

VNG-Position

Nationale Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets (EnWG-Novelle)

Die VNG AG ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung eingetragen.

Registereintrag R002373

Hintergrund

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zur Umsetzung des europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets werden zentrale Grundlagen für den Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur sowie für den zukünftigen Umgang mit der bestehenden Erdgas-Infrastruktur sowie die Rolle von Biomethan geschaffen.

Als Gasimporteure, -händler und -infrastrukturbetreiber sowie als Early Mover im Wasserstoffbereich sind wir von den geplanten Regelungen unmittelbar betroffen. Dies gilt ebenso für unsere Aktivitäten im Bereich erneuerbarer Gase, in denen wir mit der BALANCE Erneuerbare Energien GmbH als einem der größten Biogasanlagenbetreiber und der bmp greengas GmbH als führendem Biomethanvermarkter vertreten sind. Das vorliegende Positionspapier bringt daher Impulse aus der Praxis in das parlamentarische Verfahren ein, um den Gesetzentwurf stärker an Investitionsfähigkeit und Praxistauglichkeit auszurichten.

Nachbesserung der Finanzierungsbedingungen für das Wasserstoff-Kernnetz

Zu: § 28s Absatz 3 EnWG

Die vorgesehenen Finanzierungsbedingungen für das Wasserstoff-Kernnetz bieten aktuell kein ausgewogenes Risiko-Rendite-Profil. Insbesondere der hohe Selbstbehalt für Netzbetreiber sowie eine nicht risikoadäquate Eigenkapitalverzinsung mindern die Attraktivität privater Investitionen. Dies steht im Widerspruch zur kapitalintensiven Struktur des Netzausbaus und dem politischen Ziel, privates Kapital für den Wasserstoffhochlauf zu mobilisieren.

Besonders problematisch ist, dass Umstellungsleitungen – trotz ihrem gesetzlichen Vorrang gegenüber dem Neubau – dem gleichen Selbstbehalt unterliegen wie Neubaumaßnahmen und damit finanziell benachteiligt werden.

Zusätzlich stellt die derzeit vorgesehene zeitliche Begrenzung des Amortisationskontos bis 2055 ein eigenständiges Hemmnis dar. Angesichts der langen Investitionszyklen und der erheblichen Unsicherheiten in der Hochlaufphase des Wasserstoffmarktes ist dieser Zeitraum aufgrund der Verzögerungen im Wasserstoff-Hochlauf mittlerweile zu kurz bemessen, um eine verlässliche Refinanzierungsperspektive zu gewährleisten. Dies schwächt die Investitionssicherheit zusätzlich und steht im Widerspruch zum Ziel, privates Kapital für den Netzausbau zu mobilisieren.

Unser Votum:

- ▶ Der **Selbstbehalt sollte deutlich abgesenkt und Umstellungsleitungen sollten hiervon ausgenommen werden**. Konkret halten wir die Forderung des Bundesrates (Drucksache 590/23), den Selbstbehalt auf **15 Prozent** zu reduzieren, für Neubauleitungen für sachgerecht.
- ▶ Zudem sollte die Bundesnetzagentur bei **der Festlegung der Eigenkapitalverzinsung** die **spezifischen Risiken des Wasserstoffmarkthochlaufs sowie des verbleibenden Selbstbehalts angemessen berücksichtigen**.
- ▶ Das **Amortisationskonto** sollte angesichts der langen Investitionszyklen und aufgrund der erkennbaren Verzögerungen im Wasserstoffmarkthochlauf **bis mindestens 2065 verlängert werden**.

