

Stellungnahme

Zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich vom 10.07.2025

Stand: 17.07.25

Das Hauptstadtbüro Bioenergie bündelt die politische Arbeit der Branche und wird getragen von:
Bundesverband Bioenergie e. V. (BBE), Deutscher Bauernverband e. V. (DBV), Fachverband Biogas e. V. (FvB)
und Fachverband Holzenergie (FvH)

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	3
Vorbemerkung	4
1. Stellungnahme zum RefE	5
1.1. Zum neuen § 23c Abs. 2a EnWG (Artikel 1 Nr. 36 Buchstabe a RefE)	5
1.2. Zum neuen § 118 Nr. 4 EnWG (Artikel 1 Nr. 105 Buchstabe a RefE)	5
2. Ergänzungsbedarf: Einführung einer Nachfolgeregelung zur auslaufenden GasNZV7	
3.1. Vorschlag für Nachfolgeregelungen für den Netzanschluss in § 31-33 GasNZV7	
3.2. Vorrangiger Gasnetzanschluss von Biogasanlagen	8
3.3. Privilegierung von Biogasanlagen bei den Netzanschlusskosten	9
3.4. Möglichkeit zur Abweichung von gesetzlichen Anforderungen auf individueller vertraglicher Basis	11
3.5. Anpassung der Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher	12
3.6. Einheitliche Regulierung für alle erneuerbaren Gase (insbesondere Biomethan, synthetisches Methan und Wasserstoff)	12
3. Ergänzungsbedarf: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	12

Das Wichtigste in Kürze

1. Die Einführung einer **Übergangsregelung** für die zum 31.12.2025 auslaufende Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) ist **sehr zu begrüßen**. Bereits laufende Biomethanprojekte genießen damit Investitionsschutz. Allerdings ist es im Sinne der Rechtsklarheit und zur Vermeidung von erheblichen **Wertungswidersprüchen** erforderlich, zusätzlich auch § 32, § 33 Absatz 10 und § 34 GasNZV in den Regelungsbereich des vorliegenden § 118 Abs. 4 RefE aufzunehmen.

2. Nach § 23c werden Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, bestimmte Daten auf ihrer Webseite bereitzustellen und stündlich zu aktualisieren. Dazu zählen neben dem Anteil erneuerbarer Energieträger auch die durchschnittlichen Treibhausgasemissionen. Die Bioenergieverbände weisen darauf hin, dass die **CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse-Brennstoffen mit null anzusetzen** sind.

3. Die Einführung einer Übergangsregelung für das Auslaufen der GasNZV darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich mit ab dem 1.1.2026 die Rahmenbedingungen für den Anschluss von Biomethananlagen radikal verschlechtern. Eine ersatzlose Streichung widerspräche damit zahlreichen europäischen Vorgaben sowie dem Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung. Mithin sollte mit der laufenden Novelle eine **Nachfolgeregelung zur GasNZV** ins Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eingefügt werden.

Eine **Nachfolgeregelung** sollte unbedingt folgende Aspekte berücksichtigen:

- **Vorrangiger Gasnetzanschluss** von Biogasanlagen: Biogasanlagen müssen einen vorrangigen Anspruch auf die technische und wirtschaftliche Nutzung der Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher haben; Netzbetreiber müssen verpflichtet werden, die Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher ggf. entsprechend anzupassen.
- **Privilegierung von Biogasanlagen bei den Netzanschlusskosten:** Der überwiegende Teil der Netzanschlusskosten muss vom Netzbetreiber getragen werden. Dies gibt Netzbetreibern einen Anreiz für eine kosteneffiziente Durchführung des Anschlusses, berücksichtigt die spezielle finanzielle Situation kleinerer und mittlerer Unternehmen und beugt einer Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit von in Deutschland produziertem Biomethan vor, insb. ggü. Erdgas auf der einen und im Ausland produziertem Biomethan auf der anderen Seite.
- **Erweiterung des Spielraums von Anlagen- und Netzbetreibern, auf individueller vertraglicher Basis von den gesetzlichen Vorgaben abzuweichen.** Dies gilt insbesondere auch für die Möglichkeit, dass Biogasanlagenbetreiber Gasnetzanschlüsse selbst bauen und betreiben. Eine größere Flexibilität bei der Vertragsgestaltung kann spezifischen Netzkonditionen vor Ort besser Rechnung tragen sowie betriebs- und volkswirtschaftliche Kosten einsparen.

Für eine detailliertere Behandlung des Themas einer Nachfolgeregelung zur GasNZV wird auf das [Positionspapier der Bioenergieverbände](#) verwiesen.

4. Im Zuge der Gesetzespakets sollten auch andere Regelwerke überarbeitet werden, bei denen sehr **dringender Handlungsbedarf** besteht. In Bezug auf die Bioenergie gilt dies insbesondere für das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)**.

Vorbemerkung

Die Bioenergieverbände begrüßen den vorliegenden Referentenentwurf (RefE). Diese Stellungnahme konzentriert sich auf die für die Bioenergiebranche besonders relevanten Aspekte, insb. auf das Thema der zum 31.12.2025 auslaufenden Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Für die Stellungnahme zu weiteren Aspekten des RefE wird auf die Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) verwiesen, die der FvB unterstützt.

