

Stellungnahme

der EnBW Energie Baden-Württemberg AG

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

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Berlin, 24. November 2025

Lobbyregister-Nr.: R002297



Inhalt

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Vorbemerkung und Kernforderungen | 3 |
| § 3 Begriffsbestimmungen | 8 |
| § 15a Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff; Koordinierungsstelle; Verordnungsermächtigung; Festlegungskompetenz | 8 |
| § 16b: Verteilnetzentwicklungspläne (VNEP) für Gas- und Wasserstoff: Anwendungsbereich | 9 |
| § 16c: Erstellung von Verteilernetzentwicklungsplänen für Gas- und Wasserstoff; Zusammenarbeit .. | 11 |
| § 16d: Anforderungen an Verteilernetzentwicklungspläne für Gas- und Wasserstoff | 13 |
| § 16e: Prüfung und Bestätigung von Verteilernetzentwicklungsplänen für Gas- und Wasserstoff; Festlegungskompetenz | 14 |
| § 17: Anschluss an Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze, Verordnungsermächtigung, Festlegungskompetenz“ | 15 |
| § 17k: Anschlussstrennung im Gasbereich; Verbraucherrechte und Verbraucherschutz; Festlegungskompetenz“ | 16 |
| § 28o: Anschluss an Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze, Verordnungsermächtigung, Festlegungskompetenz“ | 19 |
| § 41c: Vergleichsinstrumente bei Strom- und Gaslieferungen“ | 20 |
| § 42c: Gas- und Wasserstoffkennzeichnung, Transparenz der Gas- und Wasserstoffrechnungen und Verordnungsermächtigung“ | 20 |
| § 48b: Duldungspflicht für dauerhaft außer Betrieb genommene Erdgasleitungen und Einrichtungen auf Grundstücken; Evaluation“ | 22 |
| Verzahnung EnWG-E mit Gebäudeenergiegesetz (GEG)..... | 23 |
| Verankerung der Kostentragung zur Abtrennung, Rückbau und Vorhaltepauschale bei Inaktivität in der Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) | 23 |

Vorbemerkung und Kernforderungen

Die EnBW und ihre Tochterunternehmen bedanken sich für die Möglichkeit, zum vorliegenden Gesetzentwurf Stellung nehmen zu können. Wir bitten neben den folgenden vorgeschlagenen Änderungen im Gesetzestext auch um Berücksichtigung der in dieser Vorbemerkung angesprochenen Punkte und Themen.

Insgesamt begrüßen wird, dass das Europäische Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpaket nun mit dem Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften in nationales Recht umgesetzt wird.

Positive Aspekte des Entwurfs sind aus unserer Sicht die Folgenden:

Entflechtung: Regelungen zur Entflechtung von Wasserstoffnetzen werden nun umgesetzt, dabei wird zwischen Transport-/Fernleitungsnetzen und Verteilernetzen unterschieden. Dies ist aus unserer Sicht positiv zu bewerten. Auch den Verzicht auf die Ausgründung separater Wasserstoffverteilernetzgesellschaften sehen wir als EnBW / Netze BW positiv, da Wasserstoff so als weitere Sparte der Verteilernetze etabliert werden kann.

Rechtliche Integration des Wasserstoffsektors: Die Aufnahme der Wasserstoffversorgung in das EnWG (§§ 1, 3 EnWG-E) ist ein entscheidender Schritt für Planungssicherheit und Marktentwicklung.

Verteilernetzentwicklungspläne (VNEP) (§§ 16b–16e EnWG-E): Es ist positiv hervorzuheben, dass versucht wurde, die Grundlage für die Erstellung von integrierten VNEPs im EnWG anzulegen. Sie ermöglichen eine vorausschauende Netztransformation in Abstimmung mit der kommunalen Wärmeplanung (KWP).

Vermeidung pauschaler Rückbaupflichten (§ 48b EnWG-E): Die Regelung, wonach Rückbau nur bei zwingenden Interessen (z. B. Umweltschutz) erforderlich ist, verhindert volkswirtschaftlich ineffiziente Tiefbauprojekte und ermöglicht die spätere Nutzung stillgelegter Leitungen für Wasserstoff.

Fortgeltung bestehender Genehmigungen (§ 4 Abs. 6 EnWG-E): Die automatische Anerkennung bestehender Gasnetz-Genehmigungen für den Betrieb als Wasserstoffnetz reduziert Bürokratie erheblich.

Privilegierung von Biomethan-Einspeisungen: Der vorgesehene Anschlussvorrang ist ein wichtiger Schritt, um die Einspeisung erneuerbarer Gase zu stärken und die Versorgungssicherheit in der Dekarbonisierungsphase zu gewährleisten. Damit Biomethan jedoch unter den aktuellen Marktbedingungen attraktiv bleibt – insbesondere angesichts der stark steigenden Nachfrage –

sind weitergehende Anpassungen in einer kommenden EnWG-Novelle /BNetzA-Festlegung erforderlich.

Allerdings ist die Ausgestaltung des EnWG-E an vielen Stellen aus unserer Sicht gesamtsystemisch und gesetzesübergreifend noch nicht zu Ende gedacht und macht noch Anpassungen notwendig.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Kostenanerkennung

Uns ist bewusst, dass Finanzierungsfragen z.B. die Finanzierung der Transformation (Amortisationskonto / Finanztransfer, etc.) in der vorliegenden EnWG-Novelle vorerst ausgespart worden sind. Grundsätzlich ist aber festzustellen, dass es ohne die Regelungen zur Finanzierbarkeit schwierig ist, eine gesamtsystemische Bewertung des Gesetzentwurfs vornehmen zu können.

So regelt der Entwurf z.B. nicht, ob und wie Kosten für die Umstellung bestehender Gasverteilernetze auf Wasserstoff in der Netzentgeltregulierung berücksichtigt werden. Ohne Kostenanerkennung ist die Transformation für Verteilnetzbetreiber aber nicht wirtschaftlich tragfähig. Hier wird es weitere gesetzliche Regelungen im EnWG bzw. entsprechende BNetzA-Festlegungen geben müssen.

Darüber hinaus ist auch die Finanzierung des Wasserstoffverteilernetzes nicht geklärt. Eine wichtige Voraussetzung hierfür wäre, den Entscheidungsspielraum, den die europäische Gas-H2-Richtlinie den Mitgliedstaaten hier einräumt, auszuschöpfen und entsprechend im Energiewirtschaftsgesetz zu verankern. Es ist zwar positiv zu erwähnen, dass die beabsichtigte Regelung in § 28 o Abs. 2 Satz 1 EnWG-E eine intertemporale Kostenallokation ermöglicht. Es fehlt aber die ergänzende grundsätzliche Regelung, nach der es einem Mitgliedstaat gestattet wird, die entstehende Lücke auch mit Finanztransfers schließen zu können.

Zuständigkeit Regulierungsbehörden / Prüfung und Bestätigung von Verteilernetzentwicklungsplänen für Gas- und Wasserstoff

Im EnWG-E fehlen auch Zusammenarbeitsmodelle zwischen den Regulierungsbehörden der Bundesländer, damit regionale VNEPs ermöglicht werden, die über Ländergrenzen hinweg verbundene Netzbetreiber berücksichtigen. Hierzu schlagen wir vor, die Zuständigkeit für die Prüfung und Bestätigung von Verteilernetzentwicklungsplänen (VNEP) einheitlich bei der Bundesnetzagentur zu verankern.

