und die notwendigen Reparaturen veröffentlicht werden. **Neuerrichtete Wasserstoffinfrastruktur, sowie Infrastruktur, die ein Technisches Sicherheitsmanagement- oder Umweltmanagementsystem betreiben, profitieren von einem vereinfachten Verfahren**."

Zu § 28o EnWG Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang zu Wasserstoffnetzen; Festlegungskompetenz

Das BMWE schlägt im Referentenentwurf im § 28o EnWG angepasste Regelungen zu den Bedingungen und Entgelten für den Netzzugang zu Wasserstoffnetzen sowie zur Festlegungskompetenz der BNetzA vor. Die vorgeschlagenen Regelungen erlauben zeitlich begrenzte nicht kostendeckende Entgelte (§ 28o Absatz 2 Nr. 3). Diese Finanzierungsbedingungen sind jedoch unzureichend, damit ein Aufbau von Wasserstoffnetzen außerhalb des Wasserstoff-Kernnetzes realisiert werden kann.

Die EU-Mitgliedstaaten haben gemäß Artikel 5 Absatz 3 der EU-Verordnung (EU 2024/1788) das Recht, Wasserstoffnetzbetreibern zu gestatten, die Deckung der Wasserstoffnetzkosten durch Netzzugangsentgelte über einen gewissen Zeitraum zu verteilen, um sicherzustellen, dass künftige Nutzer sich angemessen an den anfänglichen Kosten der Entwicklung des Wasserstoffnetzes beteiligen – sogenannte intertemporale Kostenverteilung. Die EU-Mitgliedstaaten haben zudem nach Artikel 5 Absatz 4 der EU-Verordnung (EU 2024/1788) die Möglichkeit, Finanztransfers zwischen getrennten, regulierten Dienstleistungen für Erdgas, Wasserstoff oder Strom zu gestatten.

Der Gesetzgeber hat beim gesetzlichen Rahmen für das Wasserstoff-Kernnetz von der Möglichkeit der Nutzung eines intertemporalen Kostenallokationsmechanismus Gebrauch gemacht: § 28r EnWG schafft die Grundlage für ein solches Instrument und enthält die Vorgabe an die Bundesnetzagentur, durch Festlegung einen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus vorzugeben, der die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes bis zum Ablauf des 31. Dezember 2055 ermöglicht. Die Bundesrepublik hat somit bereits für den ersten Teil der leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur ein Instrument zur Absicherung des Infrastrukturaufbaus implementiert.

Im Rahmen der integrierten Netzplanung (§§ 15a – 15d EnWG) und der zukünftigen Verteilernetzentwicklungsplanung (§§ 16b – 16e EnWG im Referentenentwurf) ist von einer Erweiterung der leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur sowohl auf Transport- als auch Verteilnetzebene auszugehen. Diese potenziellen Maßnahmen werden nicht durch den intertemporalen Kostenallokationsmechanismus für das Wasserstoff-Kernnetz abgedeckt. Jedoch benötigen Netzbetreiber gerade in der Markthochlaufphase, in der erste Wasserstoffanwender die anfänglichen Kosten der Wasserstoffinfrastruktur finanzieren, auch für diese Maßnahmen einen Rechtsrahmen, der Investitionen in Wasserstoffnetze ermöglicht. Daher sollte auch für Leitungen außerhalb des Wasserstoff-Kernnetzes ein intertemporalen Kostenallokationsmechanismus geschaffen werden. In Ergänzung dazu sollte der Gesetzgeber von der Möglichkeit der EU-Richtlinie

Gebrauch machen, für einen befristeten Zeitraum Finanztransfers zu ermöglichen. Ein solches Instrument kann einen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus sinnvoll ergänzen. Denn in Deutschland sind die lokalen Rahmenbedingungen der mehr als 700 Netzbetreiber[15] unterschiedlich, sodass verschiedene Finanzierungsinstrumente einen Mehrwert darstellen.