Formulierungsvorschlag:

- ▶ **Änderung von § 28s Abs. 3 EnWG:** „(3) Im Fall des Ausgleichs des Amortisationskontos durch die Bundesrepublik Deutschland nach Absatz 1 sind die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber verpflichtet,

gegenüber der Bundesrepublik Deutschland einen Selbstbehalt an dem Fehlbetrag des Amortisationskontos zu leisten. **Für Leitungen, die durch Umstellung bestehender Gasinfrastruktur auf den Transport von Wasserstoff realisiert werden (Umstellungsleitungen), findet ein Selbstbehalt keine Anwendung.** Für die Berechnung des Fehlbetrages gilt Absatz 1 Satz 3 mit der Maßgabe, dass vorherige Ausgleichszahlungen und Zuschüsse durch die Bundesrepublik Deutschland nicht mindernd angerechnet werden. Der Selbstbehalt beträgt bei Beendigung der Hochlauffinanzierung zum Ablauf des 31. Dezember 2056 insgesamt **24 15** Prozent des von der Bundesrepublik Deutschland auszugleichenden Fehlbetrages des Amortisationskontos und wird zum 31. Oktober 2057 fällig. Der Betrag des Selbstbehalts nach Satz 3 ist anteilig von den Wasserstoff-Kernnetzbetreibern im Verhältnis ihrer jeweiligen prozentualen Beteiligung an den kumulierten genehmigten Netzkosten nach § 280 des Wasserstoff-Kernnetzes bis zum jeweiligen Beendigungszeitpunkt zu tragen. Im Fall einer Kündigung nach § 28r Absatz 7 Satz 1 hängt die Höhe des Selbstbehalts vom Zeitpunkt des Eintritts der Wirksamkeit der Kündigung ab, wobei der Selbstbehalt zum jeweiligen Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Kündigung fällig wird. Die Höhe des Selbstbehalts nach Satz 3 verringert sich ausgehend von dem Ablauf der Laufzeit des Amortisationskontos im Jahr 2055 kalenderjährlich um jeweils 0,5 Prozentpunkte. Satz 4 ist entsprechend anzuwenden. **Zudem berücksichtigt die Bundesnetzagentur bei der Festlegung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung die spezifischen Risiken des Wasserstoffmarkthochlaufs sowie des verbleibenden Selbstbehalts angemessen.“**

- ▶ In den gesetzlichen Regelungen zum Amortisationskonto sind **sämtliche Verweise auf das Jahr 2055 entsprechend auf das Jahr 2065 anzupassen**, um die verlängerte Laufzeit konsistent abzubilden.

Etablierung eines Risikoabsicherungsmechanismus für regionale Wasserstoffnetze außerhalb des Kernnetzes

Zu § 280 EnWG-E:

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft erfolgt regional differenziert und in mehreren Phasen. Während für den Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes bereits ein Finanzierungsmechanismus im EnWG verankert wurde, fehlt es bislang an einem belastbaren Absicherungsinstrument für den parallelen Aufbau regionaler Wasserstoffnetze außerhalb des Kernnetzes. Zudem bleibt der Gesetzentwurf hinter den unionsrechtlichen Möglichkeiten zurück, da die im europäischen Gasmarkt geschaffene Option von Finanztransfers bislang nicht aufgegriffen wird. Ohne ergänzende Absicherung droht die Finanzierung regionaler Netze wirtschaftlich nicht tragfähig zu sein – mit der Folge verzögerter oder unterlassener Investitionen.

Unser Votum:

- ▶ Der Gesetzgeber sollte die **Bundesnetzagentur ausdrücklich mit einer Festlegungskompetenz ausstatten**, um sowohl einen **Absicherungsmechanismus für die intertemporale Kostenallokation** als auch die **Genehmigung von Finanztransfers** zu ermöglichen. Nur so können der Auf- und Ausbau regionaler Wasserstoffnetze frühzeitig angestoßen und die notwendige Anschlussfähigkeit an das Kernnetz sichergestellt werden.