Synchronisation Netzplanungsinstrumente

Der aktuelle Netzentwicklungsplan (NEP) und die Systementwicklungsstrategie (SES) sind sektorübergreifend nicht hinreichend synchronisiert. Eine zielführende gesamtsystemische Entwicklungsplanung wird hierdurch erschwert. Es wird daher gefordert, dass der Gesetzgeber die Netzplanungsinstrumente besser verzahnt.

Verzahnung EnWG-E mit Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Mit der Neuregelung der Verteilernetzentwicklungsplanungen entsprechend § 16 b ist eine direkte Anpassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) notwendig. Die verbindlichen Fahrpläne entsprechend § 71 k in Verbindung mit der FAUNA Festlegung der BNetzA sind zu streichen und durch die Verteilernetzentwicklungsplanungen in § 16 e Abs. 6 S. 1 zu ersetzen.

Zudem sollte eine Übergangsregelung oder Anpassung der bestehenden Übergangsregelung (§ 71 Abs. 9 GEG) vorgenommen werden, die auf der Vorlage eines bestätigten Verteilernetzentwicklungsplanes (VNEP) - §16 e Abs. 6 S.1 beruht.

Wasserstoffmarkt

Wir möchten darauf hinweisen, dass es im Gegensatz zum Gasmarkt bisher noch keinen vergleichbaren Wasserstoffmarkt gibt und sich dieser vielmehr erst noch am Anfang der Ausgestaltung befindet bzw. der Hochlauf aus einer Vielzahl von Gründen derzeit eher stockt. Aus unserer Sicht muss diese sehr grundsätzliche Feststellung auch zu entsprechenden Konsequenzen bei der Ausgestaltung der Änderungen im derzeit bestehenden EnWG führen. So sind beispielsweise aus Gesellschafter- und Kapitalmarktsicht Investitionen im Bereich Wasserstoff gegenwärtig in einer anderen Risikoklasse als Investitionen im vorhandenen Gasmarkt. Es soll aber nunmehr ein nahezu identisches Regelwerk, insbesondere mit Blick auf die zu erfolgende Entflechtung zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Gesellschafter, implementiert werden.

Stellungnahme zu kritischen Punkten und Änderungsbedarf

Im gesamten EnWG-E sollte angepasst werden, dass der Vertragspartner des Netzbetreibers und Eigentümer des Netzanschlusses der Anschlussnehmer ist, und nicht der Netznutzer oder der Letztverbraucher.

Verteilernetzentwicklungspläne (§§ 16b–16e EnWG-E):

Hier ist positiv hervorzuheben, dass versucht wurde, integrierte Verteilernetzentwicklungspläne (VNEP) anzulegen. Die Umsetzbarkeit durch die Netzbetreiber wird aber aufgrund der zahlreichen Anforderungen an die Erstellung der VNEP in Frage gestellt (z.B. Notwendigkeit Final Investment Decision (FID) bei Wasserstoff-VNEP (§16b Abs. 1 EnWG-E), Nachweis einer sinkenden Gasnachfrage bei Gas VNEP (§16b Abs. 2 EnWG-E), etc.

Die VNEP sind ein neues ergänzendes Instrument der Verteilnetzbetreiber innerhalb der Netzentwicklungsplanung und es ist wichtig, dass dieses Instrument entsprechend in den bestehenden

Rahmen der Netzentwicklungsplanung eingepasst wird. Dies vor dem Hintergrund, dass die Wirksamkeit der netzplanerischen Instrumente nicht durch mögliche Widersprüche zwischen den bestehenden Instrumenten (NEP, VNEP, KWP) gefährdet werden darf.

Aus unserer Sicht muss die Verzahnung der Netzplanungsinstrumente **gesetzesübergreifend sichergestellt werden** (z.B. wenn VNEP, dann Anpassung GEG und Streichung FAUNA §71k). Sonst kommt es zu einem Henne-Ei Problem: Ohne Planungssicherheit (Zugang, Preis, Verfügbarkeit) entsteht keine Kundenverbindlichkeit i.S.v. Final Investment Decision / Verträgen, ohne Kundenverbindlichkeit gibt es keine Verteilernetzentwicklungsplanung. Diese muss den Spagat zwischen praktischer Anwendbarkeit und dem notwendigen Verbraucherschutz schaffen, ohne dabei aber die notwendige Transformation zu verzögern.

De Minimis-Regelung § 16 b Abs. 6 EnWG-E

Die umzusetzende Gas-Richtlinie sieht die Möglichkeit einer de minimis Regel für Gasverteiler-netzbetreiber vor, an deren Gasverteiler-netz weniger als 45.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Diese Verteilernetzbetreiber wären danach nicht verpflichtet, einen Verteilernetzentwicklungsplan zu erstellen. Die EnBW hält die Verankerung einer solchen De-minimis-Regelung im Gesetz für nicht sachgerecht.

Von den ca. 700 Gasverteiler-netzbetreibern in Deutschland haben mehr als 80 % weniger als 45.000 angeschlossene Kunden. Deren Befreiung von der Planeinreichung hat zur Folge, dass eine konsistente netzbetreiberübergreifende Netzplanung nicht möglich und damit eine erfolgreiche Transformationsplanung in den Verteilernetzen im Ganzen nicht umsetzbar sein wird. Aus unserer Sicht werden hier „kleinere“ VNB mit der Möglichkeit einer regionalen Planerstellung (§ 16 b Abs. 4 EnWG-E) ausreichend „an die Hand“ genommen.

Netzanschluss, Anschlussverweigerung und -trennung (§§ 17 / 17k EnWG-E)

Die bestehenden Regelungen zur Netzanschlussprüfung, zum Zeitplan und zur Umsetzung von Biomethan-Einspeiseanlagen sollten unverändert beibehalten werden. Dies gewährleistet die Fortführung des Vorrangs für Biomethan-Anlagen und schafft Planungssicherheit für Gasnetz- und Anlagenbetreiber, fördert die Integration von Biomethan in die Gasinfrastruktur und unterstützt die Erreichung der Klimaziele. Die Beibehaltung dieser Privilegierung steht im Einklang mit den europäischen Vorgaben der RED II/III und der Gasrichtlinie und verhindert Investitionshemmnisse, die den Ausbau erneuerbarer Gase gefährden würden.

Es ist zu begrüßen, dass versucht wurde das Thema Anschlussverweigerung/-Kündigungsmöglichkeit aufzugreifen. Die Möglichkeit, Anschlussverweigerungen oder Trennungen auf Basis der VNEP durchzuführen, ist grundsätzlich sinnvoll.

Allerdings sind die vorgesehenen Anforderungen in der Praxis so nicht umsetzbar (u.a. zu lange, starre Fristen in § 17k, Abhängigkeit von unverbindlicher KWP). Eine fristgerechte Transformation

wird damit in der Umsetzung unwahrscheinlich. Aus unserer Sicht müssen zu verschiedenen Punkten daher noch Vorgaben konkretisiert bzw. klare Vorgaben aufgenommen werden. Ohne diese Konkretisierungen drohen aus unserer Sicht sonst Konflikte und Klagen.