Der DVGW spricht sich daher für die Umsetzung des Artikels 5 der EU-Verordnung (EU 2024/1788) im Rahmen der EnWG-Novelle zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets aus: Sowohl intertemporaler Kostenausgleich als auch Finanztransfer sollen durch den Gesetzgeber im Zuge der Novelle im EnWG erlaubt werden. Der Gesetzgeber sollte analog zu den Regelungen der §§ 28r und 28s EnWG der Bundesnetzagentur im § 28o EnWG vorgeben, detaillierte Ausführungsbestimmungen durch Festlegung der Bundesnetzagentur zu schaffen. Damit Netzbetreiber noch im Jahr 2026 Verteilernetzentwicklungspläne entwickeln können, müssen konkrete Vorgaben zu den Finanzinstrumenten bis zum 31.12.2026 vorliegen.

Zu 35h EnWG Ergänzung einer Anpassung inkl. Kostenerstattungsregelung

Die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes eröffnet die Möglichkeit, dringend notwendige Anpassungen des Rechts- und Regulierungsrahmens vorzunehmen. Zu erwähnen ist die bisher unzureichende Regulierung des Stilllegungsprozesses bzw. der Umwidmung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff nach 35h EnWG hinsichtlich der Bewertungskriterien, der Dauer des Prozesses und der Entschädigungsregelungen, die der Präzisierung und Konkretisierung bedürfen. Konkrete Defizite sowie Lösungsvorschläge, die bestehende Bestimmung zu verbessern sind dem Papier "Weiterentwicklung des EnWG 35h EnWG zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung"[16] zu entnehmen**.**

Zu § 48b EnWG Duldungspflicht für dauerhaft außer Betrieb genommene Erdgasleitungen und Einrichtungen auf Grundstücken

Allgemeine Anmerkung zu § 48b: Der DVGW unterstützt die in § 48b vorgeschlagene Einführung einer unentgeltlichen Duldungspflicht für dauerhaft außer Betrieb genommene Erdgasleitungen und Einrichtungen zum Zweck des Anschlusses an ein Gasversorgungsnetz auf Grundstücken. Insbesondere die Einbeziehung von Hausanschlüssen in die Duldungspflicht (Absatz 5) ist von immenser Bedeutung, da hohe Summen für den Rückbau gegenüber dem Netzbetreiber geltend gemacht werden könnten.

Bei der Einführung einer Duldungspflicht müssen in Ergänzung zu einer Regelung im EnWG Anpassungen in anderen Gesetzen bzw. Rechtsvorschriften erfolgen: Die Duldungspflichten nach § 48b Absatz 1 bis 4 gelten gemäß § 48b Absatz 5 auch für Netzanschlussleitungen. Zu beachten ist, dass nach der aktuellen Fassung des § 12 Absatz 4 Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) eine zeitlich begrenzte nachvertragliche dreijährige Duldungspflicht für stillgelegte Netzanschlussleitungen vorgesehen ist. Daher wäre aus Sicht des DVGW eine Änderung des § 12 Absatz 4 NDAV erforderlich, der die zeitliche Begrenzung aufhebt und eine dauerhafte Duldungspflicht entsprechend § 48b Absatz 5 EnWG einführt.

Zu § 48b Absatz 1: Zudem gilt es auch bei Erdgasspeichern einen Rückbau zu vermeiden, der volkswirtschaftlich zu erheblichen Kosten führen und knappe Kapazitäten binden würde, wenn eine Umstellung auf Wasserstoff zu erwarten ist. Der DVGW schlägt den folgenden Formulierungsvorschlag zu § 48b Absatz 1 Satz 1 vor (Ergänzung in **Blau**):

> (1) Der Eigentümer sowie der sonstige Nutzungsberechtigte eines Grundstücks muss den Verbleib von Fernleitungen sowie von Leitungen, die der Verteilung **oder Speicherung** von Erdgas dienen, auf diesen Grundstücken im Falle einer für Zwecke des Transports oder der

[15] DVGW (2025): Der DVGW - Zahlen und Fakten, online verfügbar:(Link Zahlen und Fakten DVGW) (zuletzt aufgerufen am 16.11.2025].
[16] Uniper Storage (2024) Weiterentwicklung des § 35h EnWG zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasspeicherversorgung (Link Positionspapier 35h EnWG) [zuletzt aufgerufen am 16.11.2025].