Formulierungsvorschläge:

- ▶ **Neuer Absatz in § 280 EnWG-E:** „(1a) Die Verpflichtungen gemäß Art. 5 Abs. 1 und 2 Verordnung (EU) 2024/1789 bestehen nicht, wenn die Bundesnetzagentur festgestellt hat, dass die getrennte

Finanzierung von Energienetzen über Netzentgelte, die nur von den jeweiligen Netznutzern zu zahlen sind, nicht tragfähig ist. Bei ihrer Prüfung berücksichtigt die Bundesnetzagentur die Maßgaben nach Art. 5 Abs. 4 S. 2 und 3 Verordnung (EU) 2024/1789.“

► **Ergänzung weiterer Ziffern in § 28o Abs. 2 Satz 1 EnWG-E:**

„7. im Auftrag und Interesse des Bundes oder eines Bundeslandes einen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus einschließlich eines Absicherungsmechanismus zur Finanzierung festlegen, der eine Finanzierung regionaler Wasserstoffnetze ermöglicht.“

“8. Finanztransfers und gesonderte Netzentgelte gemäß Art. 5 Abs. 5 Verordnung (EU) 2024/1789 genehmigen.“

Sicherung der Investitionsfähigkeit von Biogasaufbereitungsanlagen

Zu § 16d EnWG-E und § 17l EnWG-E:

In den kommenden vier Jahren fällt rund die Hälfte des deutschen Biogasanlagenbestandes aus der 20-jährigen EEG-Förderung für die Vor-Ort-Verstromung heraus. Für die Betreiber verbleiben faktisch nur die Umrüstung auf Biomethaneinspeisung in das Gasnetz oder die Stilllegung der Anlagen, da eine Anschlussförderung absehbar keine langfristig wirtschaftliche Perspektive bietet. Angesichts des von der Bundesregierung prognostizierten hohen Bedarfs an grünen Molekülen bis 2045 und darüber hinaus ist eine Stilllegung bestehender Vergärungskapazitäten jedoch energie- und klimapolitisch nicht zielführend. Die Umrüstung von Biogasanlagen auf Biomethan ist investitionsintensiv und setzt Planungs- und Rechtssicherheit voraus. Der aktuelle EnWG-Entwurf sieht mit § 17l jedoch die Möglichkeit der Netztrennung von Anschlussnehmern nach zehn Jahren vor. Biomethananlagen werden dabei ungeachtet ihres Beitrags zur Defossilisierung der Gasnetzinfrastruktur wie konventionelle Gasanschlüsse behandelt. Die vorgesehene Bestandsschutzregelung greift für einen Großteil der Anlagen nicht, so dass Investitionen in den Erhalt und Ausbau der Biomethanpotenziale erheblich gebremst werden. Im Rahmen des Gesetzes bedarf es einer Lösung, die sowohl den berechtigten Interessen der Netzbetreiber als auch der Biomethanbranche gerecht wird.

Unser Votum:

- Die **Netzentwicklungsplanung** nach § 15c EnWG-E und die **Verteilnetzentwicklungsplanung** nach § 16d EnWG-E sollten **als verbindliches Prüfkriterium die bestehenden und potenziellen Biomethanpotenziale berücksichtigen**. Dieses Prüfkriterium sollte ausdrücklich gesetzlich verankert werden.
- Der vorgesehene Schutzzeitraum von 20 Jahren gemäß § 17l Absatz 5 EnWG-E sollte auch auf neu angeschlossene Biomethananlagen sowie auf Bestandsanlagen mit erheblichen Re-Investitionen (z. B. Nachrüstungen zur Abscheidung biogenen CO₂) erstreckt werden. Eine Abweichung hiervon ist nur zulässig, wenn der zuständige Netzbetreiber im Rahmen einer Prüfung nachweist, dass keines der folgenden Kriterien vorliegt:
 - a) **Hohes regionales Biomethanpotenzial:** Im Umkreis eines zu definierenden Radius um den betroffenen Netzabschnitt besteht – unter Einbeziehung bereits vorhandener Netzananschlüsse - ein Biomethanpotenzial, das perspektivisch den überwiegenden Teil der vorhandenen Leitungskapazität auslasten kann.
 - b) **Versorgung prioritärer Gasverbraucher:** Der Gasverbrauch an dem Netzabschnitt oder in nachgelagerten Netzebenen entfällt zu einem erheblichen Anteil auf prioritäre Verbraucher, insbesondere Industrie, Gewerbe, Stromerzeugung oder Fernwärme.