Berücksichtigung Interessen Systemrelevanter Gasverbraucher – insbesondere Kraftwerke

Wichtig aus unserer Sicht ist auch, dass beim Thema Anschlussverweigerung und -trennung die besondere Situation von systemrelevanten Gasverbrauchern – etwa (Fuel-Switch) Kraftwerken, KWK-Anlagen oder auch industriellen Großabnehmern besonders beachtet werden muss, da für diese Planungssicherheit besonders wichtig ist. Anschlussstrennungen dürfen hier aus unserer Sicht nur nach vorheriger systemischer Prüfung im Rahmen der Netzentwicklungsplanung und Abstimmung mit der BNetzA erfolgen. Dies vor dem Hintergrund, dass hier pauschale Fristen Investitionen gefährden und Versorgungssicherheit sowie Netzstabilität beeinträchtigen können.

Vermeidung pauschaler Rückbaupflichten (§ 48b EnWG-E):

In §48b ist kein Eigentumsübergang bei dauerhafter Außerbetriebnahme geregelt. Dazu möchte auch das BWME bis 2036 eine weitere Bewertung der Duldungspflicht vornehmen. Hieraus ergeben sich eventuell zusätzliche Risiken für die Netzbetreiber und es fehlt an Planungssicherheit. Auch entstehende Haftungsfragen aus dauerhaft außer Betrieb genommenen Anlagenteilen (z.B. Hausanschlüssen), sind nicht abschließend klar geregelt.

Gas- und Wasserstoffkennzeichnung, Transparenz der Gas- und Wasserstoffrechnungen und Verordnungsermächtigung (§ 42 EnWG-E)

Hier gibt es aus unserer Sicht verschiedene Unklarheiten, die weiter präzisiert werden müssen (z.B. Fragen hinsichtlich Aktualisierung, Veröffentlichungspflichten, Bewertungen, Zertifizierungssystem etc.).

Artikel 1: Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes

§ 3 Begriffsbestimmungen

Änderung: Ergänzung in § 3 Nr. 18d „erneuerbares Gas“

„Biogas im Sinne des Artikels 2 Nummer 28 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in der Fassung vom 13. Juni 2024, einschließlich solches, das zu Biomethan aufbereitet wurde, und erneuerbare Kraft- *und Brennstoffe* nicht biogenen Ursprungs im Sinne des Artikels 2 Nummer 36 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in der Fassung vom 13. Juni 2024.“

Erläuterung:

Die EU hat 2024 die Definition von RFNBO in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie und dem De-legierten Rechtsakt RFNBO erweitert. Darum ist der Begriff hier dringend anzupassen.

Hinweis: Konsequente Verwendung des Begriffs „Gas“ im EnWG-E

Die europäische Definition der Gas-RL von „natural gas“ bezieht Biomethan ein, insbesondere in Bezug auf die Anforderungen an „natural gas“ in der Gas-Richtlinie und Gas-Verordnung. Um Rechtsklarheit zu schaffen, sollte der Gesetzgeber im weiteren Dokument daher konsequent den Begriff „**Gas**“ anstelle von „Erdgas“ verwenden, insbesondere in den §§ 15, 16, um klarzustellen, dass Biomethan bei den Gasnetzplanungen einbezogen wird.

§ 15a Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff; Koordinierungsstelle; Verordnungser-mächtigung; Festlegungskompetenz

Hinweis: § 15a

Der Szenariorahmen sollte die regionalen Biomassepotenziale in die Netzentwicklungsplanung nach § 15c einbeziehen. Aktuell ist das nicht der Fall, da weder die Systementwicklungsstrategie noch der Nationale Energie- und Klimaplan (NECP) die bekannten Biomethanpotenziale berücksichtigen.

§ 16b: Verteilnetzentwicklungspläne (VNEP) für Gas- und Wasserstoff: Anwendungsbe- reich

Änderung: Ergänzung in §16 b Abs. 1

„Bereits existente oder zukünftige Betreiber von Wasserstoffverteilernetzen erstellen spätestens dann einen Entwicklungsplan für das Wasserstoffverteilernetz, sobald sie einen Beschluss zur Errichtung eines Wasserstoffverteilernetzes oder von Teilen eines solchen Netzes fassen.“

Erläuterung:

Der „Beschluss zur Errichtung“ ist kein geeigneter Ansatzpunkt für die Erstellung eines H2-VNEP. Die Planung basiert i.d.R. auf der Absicht zur Errichtung eines H2-Netzes. Ein Beschluss (insb. im Sinne einer FID) wird i.d.R. erst nach der behördlichen Bestätigung und der Berücksichtigung im NEP erfolgen können. Aus der Begründung des BMWF kann herauslesen werden, dass es wahrscheinlich um den spätesten Zeitpunkt zur Erstellung eines Plans nach §16b Abs. 1 EnWG-E gehen soll. Das sollte die Formulierung in §16b Abs. 1 dann aber auch widerspiegeln.

Änderung: Ergänzung in §16 b Abs. 2

„Betreiber von Gasverteilernetzen erstellen einen Entwicklungsplan für das Gasverteilernetz oder von Teilen eines solchen Netzes, sobald eine dauerhafte Verringerung der Erdgasnachfrage innerhalb der nächsten zehn Jahre derart zu erwarten ist, dass die Verringerung die Umstellung oder dauerhafte Außerbetriebnahme des Gasverteilernetzes oder von Teilen des Netzes erforderlich macht.“

Erläuterung:

Artikel 57 der Gasverordnung schreibt vor, dass Gasverteilernetzbetreiber (DSOs) einen Entwicklungs- bzw. Stilllegungsplan für ihr Netz oder Teile davon erstellen müssen, sobald innerhalb der nächsten zehn Jahre ein dauerhafter Rückgang der Erdgas- und Biomethannachfrage absehbar ist. Die europäische Definition von „natural gas“ der Gas-Richtlinie schließt neben Erdgas auch Biomethan ein. Die Nachfrageprognosen zur Netzplanung umfassen daher alle Gase, für die Netzressourcen genutzt werden, einschließlich Biomethan. Darum ist an dieser Stelle der Begriff „Gas“ zu verwenden.

Änderung: Anpassung in §16 b Abs. 4

„Betreiber von Wasserstoffverteilernetzen und von Gasverteilernetzen, die in benachbarten Netzgebieten tätig sind, müssen für ihre Wasserstoff- und Gasverteilernetze einen gemeinsamen netzübergreifenden Entwicklungsplan unter den Voraussetzungen der Absätze 1 bis 3 erstellen.“

Erläuterung:

Es ist transformationsdienlich, wenn die regionale Verteilnetzentwicklungsplanung verpflichtend ist. Die Absätze 1 und 2 bzw. 3 in §16 b würden hierdurch immer in einer regionalen Planung nach Absatz 4 münden – wodurch eine Analogie zum Strom NAP geschaffen würde.