Verteilung von Erdgas erfolgten dauerhaften Außerbetriebnahme dieser Leitungen unentgeltlich dulden, wenn diese Außerbetriebnahme infolge der Umsetzung eines bestätigten Netzentwicklungsplans nach den §§ 15a bis 15e oder eines genehmigten Verteilernetzentwicklungsplanes nach §§ 16b bis 16e nach dem [einsetzen: Datum Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 6] erfolgt.

Gemäß § 48b Absatz 1 Nummer 1 bis 3 soll die Duldungspflicht unter bestimmten Umständen nicht gelten. So soll eine Duldungspflicht nach Nummer 2. nicht gelten, wenn „eine künftige Nutzung der Leitungen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann und an der betroffenen Stelle ohnehin umfangreiche Erdarbeiten stattfinden, bei denen die Leitung unter einfachem Aufwand zu entfernen ist". Die Entwicklung des Wasserstoff- und Biomethanmarktes ist dynamisch, sodass eine zukünftige Nutzung derzeit nicht per se ausgeschlossen werden kann. Die unter § 48b Absatz 1 Nummer 2. enthaltene Ausnahme von der Duldungspflicht sollte daher entfallen.

Zu § 48b Absatz 4: In Absatz 4 sollte eine Ergänzung erfolgen, dass Dritte nicht von jeglicher Haftung ausgeschlossen werden, wenn die Beschädigung durch die grobe Fahrlässigkeit Dritter entstanden ist Ergänzung in **Blau**).

(4) Der Eigentümer einer von Absatz 1 erfassten Leitung stellt den Eigentümer oder sonstigen Nutzungsberechtigten eines Grundstücks von jeglicher Haftung für durch die Leitung verursachte Sach-, Personen- und Vermögensschäden frei. Dies ist nicht bei Schäden anzuwenden, die durch vorsätzliches Handeln **oder grobe Fahrlässigkeit** des Eigentümers oder sonstigen Nutzungsberechtigten eines Grundstücks entstehen.

Zu § 48b Absatz 5: In Absatz 5 sollte eine Ergänzung aufgenommen werden, die klar regelt, dass Leitungen, die gemäß § 48b im Boden verbleiben, weiterhin im Eigentum des Netzbetreibers verbleiben Ergänzung in **Blau**).

(5) Die Bestimmungen der Absätze 1 bis 4 sind entsprechend für die auf einem Grundstück befindlichen Einrichtungen anzuwenden, die zum Zweck des Anschlusses dieses Grundstücks an das Gasversorgungsnetz errichtet worden sind. Dies gilt nicht, wenn der Eigentümer oder sonstige Nutzungsberechtigte eines Grundstücks die Kosten des Rückbaus trägt. **Leitungen, die aufgrund der Regelungen dieser Vorschrift dauerhaft im Boden verbleiben, gelten nicht als wesentliche Bestandteile eines Grundstückes gemäß § 94 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuches**

Zu § 48b Absatz 6: In Absatz 5 empfiehlt der DVGW den Evaluierungsvorbehalt zu streichen (in Rot):

~~(6) Die Auswirkungen der Duldungspflicht und die Anwendung der Bestimmungen nach den Absätzen 1 bis 5 werden vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf wissenschaftlicher Grundlage bis zum Ablauf des 31. Dezember 2036 evaluiert. Dabei ist unter Berücksichtigung neuester Erkenntnisse der Wissenschaft und des Standes von Wissenschaft und Technik insbesondere zu untersuchen, ob und inwieweit die Fortführung der Duldungspflicht und der Bestimmungen nach den Absätzen 1 bis 5 auch über den 31. Dezember 2038 hinaus angemessen und zumutbar ist, hin-sichtlich möglicher Auswirkungen und wesentlicher Behinderungen dauerhaft außer Betrieb genommener Leitungen sowie hinsichtlich möglicher künftiger Nutzungen der noch vorhandenen dauerhaft außer Betrieb genommenen Leitungen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ist zur unmittelbaren Veröffentlichung der Evaluierung verpflichtet."~~