- c) **Kommunale Wärmeplanung:** Die betroffenen Netzabschnitte dienen der Versorgung von Kommunen, deren kommunale Wärmeplanung auch langfristig den Einsatz gasförmiger Energieträger vorsieht und deren Bedarf noch nicht in ausreichendem Maße durch bestehende Biomethananlagen gedeckt ist.

Formulierungsvorschläge:

- ▶ **Ergänzung von § 15c Abs. 2 durch folgende Ziffer:** „4. sind die bestehenden und potenziellen Biomethanpotenziale im jeweiligen Netzgebiet als verbindliches Prüfkriterium zu berücksichtigen; hierbei sind insbesondere bereits vorhandene Netzanschlüsse sowie potenziell erschließbare Biomethanerzeugungsanlagen einzubeziehen.“
- ▶ **Ergänzung von § 16d Abs. 1 durch folgende Ziffer:** „8. sind die bestehenden und potenziellen Biomethanpotenziale im jeweiligen Netzgebiet als verbindliches Prüfkriterium zu berücksichtigen; hierbei sind insbesondere bereits vorhandene Netzanschlüsse sowie potenziell erschließbare Biomethanerzeugungsanlagen einzubeziehen.“
- ▶ **Ergänzend ist eine Neufassung von § 17l Abs. 5 EnWG-E notwendig.**

Anpassung der Entflechtungsarchitektur für Wasserstofftransportnetze

Zu § 10b Abs. 1 EnWG-E, § 15d Abs. 3 EnWG-E, § 67 Abs. 2 EnWG-E und § 75 Abs. 2 EnWG-E

Der Gesetzentwurf setzt die die Vorgaben der Richtlinie (EU) 2024/1788 sowie der Verordnung (EU) 2024/1789 um und überträgt das aus dem Erdgasbereich bekannte Entflechtungsregime weitgehend 1:1 auf den Wasserstoffmarkt. Kernelement ist die Einführung umfassender Entflechtungsvorschriften für Wasserstofftransportnetze, die sich in Struktur und Intensität an den seit 2009 geltenden Regelungen für Erdgasfernleitungsnetze (§§ 6–10g EnWG) orientieren. Damit sollen Wasserstoffnetze frühzeitig vollständig in den regulierten energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmen überführt werden, einschließlich Zertifizierungs-, Netzzugangs-, Transparenz- und Organisationspflichten.

Die vorgesehene Entflechtungsarchitektur ist nicht marktphasengerecht und trägt den Besonderheiten des Wasserstoffhochlaufs nicht hinreichend Rechnung. Der Wasserstoffmarkt befindet sich derzeit noch im Aufbau. Es bestehen weder gefestigte Wettbewerbsstrukturen noch sind Fälle marktbedingter Verdrängung oder besonders schutzbedürftiger Dritter erkennbar.

Das Ziel der Entflechtung, Diskriminierungsmöglichkeiten frühzeitig zu verhindern, bleibt unter den derzeitigen Marktbedingungen weitgehend ohne praktische Relevanz, weil ein entsprechendes Schutzobjekt derzeit nicht vorhanden ist.

Hinzu kommt, dass Wasserstoffnetze regelmäßig in erheblicher Vorleistung errichtet werden müssen, lange bevor eine gesicherte Nachfrage besteht. Die Gesellschafter und Investoren von Fernleitungsnetzbetreibern tragen dementsprechend ausgeprägte Amortisations- und Auslastungsrisiken. Diese Risiken sind strukturell höher als bei klassischer Netzinfrastruktur, da die Kapitalbindungszeiträume lang und die künftige Netzauslastung unsicher sind.

Die vorgesehene Entflechtungsregulatorik erschwert unter diesen Bedingungen die Bereitstellung von Kapital, begrenzt die Möglichkeiten einer konzerninternen Finanzierung und beeinträchtigt die effiziente Steuerung von Investitionsentscheidungen. Dies kann eine abschreckende Wirkung auf Investoren entfalten, obwohl private Investitionen für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zwingend erforderlich sind.