Unser Verständnis einer praktikablen, regionalen Transformationsplanung bezieht dabei sehr wohl auch TSOs mit ein. Es ist zwar richtig, dass den VNB`s die Aufgabe obliegt, den regionalen VNEP gemäß § 16 b Abs. 4 zu erstellen. Dabei muss aber sichergestellt werden, dass die in der Region tätig werdenden TSOs zur Zusammenarbeit bei der Planerstellung verpflichtet sind, um den Einklang zwischen VNEP und NEP von Anfang an möglichst weitgehend gewährleisten zu können.

Änderung: Streichung der De-Minimis-Regelung in §16 b Abs. 6

Erläuterung

Die umzusetzende Gas-Richtlinie sieht die Möglichkeit einer de minimis Regel für Gasverteilernetzbetreiber vor, an deren Gasverteilernetz weniger als 45.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Diese Verteilernetzbetreiber wären danach nicht verpflichtet, einen Verteilernetzentwicklungsplan zu erstellen. Die EnBW hält die Verankerung einer solchen De-minimis-Regelung im Gesetz für nicht sachgerecht.

Von den ca. 700 Gasverteilernetzbetreibern in Deutschland haben mehr als 80 % weniger als 45.000 angeschlossene Kunden. Deren Befreiung von der Planeinreichung hat zur Folge, dass eine konsistente netzbetreiberübergreifende Netzplanung nicht möglich und damit eine erfolgreiche Transformationsplanung in den Verteilnetzen im Ganzen nicht umsetzbar sein wird. Aus unserer Sicht werden hier „kleinere“ VNB mit der Möglichkeit einer regionalen Planerstellung (§ 16 b Abs. 4 EnWG-E) ausreichend „an die Hand“ genommen.

Zusätzlich ist aus unserer Sicht mit der Anwendung der De Minimis-Regelung nicht der Tatbestand des §17k EnWG-E eröffnet, mit der Folge, dass die von der De-Minimis-Regelung betroffenen VNB kein Recht zur Anschlussstrennung haben. Demnach müssten für die von der De-Minimis-Regelung betroffenen Netzbetreiber analog der Regelung aus § 17k diskriminierungsfreie Sonderregelungen geschaffen werden.

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

Änderung: Ergänzung in § 16c

„Der Verteilernetzentwicklungsplan ist im Einklang mit der kommunalen Wärmeplanung zu erstellen. Die Gemeinden sind verpflichtet, ihre Wärmeplanungen so fortzuschreiben, dass eine abgestimmte Netztransformation ermöglicht wird. Daneben müssen auch alle weiteren Planungsinstrumente (bspw. Szenariorahmen, NEP, SES) zwischen den Sektoren synchronisiert und genehmigt vorliegen.“

Erläuterung:

Die Verteilernetzentwicklungspläne sollen laut Entwurf in enger Zusammenarbeit mit Kommunen und den Betreibern aller Energieinfrastrukturen erstellt werden. Der Entwurf enthält jedoch keine klaren Vorgaben, wie die kommunale Wärmeplanung (KWP) rechtlich und zeitlich zu integrieren ist.

In § 16c sollte auch die Bereitstellung von Heizungsanlageninformationen durch die planungsverantwortliche Stelle und die Schornsteinfeger an den Gas-VNB oder potenzielle Wasserstoff-VNB mit aufgenommen werden.

Änderung: Ergänzung eines § 16c Abs. 3 Satz 2 und 3

„(3) Die planungsverantwortliche Stelle nach § 3 Nummer 9 des Wärmeplanungsgesetzes stellt dem nach § 16b für die Erstellung der Verteilernetzentwicklungspläne zuständigen Netzbetreiber auf Anforderung den Wärmeplan oder, sollte dieser noch nicht veröffentlicht sein, die Entwürfe nach § 13 Absatz 3 des Wärmeplanungsgesetzes zur Verfügung, soweit gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen. Weitere Daten, die zur sachgerechten Erfüllung der Anforderungen aus § 16d notwendig sind, werden dem zuständigen Netzbetreiber auf Anforderung digital zur Verfügung gestellt. Die planungsverantwortliche Stelle ist dazu verpflichtet, mit den nach § 16b für die Erstellung der Verteilernetzentwicklungspläne zuständigen Netzbetreibern in dem Umfang zusammenarbeiten, der erforderlich ist, um eine sachgerechte Erstellung der Verteilernetzentwicklungspläne zu gewährleisten.“

Erläuterung:

Für die Verteilernetzentwicklungspläne nach § 16b sieht das EnWG-E die kommunale Wärmeplanung (KWP) und die damit verbundene Zusammenarbeit mit der planungsverantwortlichen Stelle

entsprechend § 16c Abs. 3 als grundlegenden Baustein an. Für die Erstellung des VNEP ist der Wärmeplan als Anforderung entsprechend § 16d Abs. 1 Nr. 2 zu berücksichtigen. Um eine effiziente Umsetzung und Zusammenarbeit zu ermöglichen, sollten hier die Zusammenarbeit und die Rollen konkretisiert werden.

Wichtig in dem Kontext ist es auch, Zirkelbezüge in der Netzplanung zu vermeiden und Konsistenz zwischen den Planungsinstrumenten herzustellen. Die in den Ergebnissen unverbindliche KWP liegt im Verantwortungsbereich der planungsverantwortlichen Stelle und wird unter Anhörung der Infrastrukturbetreiber, u.a. der Gasverteilnetzbetreiber (GasVNB), erstellt. Es ist nicht sichergestellt, dass der Input der GasVNB im Rahmen der KWP eingearbeitet wird – das liegt im Ermessen der planungsverantwortlichen Stelle. Zudem wird darauf hingewiesen, dass in Baden-Württemberg die Besonderheit besteht, dass bereits im Jahr 2023 ein Teil der KWPn auf Grundlage des Klimaschutzgesetzes BW ohne Einbindung der GasVNB erstellt worden sind. Das führt dazu, dass mindestens in diesen KWPn grüne Gase wie Wasserstoff nicht konkret betrachtet worden sind. Hierdurch entsteht das Risiko, dass der VNEP nach § 16b Abs.1 trotz Erfüllung der Anforderungskriterien nicht erstellt werden darf, da die vorliegende KWP Wasserstoff nicht berücksichtigt. Dies muss gesetzlich ausgeschlossen werden, um die Transformation der Gasverteilnetze nicht zu verhindern. Der Anpassungsbedarf entsteht im Zusammenspiel zwischen EnWG und WPG. Eine Anpassung des WPG ist aus unserer Sicht daher hier unvermeidbar.

Aufgrund der Unverbindlichkeit der Ergebnisse unterscheidet sich die Qualität der KWP deutlich zwischen den planungsverantwortlichen Stellen. Es ist daher unabdingbar, eine Mindestqualität für die KWP festzulegen, um eine darauf verbindlich aufbauende VNEP zielgerichtet und sachgerecht zu ermöglichen.