Zu § 113a EnWG Überleitung von Wegenutzungsrechten auf Wasserstoffleitungen

Die bisherige Regelung des § 113a EnWG stellt sicher, dass bestehende Wegenutzungsrechte für Gasleitungen auch für Wasserstoffleitungen gelten. Allerdings umfasst sie derzeit nur Leitungen im Rahmen von Energieversorgungsnetzen und nicht explizit Leitungen, die für die Errichtung und den

Betrieb von Gasspeicheranlagen erforderlich sind. Speicherbetreiber argumentieren, dass auch diese Leitungen für die Transformation des Gasmarktes und die Integration von Wasserstoff in die Infrastruktur essenziell sind. Da Speicheranlagen häufig dem Bundesberggesetz unterliegen, besteht ohne die Ergänzung eine rechtliche Unsicherheit, ob die Überleitung der Nutzungsrechte auch für diese Leitungen gilt. Die vorgeschlagene Ergänzung schafft Rechtsklarheit und verhindert zusätzliche Genehmigungs- und Vertragsaufwände, die den Ausbau von Wasserstoffspeichern und die Erreichung der EU-Vorgaben für den Binnenmarkt verzögern würden.

> Nach § 113a Absatz (3) wird der folgende Absatz 4 eingefügt (Ergänzung in **Blau**):
> **„(4) Die Absätze (1) bis (3) gelten entsprechend für Leitungen, die der Errichtung und dem Betrieb von Gasspeicheranlagen dienen, auch wenn diese dem Bundesberggesetz unterliegen“.**

Zu § 113c Absatz 3 EnWG Übergangsregelungen zu Sicherheitsanforderungen; Anzeigepflicht und Verfahren zur Prüfung von Umstellungsvorhaben

Gemäß § 113c Absatz 3 EnWG muss ein Netzbetreiber, der eine Leitung für den Transport von Erdgas auf den Transport von Wasserstoff umstellen möchte, der zuständigen Behörde dies mindestens acht Wochen vor dem geplanten Beginn der Umstellung anzeigen und beschreiben. Der Netzbetreiber muss dabei alle für die Beurteilung der Sicherheit erforderlichen Unterlagen beifügen. Der Anzeige ist zudem die gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen beizufügen, aus der hervorgeht, dass die angegebene Beschaffenheit der genutzten Leitung den Anforderungen des § 49 Absatz 1 EnWG entspricht. Die zuständige Behörde kann die geplante Umstellung innerhalb einer Frist von acht Wochen beanstanden.

Die in § 113c Absatz 3 bisher aufgeführten Vorgaben sollten wie im Referentenentwurf vorgeschlagen geändert werden, um den Markthochlauf von Wasserstoff deutlich zu beschleunigen. Eine Änderung ist aus mehreren Gründen sinnvoll:

1) Bestehen die Regelungen des 113c EnWG in der derzeitigen Fassung fort, führt dies zu einer erheblichen Verzögerung der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff, wobei die o. g. Regelungen sicherheitstechnisch keinen Mehrwert erbringen.
2) Durch die Regelungen ergeben sich für Netzbetreiber enormen Kostensteigerungen durch den finanziellen Aufwand für die umfängliche Anzeigepflicht und das einzuholende Sachverständigengutachten.
3) Für die nach Landesrecht zuständigen Behörden ist für die Umsetzung ein erheblicher Aufbau an Ressourcen erforderlich.
4) Für Leitungen und Anlagen im Geltungsbereich der Verordnung über Gashochdruckleitungen im Sinne von § 113c Absatz 1 gelten für die Anzeige und Prüfung der Umstellung die Anforderungen der Verordnung. Hier ist auch die Anerkennung der hierfür erforderlichen Sachverständigen geregelt.