Die vorgesehene nationale Umsetzung geht dabei zum Teil über die EU-rechtlichen Vorgaben hinaus („Gold Plating“). Eine verfrühte und übermäßig strenge Entflechtung läuft somit den Zielen des REPowerEU-Plans sowie dem politisch angestrebten schnellen Ausbau der Wasserstoffwirtschaft zuwider.

Unser Votum:

- ▶ **Anpassung der Entflechtungsregulatorik an die Marktphase:** Statt einer schematischen Übertragung der aus dem Gasmarkt bekannten Vorgaben auf den Wasserstoffbereich sollten die **bestehenden europarechtlichen Spielräume konsequent genutzt** werden. Dazu zählen insbesondere eine weitgehende **Anwendung von Ausnahmen** sowie ein **Aufschub besonders eingriffsintensiver Vorgaben**, bis sich tragfähige Markt- und Wettbewerbsstrukturen herausgebildet haben.
- ▶ **Stärkung der Gesellschafter- und Investorenrechte:** Sicherstellung ausreichender **Informationsrechte**, die eine belastbare Rentabilitäts- und Risikoanalyse ermöglichen, sowie klarer **Mitwirkungs- und Stellungnahmerechte der Gesellschafter in regulatorischen Verfahren**, die **kapitalbelastend wirken**. Letztlich sollten die mit einer Investitionsverantwortung einhergehenden Rechte dort verortet werden, wo das Kapital bereitgestellt wird.

Formulierungsvorschläge:

- ▶ **Ergänzung von § 10b Abs. 1 EnWG-E um folgenden Satz:** „Dem vertikal integrierten Unternehmen sind unbeschadet von § 6a und § 28m die zur Beurteilung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit erforderlichen Informationen zu übermitteln.“
- ▶ **Ergänzung in § 15d Abs. 3 EnWG-E:** „(3) Die Regulierungsbehörde soll den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff unter Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung mit Wirkung für die Fernleitungsnetzbetreiber und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen spätestens bis zum Ablauf des 30. Juni eines jeden geraden Kalenderjahres, erstmals bis zum Ablauf des 30. Juni 2026, bestätigen. Die Bestätigung ist nicht selbstständig durch Dritte anfechtbar. **Abweichend von Satz 2 können die unmittelbaren und mittelbaren Gesellschafter der Betreiber von Fernleitungsnetzen und Wasserstofftransportnetzen die Bestätigung anfechten, soweit sie die wirtschaftliche Unzumutbarkeit von Maßnahmen rügen, zu deren Umsetzung der jeweilige Fernleitungsnetzbetreiber oder Betreiber von Wasserstofftransportnetzen durch den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff verpflichtet wird.**“
- ▶ **Ergänzung von § 67 Abs. 2 EnWG-E um einen Satz 2:** „Vertretern der von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreise kann die Regulierungsbehörde in geeigneten Fällen Gelegenheit zur Stellungnahme geben. **Soweit ein Verfahren einen Betreiber eines Energieversorgungsnetzes und dessen Rendite auf das eingesetzte oder einzusetzende Kapital betrifft, ist insbesondere allen unmittelbaren und mittelbaren Gesellschaftern des jeweiligen Betreibers Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben.**“
- ▶ **Ergänzung von § 75 Abs. 2 EnWG-E um einen Satz 2:** „Die Beschwerde steht den am Verfahren vor der Regulierungsbehörde Beteiligten zu. **Soweit sich eine Entscheidung der Regulierungsbehörde an einen Betreiber eines Energieversorgungsnetzes richtet und die Rendite auf das eingesetzte Kapital betrifft, steht sämtlichen unmittelbaren und mittelbaren Gesellschaftern des Netzbetreibers ebenfalls das Recht zur Beschwerde zu.**“

Elektrolyseure als systemdienliche Anlagen definieren und bei der Neuausrichtung der Stromnetzentgelte berücksichtigen

Zu § 118 Abs. 6 EnWG-E:

Die Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure gemäß § 118 Abs. 6 EnWG stellt derzeit einen zentralen wirtschaftlichen Pfeiler für den Markthochlauf der heimischen Wasserstoffherzeugung dar. Elektrolyseure erfüllen dabei bereits heute eine wesentliche systemdienliche Funktion, indem sie ihren Betrieb flexibel an die jeweilige Netzsituation anpassen und in Zeiten hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien überschüssige Strommengen aufnehmen und in Wasserstoff umwandeln. Auf diese Weise tragen sie zur Netzstabilität, zur sektorübergreifenden Nutzung erneuerbarer Energien sowie zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes bei.