Neben der Konsistenz und der Vermeidung von Zirkelbezügen bedarf es weiterhin einer sachgerechten Datenbereitstellung durch die planungsverantwortliche Stelle, bestenfalls zum Beispiel: auch der entsprechenden GEO-Daten der Wärmepläne. Im Internet veröffentlichte Wärmepläne im P-Format sind netzplanerisch nicht bzw. nur mit erschwertem Aufwand nutzbar und entsprechen nicht dem geforderten Pragmatismus.

Änderung: Ergänzung eines § 16c Abs. 3 Satz 4

„§ 10 Abs. 5 des Wärmeplanungsgesetzes gilt entsprechend.“

Und in der Begründung zu § 16c. Abs. 3 am Ende folgenden Satz anfügen:

„Insoweit eine im öffentlichen Interesse liegende Aufgabe gemäß § 10 Abs. 5 Wärmeplanungsgesetz vorliegt, ist eine Weitergabe auch weiterer nicht personenbezogener Daten gerechtfertigt.“

Erläuterung:

Gemäß § 16c Absatz 2 EnWG-E sind u.a. Wärmenetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, mit den für die Verteilernetzentwicklungspläne zuständigen Netzbetreibern zusammenzuarbeiten. Gemäß Absatz 3 stellt die planungsverantwortliche Stelle nach dem WPG auf Anforderung den Wärmeplan oder hilfsweise die Entwürfe nach § 13 Absatz 3 WPG zur Verfügung, wenn der Wärmeplan noch nicht fertig ist.

In der Begründung des Gesetzes zu § 16 c. Abs.3 EnWG-E ist hier zu lesen, dass die Informationspflicht nach Absatz 3 die Einhaltung des Gebots der Berücksichtigung der Wärmepläne nach § 16d Absatz 1 Nummer 2 EnWG-E ermöglichen soll. Ausdrücklich heißt es dort: „Die Pflicht zur Übermittlung von Informationen und Daten beschränkt sich auf den Wärmeplan oder – sofern dieser noch nicht vorliegt – auf die Entwürfe nach § 13 Absatz 3 des Wärmeplanungsgesetzes. Grundstücks- oder personenbezogene Daten sind von der planungsverantwortlichen Stelle nicht zu übermitteln.“.

Damit würde durch eine explizite gesetzliche Regelung festgelegt, dass den Verteilernetzbetreibern für Gas und Wasserstoff nur das Ergebnis der Wärmeplanung, nämlich der Wärmeplan oder diesbezügliche Entwürfe vorgelegt werden dürfen, nicht aber die der Wärmeplanung zugrunde liegenden ggf. detaillierteren Planungsdaten (z.B. nicht personenbezogene Wärmeplanungsbasisdaten) nach § 10 Abs. 5 WPG, Diese sind aber für die Verteilernetzbetreiber auch für Zwecke der Netzentwicklungsplanung sehr wichtig.

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

Änderung: Ergänzung von § 16d Abs 3 Nr. 1

„sich auf angemessene Annahmen bezüglich der Entwicklung der **GasErdgaserzeugung** und -einspeisung, der **GasErdgasnachfrage** und -versorgung, einschließlich Biomethan, sowie auf den Verbrauch von **GasErdgas** in allen Sektoren auf der Ebene der Verteilung im Betrachtungszeitraum nach § 16d Absatz 1 Nummer 1 stützen,“

Erläuterung:

Die Netzplanung muss sich nicht nur auf die Erzeugungspotenziale von Gas, einschließlich Biomethan, stützen, sondern auch die tatsächliche Nutzung berücksichtigen. Derzeit sind Netzbetreiber die konkreten Verbrauchsdaten für Biomethan nicht bekannt, was zu einer einseitigen Betrachtung der Angebotsseite führt. Der Gesetzgeber muss sicherstellen, dass relevante Netznutzerdaten und langfristige Annahmen zugänglich gemacht werden, um eine realistische Bedarfsplanung zu ermöglichen.

Es ist entscheidend, dass den Biomasse- und Biomethanpotenzialen auch entsprechende Nachfrageszenarien gegenüberstehen. Daher sollte der Gesetzgeber klar regeln, wie die Gasnachfrage, einschließlich Biomethan erfasst und wer für die Sicherstellung der Kundenseite verantwortlich ist. Nur durch eine integrierte Betrachtung von Angebot und Nachfrage kann die Netzplanung tragfähig erfolgen.

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

Änderung: Anpassung von §16e Abs. 1 und 5

„(1) Die für die Prüfung und Bestätigung von Verteilernetzentwicklungsplänen zuständige Behörde ist die Bundesnetzagentur.“

„(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 5 durchzuführenden Verfahrens zur Beteiligung der Öffentlichkeit treffen. Zuständig für eine Festlegung nach Satz 1 ~~sind die Landesregulierungsbehörden innerhalb eines Landes und im Übrigen~~ ist die Bundesnetzagentur.“

Erläuterung:

Wir sprechen uns für eine grundsätzliche und von der Größe des Netzbetreibers unabhängige Zuständigkeit der BNetzA aus, weil sie die Kohärenz zwischen VNEP und NEP und den anderen Rahmenbedingungen am ehesten sachgerecht und neutral bewerten kann. Zudem existieren aktuell Bundesländer ohne Landesregulierungsbehörde, welche sich demnach der Organleihe bei der BNetzA bedienen müssten, um ihrer zugewiesenen Aufgabe nachkommen zu können. Vor diesem Hintergrund wird die Regelung nicht pauschal zu einer Arbeitserleichterung bei der BNetzA führen. Im Falle der Beibehaltung der Regelung sollten darüber hinaus divergierende Festlegungen durch die eigenständigen Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörden unbedingt vermieden werden, wie sie aktuell in § 16e Abs. 5 im Entwurf angelegt sind.

Änderung: Ergänzung von § 16e Abs. 2

*„Die nach Absatz 1 zuständige Behörde bestätigt den Verteilernetzentwicklungsplan *binnen einer Frist von maximal drei Monaten*, sofern er den Anforderungen nach den §§ 16c und 16d entspricht. Die Bestätigung ist nicht selbstständig durch Dritte anfechtbar.“*

Erläuterung:

Wir sprechen uns für eine Bestätigungsfrist durch die in § 16e Abs.1 festgelegte Regulierungsbehörde von maximal 3 Monaten aus, um eine unnötige Verzögerung in der Prozesskette zu vermeiden. Auch hier würde eine verpflichtende regionale Planung den Aufwand bei der Behörde eingrenzen.

Änderung: Streichen von Teilen von § 16e Abs. 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 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. § 16c Absatz 4 ist im Übrigen entsprechend anzuwenden.~~“

Erläuterung:

Es ist nicht nachvollziehbar, warum nach einer Umsetzung des behördlichen Änderungsverlangens eine erneute Öffentlichkeitsbeteiligung durch den Netzbetreiber zu erfolgen hat und eine erneute Prüfschleife durch die Behörde startet.

§ 17: Anschluss an Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze, Verordnungsermächtigung, Festlegungskompetenz“

Änderung: Anpassungen von § 17 Abs. 1b

„Die Kosten für den effizienten Netzanschluss, die Wartung und den Betrieb ~~von Biomethanerzeugungsanlagen des Netzanschlusses~~ nach § 33 Absatz 2 Satz 1 der Gasnetzzugangsverordnung [...].“

Erläuterung:

Da Netzbetreiber keine Biomethanerzeugungsanlagen, sondern den Netzanschluss (Biomethan-Einspeiseanlage) betreiben, sollte die Formulierung korrigiert werden.