Der DVGW begrüßt die in § 113c Absatz 3 vorgesehene Beschränkung der Anzeigepflicht auf Leitungen, die für einen maximal zulässigen Betriebsdruck von mehr als 16 bar ausgelegt sind, und daher in den Geltungsbereich der Gashochdruckleitungsverordnung fallen. Um eine rechtssichere Auslegung der Regelung im Sinne von § 113c Absatz 1 und § 1 der Gashochdruckleitungsverordnung zu gewährleisten, sollte der Absatz jedoch wie folgt angepasst werden (Ergänzung in **Blau**):

> „(3) Die Umstellung einer Leitung**, die** für einen maximal zulässigen Betriebsdruck von mehr als 16 Bar **ausgelegt ist,** in einem Fernleitungs- oder Verteilernetz für den Transport von Erdgas auf den Transport von Wasserstoff ist der zuständigen Behörde mindestens acht Wochen vor dem geplanten Beginn der Umstellung schriftlich oder in elektronischer Form anzuzeigen. Die Vorgaben der Gashochdruckleitungsverordnung vom 18. Mai 2011 (BGBl. I S. 928), die zuletzt durch Artikel 24 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist, bleiben unberührt.“

Artikel 3
Änderung des Bundesberggesetzes

Zu § 54 BBergG Genehmigungspflicht:

Der DVGW begrüßt ausdrücklich, dass für die Erweiterung der Betriebserlaubnis von Erdgasspeichern zu Wasserstoffspeichern ein vereinfachtes Verfahren gilt. Die bestehende Genehmigung bleibt bestehen, sofern die Behörde nicht innerhalb von drei Monaten einen neuen Betriebsplan verlangt. Um einen transparenten Vorgang zu ermöglichen, empfiehlt der DVGW das Verlangen der Behörde um eine Begründungpflicht zu erweitern. Ferner sollten neue Betriebspläne nur dann verlangt werden, wenn sie zum Nachweis der technischen Eignung der umzustellenden Anlagenteile bzw. zur Neubeurteilung der technischen Betriebssicherheit erforderlich sind. Darüber hinaus sollte die Fortgeltung der beschränkt persönlichen Dienstbarkeiten oder Gestattungsverträge für Leitungen auch für solche bestehen, die der Gasspeicherung dienen.

Formulierungsvorschlag zu § 54 des Bundesberggesetzes: Nach § 54 Absatz 2 wird der folgende Absatz 2a eingefügt (Ergänzung in **Blau**):

> „(2a) Ein Betriebsplan für die Untergrundspeicherung von Erdgas gilt auch für die Untergrundspeicherung von Wasserstoff, wenn der Betreiber des Untergrundspeichers der zuständigen Behörde die geplante Umwidmung des Untergrundspeichers anzeigt und die zuständige Behörde nicht innerhalb von drei Monaten nach Anzeige die Vorlage eines oder mehrerer neuer Betriebspläne **zum Nachweis der technischen Eignung der umzustellenden Anlagenteile und zur Neubeurteilung der technischen Betriebssicherheit** verlangt **und dieses Verlangen eingehend begründet**."

Zu § 126 BBergG Untergrundspeicherung

Um die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff für Speicherbetreiber zu erleichtern, sollte die Betriebsunterbrechung unter den folgenden Bedingungen gelten:

Formulierungsvorschlag zur Ergänzung vom § 126 BBergG (in **Blau**):

> **„(4) Als Betriebsunterbrechung im Sinne des § 52 Absatz (1) Satz 1 gilt auch die Einstellung des Betriebes eines Untergrundspeichers, wenn insbesondere aufgrund eines bestätigten Netzentwicklungsplans gemäß den §§ 15a bis 15e oder eines genehmigten Verteilernetzentwicklungsplanes nach §§ 16b bis 16e des EnWG zu erwarten ist, dass der betreffende Untergrundspeicher für die Untergrundspeicherung von Wasserstoff oder kohlenstoffarmen Gases im Sinne des § 3 Nr. 23b EnWG in Betracht kommt und binnen 5 Jahren nach erfolgter Betriebseinstellung gemäß § 54 Absatz 2 a der zuständigen Behörde die geplante Umwidmung des Untergrundspeichers anzeigt. Dieser Zeitraum kann auf begründetem Antrag des Unternehmers verlängert werden."**