Vor dem Hintergrund der anstehenden Neugestaltung der allgemeinen Netzentgeltssystematik sowie der unionsrechtlichen Vorgaben zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden besteht jedoch erhebliche Rechts- und Investitionsunsicherheit hinsichtlich der Fortführung dieses Befreiungstatbestands. Insbesondere steht zu befürchten, dass eine vorläufige Abschaffung oder ein Auslaufen der Netzentgeltbefreiung nach 2029 die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten massiv beeinträchtigt und laufende sowie geplante Investitionen in der Frühphase des Wasserstoffmarkthochlaufs gefährdet. Eine ausdrückliche gesetzliche Anerkennung von Elektrolyseuren als systemdienliche Anlagen im Energiewirtschaftsgesetz schafft demgegenüber einen klaren normativen Maßstab, an dem sich die zukünftige Ausgestaltung regulatorischer Rahmenbedingungen orientieren kann. Sie stellt zugleich sicher, dass die systemdienliche Rolle von Elektrolyseuren bei der Ermessensausübung der Bundesnetzagentur – etwa im Rahmen der Netzentgeltregulierung – angemessen berücksichtigt wird, ohne deren unionsrechtlich garantierte Unabhängigkeit zu beeinträchtigen.

Unser Votum:

- ▶ Der Gesetzgeber sollte Elektrolyseure ausdrücklich als systemdienliche Anlagen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes definieren und diese Systemdienlichkeit gesetzlich verankern, um dauerhaft Rechts- und Investitionssicherheit für den Wasserstoffhochlauf zu schaffen.

Formulierungsvorschläge:

- ▶ **Änderung und Ergänzung von § 1 EnWG-E:**

„(2) [...]

3. die Flexibilisierung im Elektrizitätssystem, einschließlich der Nutzung von Energiespeichern, sowie

4. eine angemessene Verteilung der Netzkosten im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, sowie

5. den bedarfsgerechten Ausbau und den Einsatz systemdienlicher Anlagen.“

- ▶ **Ergänzung weiterer Ziffern in § 3 EnWG-E:**

95a. Systemdienliche Anlagen

Anlagen, die geeignet sind, durch die Erbringung von Flexibilitätsleistungen zur Systemstabilität beizutragen, insbesondere

[hier ist Raum zur ausdrücklichen Einbeziehung weiterer Anlagentypen]

b) Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist.

Klarstellende Definition von Wasserstoffterminals

Zu § 3 Nr. 115a EnWG-E:

Der Begriff des Wasserstoffterminals in § 3 Nr. 115a EnWG-E ist derzeit nicht hinreichend klar bestimmt. Aus dem Gesetzeswortlaut ergibt sich insbesondere nicht eindeutig, ob für die Qualifikation als Wasserstoffterminal zwingend das Zusammenwirken von Entladung und anschließender Umwandlung flüssiger Wasserstoffträger vorausgesetzt ist oder ob bereits einzelne Funktionseinheiten – etwa isolierte Umwandlungsanlagen wie Ammoniak-Cracker – unter den Terminalbegriff fallen können bzw. davon ausgenommen sein können. Diese Abgrenzungsunschärfe ist für die Praxis relevant, da in vielen Projekten Entladungs- und Umwandlungsanlagen funktional getrennt geplant und betrieben werden.