§ 17k: Anschlussstrennung im Gasbereich; Verbraucherrechte und Verbraucherschutz; Festlegungskompetenz“

Anmerkung zu § 17k:

Aus unserer Sicht ist die Möglichkeit, Anschlussverweigerungen oder Trennungen auf Basis der Verteilernetzentwicklungspläne durchzuführen, grundsätzlich sinnvoll. Allerdings fehlen im EnWG-E hierzu klarere Vorgaben. Ohne Konkretisierungen zu folgenden Punkten drohen Konflikte und Klagen.

Ankündigungsfristen - Regelungen für betroffene Anschlussnehmer: Wir halten es für geboten, dass der Gesetzgeber eine klare Regelung zur Anschlussstrennung für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Gase schafft. Dabei sollte insbesondere geprüft werden, ob und in welcher Form eine angemessene Entschädigung für die Erzeuger vorgesehen wird. Ohne eine solche Regelung besteht die Gefahr einer erheblichen wirtschaftlichen Entwertung bestehender Anlagen, was nicht nur die Investitionssicherheit gefährdet, sondern auch die Erreichung der Ausbau- und Klimaziele beeinträchtigen könnte.

Konkretisierung der Ankündigungspflichten für die Entwicklungspläne von bestehenden Erdgasverteilstnetzen zu Wasserstoff: Bedeutet die Transformation des Gasverteilstnetzes zu Wasserstoff, dass die Anschlüsse des Erdgasverteilstnetzes mit der Ankündigungsfrist aus § 17 zu trennen sind, damit diese transformiert werden dürfen? Im Hinblick auf die zu genehmigenden Pläne bedeutet das im Umkehrschluss, dass die Transformation des Netzes frühestens 10 Jahre nach Genehmigung der Pläne begonnen werden kann (ab 2038). Hier müsste dann die Möglichkeit der kürzeren Ankündigungsfrist bestehen.

Änderung: Konkretisierung in § 17k Abs. 1

Erläuterung:

Vertragspartner des Netzbetreibers und Eigentümer des Netzanschlusses ist der Anschlussnehmer, nicht der Netznutzer oder der Letztverbraucher. Dies ist im EnWG-E zu konkretisieren.

Änderung: Ergänzung in § 17k Abs. 1, Satz 1

"Der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes darf einen Netzanschluss ohne Zustimmung des betroffenen Anschlussnehmers/-nutzers trennen und das Netzanschlussverhältnis kündigen, wenn [...]. Eine allgemeine Anschlusspflicht an das Gasversorgungsnetz im Sinne der §§ 17 und 18 EnWG nicht fortbesteht. Das Netzanschlussverhältnis endet endgültig mit Ablauf der Kündigungsfrist."

Erläuterung:

§ 17k stellt auf den physischen Akt der Trennung ab. Durch die Trennung eines Anschlusses wird die Grundlage des Netzanschlussvertrages entzogen, daher ist auch die Kündigung des Netzanschlussverhältnisses die Folge. Eine Konkretisierung der Anschlusskündigung in § 17k Abs. 1 Satz 1 ist daher sinnvoll. Eine Anpassung des § 25 NDAV wäre folgerichtig.

Änderung: Anpassung in § 17k Abs. 1, Nr. 1

1. „[...] den betroffenen Netznutzern und den betroffenen Letztverbraucher unverzüglich, ~~spätestens aber zehn 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,

unter Beibehaltung von § 17k Abs. 1, Nr. 2

2. „den betroffenen Netznutzer und den betroffenen Letztverbraucher unverzüglich, spätestens aber 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,“

Erläuterung:

Die Fristen, die in § 17k Abs. 1 Nr. 1 aufgestellt werden, schränken in der Praxis die Transformation maßgeblich ein und machen insbesondere eine Wasserstofftransformation der Industrie oder der systemrelevanten H₂-ready Gaskraftwerke in großflächig vermaschten Verteilnetzen faktisch unmöglich. Es ist davon auszugehen, dass nach Umsetzung der Gasbinnenmarkttrichtlinie in das EnWG erste VNEP frühestens Mitte 2028 vorliegen und zur Prüfung und Bestätigung bei der Regulierungsbehörde eingereicht werden. Mit einer Informationsfrist ab Einreichung des VNEP von 10 Jahren ist die Trennung frühestens Ende 2038 umsetzbar - damit bleibt dem Gas-VNB maximal 1,5 Jahre Zeit für die Transformation. Es wird hier daher gefordert, die Fristen zu flexibilisieren und lange starre Fristen zu vermeiden.

Änderung: Anpassungen in § 17k Abs. 1, Nr. 5

Zunächst merken wir hierzu grundsätzlich an, dass insgesamt 6 Termine (10 Jahre, 5 Jahre, 2 Jahre, 2 Monate, 2 Wochen, 2 Tage) nicht angemessen erscheinen, insbesondere auch aus dem Grund, dass dem Netzbetreiber nicht flächendeckend alle Daten des Anschlussnehmers in digitaler Form (E-Mail) zur Verfügung stehen. Eine regelmäßige Kommunikation wäre mit enormen postalischen Kosten verbunden. Eine Beschränkung der Erinnerungsfrequenz auf höchstens zwei zusätzliche Termine (wie z. B. 2 Jahre und 2 Wochen vor dem Termin zur Trennung des Netzan schlusses) sollte daher zweckmäßig und ausreichend sein.

Darüber hinaus sollte folgende Änderung vorgenommen werden:

„jeweils zwei Jahre, ~~sechs Monate, zwei Monate~~ sowie zwei Wochen vor dem geplanten Termin zur Trennung des Anschlusses den betroffenen Netznutzer und den betroffenen Letztverbraucher an die bevorstehende Anschlusstrennung in Textform erinnert hat. Sollte es zu einer Vertagung des geplanten Termins kommen, muss der Netzbetreiber den Endkunden darüber informieren und für den neuen Termin lediglich die Meldefristen im Sinne dieses Absatzes erfüllen, die kürzer als die Vertagung selbst sind.“

Erläuterung:

Aus unserer Sicht könnte § 17k Abs. 1, Nr. 5 so verstanden werden, dass auch wenn ein potenziell geplanter Stilllegungstermin nur um 2 Wochen verschoben werden müsste, er dann wegen missverständlicher Formulierung mindestens um 2 Jahre verschoben werden muss, da der Prozess zur Endkundeninformation neu angestoßen werden müsste. Dies sollte im EnWG-E verständlicher und klarer geregelt werden.

Änderung: Streichung von § 17k Abs. 2

Erläuterung:

Es ist nicht nachvollziehbar, dass der Gasverteilnetzbetreiber, der einen bestätigten VNEP hat, in seiner Planungssicherheit durch die Aussicht auf das Nichtverfügbarsein einer alternativen Wärmeversorgungsart eingeschränkt wird. Im Rahmen der Erstellung und Bestätigung des VNEP sind die alternativen Versorgungsoptionen durch die Berücksichtigung der KWP ausreichend berücksichtigt. Es ist aus unserer daher Sicht vertretbar, dass z.B. im Falle einer Verschiebung bzw. einer Nicht-Realisierung eines Wärmenetzes der Fokus auf den Einbau einer Wärmepumpe gelegt wird – hierfür sind 2 Jahre vertretbar.

Des Weiteren gefährdet die aktuelle Formulierung des § 17k Abs. 2 EnWG-E die Transformation Dritter. Angrenzende Verteilnetzbetreiber als auch vorgelagerte Fernleitungsnetzbetreiber stimmen ihre eigene Planung bspw. die zur Umstellung von eigenen Leitungsabschnitten auf die Stilllegung von Netzteilen anderer VNBs ab. Indem kurzfristig die angestrebte Stilllegung in einem Netzgebiet auf (un)bestimmte Zeit verschoben wird, kommt die Transformation anderer Netzgebiete in der Region damit ebenfalls zum Stocken. § 17k Abs. 2 ist daher ersatzlos zu streichen.

Berücksichtigung besonderer Situation von systemrelevanten Gasverbrauchern – insb. Kraftwerken, KWK-Anlagen

Abschließend merken wir zu § 17k an, dass hier die besondere Situation von systemrelevanten Gasverbrauchern – etwa (Fuel Switch-) Kraftwerken, KWK-Anlagen oder auch industriellen Großabnehmern besonders beachtet werden muss, da für diese Planungssicherheit besonders wichtig ist. Anschlusstrennungen dürfen hier aus unserer Sicht nur nach vorheriger systemischer Prüfung im Rahmen der Netzentwicklungsplanung und Abstimmung mit der BNetzA erfolgen. Dies vor dem Hintergrund, dass hier pauschale Fristen Investitionen gefährden und Versorgungssicherheit sowie Netzstabilität beeinträchtigen können.

§ 28o: Anschluss an Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze, Verordnungsermächtigung, Festlegungskompetenz“

Änderung: Einfügung eines neuen §28o Abs. 2, Nr. 3a

„3a. abweichend von Absatz 1 Satz 3 Regelungen darüber treffen, dass Finanztransfers zwischen den getrennten regulierten Dienstleistungen gestattet sind, sofern die Regulierungsbehörde festgestellt hat, dass die Finanzierung betreffender Netze über Netzzugangsentgelte, die nur von den jeweiligen Netznutzern gezahlt werden, nicht tragfähig sind.“

Erläuterung:

Die EU-Gas/H₂-Verordnung erlaubt abweichend vom grundsätzlichen Quersubventionierungsverbot in engen Grenzen temporäre Finanztransfers, sofern die Mitgliedstaaten eine intertemporale Kostenverteilung - was im EnWG-E in § 28o Abs. 2 Nr. 3 nunmehr angelegt ist - und ergänzend gem. Art. 5 Abs. 4 EU-VO temporäre Finanztransfers gestatten. Diese grundsätzliche Möglichkeit temporärer Finanztransfers fehlt im vorliegenden EnWG-E jedoch. Dies könnte mit der vorgeschlagenen Ergänzung in § 28o Abs. 2 Ziffer 3 EnWG-E adressiert werden. Die weitere Prüfung

und Ausgestaltung obliegt dann der BNetzA gemäß ihrer Festlegungskompetenz. Damit wäre der Optionsraum auch auf der Festlegungsebene bei der BNetzA vorhanden.

§ 41c: Vergleichsinstrumente bei Strom- und Gaslieferungen“

Änderung: Anpassung in § 41c Abs. 1

„Die Bundesnetzagentur stellt nach Absatz 3 sicher, dass Letztverbraucher, die einen voraussichtlichen Jahresverbrauch *bei Strom* von weniger als 100 000 Kilowattstunden, *bei Gas von weniger als 1,5 Mio. kWh* haben, unentgeltlich Zugang zu mindestens einem unabhängigen Vergleichsinstrument haben, mit dem sie verschiedene Strom- und Gaslieferanten und deren Angebote, einschließlich der Angebote für Verträge mit dynamischen Stromtarifen, vergleichen und beurteilen können.“

Erläuterung:

In § 41 wird die Grenze von 100.000 kWh bei Strom- und Gaslieferanten genannt. Die Grenze ergibt aus unserer Sicht bei Gaskunden aber keinen Sinn – denn hier liegt eine RLM-Messung erst ab 1,5 Mio. kWh vor.

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

Wir begrüßen ausdrücklich die geplante Einführung der Gaskennzeichnung als wichtigen Schritt hin zu mehr Transparenz und Nachvollziehbarkeit im Energiemarkt. Gleichzeitig sehen wir bei der praktischen Umsetzung erhebliche Herausforderungen: Der aktuelle Entwurf birgt das Risiko eines hohen bürokratischen Aufwands und redundanter Prozesse, insbesondere wenn die bestehende Massenbilanzierung für Biomethan und RFNBO weiterhin parallel bestehen bleibt.

Aus unserer Sicht ist es entscheidend, dass die Systematik der Nachweise klar geregelt wird, um Doppelstrukturen zu vermeiden und die Integration in bestehende nationale Register und Datenbanken und der geplanten Unionsdatenbank der EU sicherzustellen. Dies betrifft insbesondere die Frage, wie massenbilanziell gelieferte Mengen in die Gaskennzeichnung einbezogen werden und wie die Schnittstellen zu Herkunftsnachweisen gestaltet werden.

Hier sind aus unserer Sicht noch einige Fragen offen:

Emissionsfaktor für erneuerbare Gase

Wird Gas aus erneuerbaren Quellen (z. B. Biomethan, synthetisches Methan) analog zu Strom aus erneuerbaren Energien mit einem Emissionsfaktor von 0 g CO₂eq/MJ bewertet? Falls nicht: Welche Berechnungsmethodik wird angewendet?

Differenzierte Emissionsfaktoren

Gibt es unterschiedliche Emissionsfaktoren für die Vorkettenemissionen einzelner Gasarten (Biomethan, Deponiegas, Klärgas, synthetisches Methan, kohlenstoffarmes Gas)? Wie werden diese Faktoren ermittelt und wo werden sie veröffentlicht?

Auswirkungen der Wasserstoffbeimischung

Welche Auswirkungen hat die technische Begrenzung der Wasserstoffbeimischung im Erdgasnetz auf den ausgewiesenen Produktmix? Muss die Kennzeichnung zusätzlich nach Verteilnetzgebieten differenziert werden, wenn die zulässige Beimischquote regional unterschiedlich ist?

Zertifizierungssystem vor Einführung des Herkunftsnachweisregisters

Welches Zertifizierungssystem wird bis zur vollständigen Implementierung des Herkunftsnachweisregisters eingesetzt? Gilt hier ausschließlich der europäische Standard EN 16325 als verbindliche Grundlage?