Unser Votum:

Zur Vermeidung von Auslegungsunsicherheiten sollte in der Gesetzesbegründung zu § 3 Nr. 115a EnWG eine **klarstellende Präzisierung erfolgen, wie der Begriff des Wasserstoffterminals im Einzelnen zu verstehen ist, insbesondere welche funktionalen Komponenten konkret davon umfasst sind sowie wie diese im Anwendungsbereich dieser Begrifflichkeit miteinander verbunden werden und zusammenwirken müssen.**

Sicherung von Versorgungssicherheit durch langfristige Gaslieferverträge

Zu § 114 EnWG-E:

Für die Transformation des Energiesystems bleiben verlässliche Beschaffungs- und Vertragsstrukturen ein zentraler Faktor. Langfristige Gaslieferverträge ermöglichen stabile Lieferbeziehungen, planbare Kostenstrukturen und Investitionssicherheit – insbesondere für industrielle Anwendungen und systemrelevante Verbraucher. Sie tragen dazu bei, Preisschwankungen zu begrenzen und die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Standorte zu sichern.

Vor diesem Hintergrund ist derzeit weiterhin offen, wie lange Erdgas in Deutschland im Zuge der Transformation benötigt wird. Trotz des angestrebten Hochlaufs klimaneutraler Gase ist davon auszugehen, dass Erdgas auch über 2045 hinaus eine Rolle im Energiemix spielen wird, solange alternative Energieträger nicht in ausreichendem Umfang, verlässlich und wirtschaftlich verfügbar sind.

Der Gesetzentwurf sieht mit § 114 EnWG-E Einschränkungen für langfristige Verträge über die Lieferung von fossilem Gas vor. Insbesondere die Regelung in § 114 Abs.2 EnWG-E geht deutlich über die europarechtliche Vorgabe des Art. 31.3 GasRL hinaus und erweitert den Anwendungsbereich des Verbotes erheblich, da sämtliche Gaslieferverträge an Letztverbraucher faktisch ab 2045 (statt 2050) verboten sind. Eine weitere Verschärfung liegt darin, dass dies unabhängig von der konkreten Laufzeit der Gaslieferverträge gilt. Damit geht die nationale Regelung über die unionsrechtlichen Vorgaben des Art. 31.3 GasRL hinaus, die eine stärker technologieoffene und zeitlich weniger vorgezogene Ausgestaltung vorsehen. Zugleich setzt § 114 Abs.2 EnWG-E im besonderen Maße voraus, dass Wasserstoff, Biomethan oder CO₂-Abscheidung und -Speicherung rechtzeitig, flächendeckend und wirtschaftlich verfügbar sind. Ist dies nicht der Fall, besteht das Risiko von Versorgungslücken, insbesondere für industrielle Großabnehmer.

Hinzu kommt, dass der Abschluss langfristiger Lieferverträge bereits heute durch zusätzliche regulatorische Anforderungen – etwa aus der EU-Methanverordnung – mit erhöhten Unsicherheiten verbunden ist. Weitere vorgezogene Einschränkungen könnten dazu führen, dass langfristige Vertragsmodelle nur noch eingeschränkt oder gar nicht mehr zustande kommen, was strukturell zu höheren Kosten und einer stärkeren Preisvolatilität führen würde.

Unser Votum:

- ▶ **Streichung von § 114 Absatz 2 EnWG-E**, um langfristige Gaslieferverträge im Einklang mit den europäischen Vorgaben als Instrument zur Sicherung von Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz während der Transformation weiterhin zu ermöglichen.

Über VNG

VNG ist ein europaweit aktiver Unternehmensverbund mit über 20 Gesellschaften und rund 2000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Der Konzern mit Hauptsitz in Leipzig steht als Gasimporteureur und Großhändler sowie als Betreiber von kritischer Gasinfrastruktur in den Bereichen Transport und Speicherung von Erdgas für eine sichere Energieversorgung in Deutschland.

Darüber hinaus schaffen wir mit unserem Engagement, unseren Projekten und Investitionen für einen Markthochlauf erneuerbarer und dekarbonisierter Gase wie Biogas und Wasserstoff neue Perspektiven, gestalten die Energiezukunft aktiv mit und stärken die Region. Verlässlich, nahbar und immer in Bewegung. VNG – Energie. Bewegt.