Ergänzende Anmerkung zur Systematik der Nachweise

Herkunftsnachweise (HkN) basieren auf dem Book-&-Claim-Prinzip und sind ein reines Kennzeichnungsprodukt. Die Anrechnung von erneuerbaren Gasen auf die Erneuerbaren-Energien-Ziele erfolgt hingegen über eine **Massenbilanzierung**. Viele Endkunden – wie Betreiber von Biomethan-EEG-BHKWs, CNG-Tankstellen oder BioLNG-Verflüssigungsanlagen – erhalten aktuell und perspektivisch 100 % Biomethan, ohne dass Herkunftsnachweise für die Produktion ausgestellt und bei Lieferung entwertet werden, ebenso Kunden, die unter das GEG fallen und bis zu 65 % Biomethan beziehen. Diese Kunden erhalten den Nachweis einer Lieferung über einen entsprechenden Registerauszug des Biogas-Registers der dena, der die Massenbilanzierung des Gastransports über die Erdgasinfrastruktur dokumentiert.

Artikel 30 der RED II schreibt vor, dass für die Anrechnung erneuerbarer Brennstoffe auf die Zielvorgaben ein Massenbilanzsystem verwendet werden muss, das Mehrfachanrechnungen verhindert und alle relevanten Nachhaltigkeits- und Treibhausgasinformationen dokumentiert. Künftig

müssen zudem alle Lieferungen von erneuerbaren Kraft- und Brennstoffen, einschließlich erneuerbarer Gase, zusätzlich in der Unionsdatenbank dokumentiert werden, sofern deren Nutzung auf die Erneuerbare-Energien-Ziele angerechnet wird

Daher müssten auch massenbilanziell gelieferte erneuerbare Gase in die Gaskennzeichnung einbezogen werden und Transfers von und zur Unionsdatenbank einbezogen werden. Wie wird dies erfolgen?

§ 48b: Duldungspflicht für dauerhaft außer Betrieb genommene Erdgasleitungen und Einrichtungen auf Grundstücken; Evaluation“

Änderung: Streichung in § 48b Abs. 1, Nr. 3

~~„3. wenn für den bisherigen Verbleib der Leitungen im Grundstück kein rechtlicher Grundbestand“.~~

Erläuterung:

Auf VNB-Ebene sind viele der Hochdruckleitungen dinglich gesichert. Aus unserer Sicht sollte daher § 48b Abs. 1 S. 3 gestrichen werden. Es muss verhindert werden, dass eine Kommune unter Umständen ihre zu verlegenden Leitungen in die Nähe unserer stillgelegten Erdgasleitungen verlegen lassen würde. Damit müssten die Kosten für die Tiefbauarbeiten nach einem noch zu definierenden Schlüssel zwischen Kommune und Netzbetreiber aufgeteilt werden.

Verzahnung EnWG-E mit Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Mit der Neuregelung der Verteilernetzentwicklungsplanungen entsprechend § 16 b ist eine direkte Anpassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) notwendig. Die verbindlichen Fahrpläne entsprechend § 71 k in Verbindung mit der FAUNA Festlegung der BNetzA sind zu streichen und durch die Verteilernetzentwicklungsplanungen in § 16 e Abs. 6 S. 1 zu ersetzen.

Zudem sollte eine Übergangsregelung oder Anpassung der bestehenden Übergangsregelung (§ 71 Abs. 9 GEG) vorgenommen werden, die auf der Vorlage eines bestätigten Verteilernetzentwicklungsplanes (VNEP) - §16 e Abs. 6 S.1 beruht.

Vorschlag:

„(9) Der Betreiber einer mit einem flüssigen oder gasförmigen Brennstoff beschickten Heizungsanlage, die vor der Veröffentlichung eines Verteilernetzentwicklungsplans gemäß § 16e Absatz 6 Satz 1 EnWG eingebaut wird und die nicht die Anforderungen des Absatzes 1 erfüllt, hat sicherzustellen, dass ab dem 1. Januar 2029 mindestens 15 Prozent, ab dem 1. Januar 2035 mindestens 30 Prozent und ab dem 1. Januar 2040 mindestens 60 Prozent der mit der Anlage bereitgestellten Wärme aus Biomasse oder grünem oder blauem Wasserstoff einschließlich daraus hergestellter Derivate erzeugt wird. § 71f Absatz 2 bis 4 GEG ist entsprechend anzuwenden.“

Verankerung der Kostentragung zur Abtrennung, Rückbau und Vorhaltepauschale bei Inaktivität in der Niederdruckanschlussverordnung (NDAV)

Änderung: § 9 Abs. 1 NDAV - Kostenerstattung für die Herstellung, Änderung, Abtrennung und Rückbau des Netzanschlusses

„(1) Der Netzbetreiber ist berechtigt, vom Anschlussnehmer die Erstattung der bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten für

1. die Herstellung des Netzanschlusses,
2. die Änderungen des Netzanschlusses, die durch eine Änderung oder Erweiterung der Kundenanlage erforderlich oder aus anderen Gründen vom Anschlussnehmer veranlasst werden,
3. die Abtrennung und Rückbau des Netzanschlusses.“

Erläuterung:

Die derzeitige Rechtslage in Bezug auf die Kostentragung der Abtrennung bzw. dem Rückbau ist unklar. Zur Beseitigung der Rechtsunsicherheit und zur Erhöhung der Kostentransparenz wird vorgeschlagen, in § 9 NDAV eine Regelung über die Entgelte für die Abtrennung bzw. Rückbau von Gasanschlüssen aufzunehmen. Die vorgeschlagene Regelung kommt sowohl den Netzbetreibern als auch den Anschlussnehmern gleichermaßen zugute. Die Netzbetreiber erhalten eine rechtssichere Grundlage, falls sie für die Abtrennung bzw. Rückbau ein Entgelt verlangen wollen. Zugleich werden die Entgelte auf eine angemessene Höhe begrenzt und eine Vorabinformation durch Veröffentlichung auf den Internetseiten der Netzbetreiber gewährleistet.

Änderung:

Der Gesetzgeber sollte das Instrument der Vorhaltepauschale für inaktive Gashausanschlüsse in einem neuen Paragraphen in der NDAV aufgreifen.

Erläuterung:

Die derzeitige Rechtslage in Bezug auf die Kostentragung der Abtrennung bzw. dem Rückbau ist unklar. Bei inaktiven Gasanschlüssen ist der Netzbetreiber verpflichtet regelmäßige Wartungen, Instandhaltungen und Sicherheitsprüfung durchzuführen, um die Sicherheit des gesamten Gasnetzes zu gewährleisten. Zur Beseitigung der Rechtsunsicherheit und zur Erhöhung der Kostentransparenz wird vorgeschlagen, in einem neuen Paragraphen in der NDAV eine Regelung über die Vorhaltepauschale aufzunehmen. Die Vorhaltepauschale, die dem Grundsatz der verursachergerechten Kostenzuordnung Rechnung trägt, deckt die oben genannten Kosten und die damit verbundenen Betriebskosten, einschließlich Personal und Ressourcen ab. Die Kosten sollten analog § 9 NDAV auf der Grundlage der durchschnittlich für vergleichbare Fälle entstehenden Kosten pauschal berechnet werden können.

Alternativ wäre in beiden Fällen auch eine Wälzung der Kosten auf alle Anschlussnutzer denkbar. Dies setzt aber eine politische Grundsatzentscheidung voraus.