1. Stellungnahme zum RefE

1.1. Zum neuen § 23c Abs. 2a EnWG (Artikel 1 Nr. 36 Buchstabe a RefE)

Die in § 23c vorgesehene Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zur stündlichen Veröffentlichung von Daten zum Anteil erneuerbarer Energien sowie zu den durchschnittlichen Treibhausgasemissionen ist grundsätzlich zu begrüßen. Transparenz ist ein wichtiger Baustein für die Akzeptanz der Energiewende und die Steuerung von klimarelevanten Emissionen im Energiesektor.

Die Bioenergieverbände weisen jedoch ausdrücklich darauf hin, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei der Veröffentlichung der entstandenen Treibhausgasemissionen Bioenergie mit Null-Emissionen ansetzen müssen. Diese Regelung trägt dem Umstand Rechnung, dass bei Biomasse das während des Wachstums gebundene CO₂ in etwa dem bei der Nutzung freigesetzten CO₂ entspricht und somit kein zusätzlicher Netto-Treibhausgasausstoß erfolgt.

Vorschlag: In der Umsetzung der Veröffentlichungspflichten nach § 23c EnWG muss sichergestellt werden, dass bei der Berechnung der durchschnittlichen **Treibhausgasemissionen der eingespeisten Elektrizität aus erneuerbaren Energien Biomasse mit Emissionsfaktor null** Berücksichtigung findet. Gegebenenfalls ist dies durch eine klarstellende Formulierung in der Begründung zum Gesetz oder durch eine nachgelagerte Verordnung sicherzustellen.

1.2. Zum neuen § 118 Nr. 4 EnWG (Artikel 1 Nr. 105 Buchstabe a RefE)

Der FvB begrüßt die neue Übergangsregelung. Biomethanprojekte, die sich im Bau befinden, haben nun Investitionssicherheit. Dies war ein dringend notwendiger Schritt, um den für die Wirtschaft so wichtigen Vertrauensschutz zu wahren.

Netzbetreiber rufen für eine Netzverträglichkeitsprüfung zwischen 2.000 € und ca. 20.000 € auf. Es geht bei der genannten „Vorauszahlung“ also noch nicht um die anteilige Beteiligung des Einspeisepeten an den Kosten zur Errichtung der Biogaseinspeiseanlage – dies wäre tatsächlich unzumutbar gewesen –, sondern lediglich um die Prüfkosten im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung. Das ist vertretbar.

Der Entwurf der Übergangsbestimmungen führt allerdings zu rechtlichen Unklarheiten und erheblichen Wertungswidersprüchen: Für bestehende Biogaseinspeiseprojekte, die unter die Übergangsregelung fallen, soll nach dem Referenten-Entwurf § 33 Absatz 1 bis 9 GasNZV weiter gelten. **§ 32, § 33 Absatz 10 und § 34 GasNZV** sollen hingegen nicht gelten. Diese Normen sollten im vorliegenden § 118 Abs. 4 EnWG-RefE aus folgenden Gründen aufgenommen werden.

Gemäß § 33 Absatz 6 Satz 4 GasNZV umfasst das vom Netzbetreiber vorzulegende Vertragsangebot die Zusicherung einer bestimmten garantierten Mindesteinspeisekapazität. Wie sich aus der Verordnungsbegründung ergibt, ist der Netzbetreiber verpflichtet, die Aufnahme einer kontinuierlichen Einspeisung in bestimmter Höhe zu garantieren (Bundesrats-Drucksache 312/10, S. 92). Der Muster-Netzanschlussvertrag (Anlage 6 zur Kooperationsvereinbarung der Gasnetzbetreiber) sieht dementsprechend in § 5 vor, dass der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer eine garantierte Einspeisekapazität zusichert. Die Bundesnetzagentur hat bereits im Jahr 2010 festgestellt, dass der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer gegenüber unbeschränkt haftet, wenn die garantierte Mindesteinspeisekapazität nicht länger vorgehalten wird. Dies ist nach dem Beschluss der Bundesnetzagentur der Fall, wenn es an der technisch-

physikalischen Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes mangelt (Bundesnetzagentur, Beschluss vom 3. März 2010, Az. BKZ-09-005, Seite 17).

Nach alldem sichern Netzbetreiber auf Grundlage des § 33 Absatz 6 GasNZV im Rahmen einer positiven Netzverträglichkeitsprüfung und sodann im Netzanschlussvertrag zu und übernehmen eine Garantie dafür, dass das Gasnetz technisch-physikalisch in der Lage ist, die Einspeisung kontinuierlich in der zugesicherten Höhe aufzunehmen. Eine derartige Zusicherung setzt im Fall der Einspeisung in kleinere Gasnetze voraus, dass die Netzbetreiber die Fähigkeit des Gasnetzes, die kontinuierliche Einspeisung zu ermöglichen, mittels kapazitätserhöhender Maßnahmen sicherstellen. Dass die Netzbetreiber hierzu berechtigt und verpflichtet sind, ist bislang in § 34 Absatz 2 Satz 3 und 4 GasNZV geregelt. Danach müssen Netzbetreiber alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität im Netz durchführen, um die ganzjährige Einspeisung zu gewährleisten (§ 34 Absatz 2 Satz 3 GasNZV). Davon ist gemäß § 33 Absatz 2 Satz 4 GasNZV auch die Sicherstellung der ausreichenden Fähigkeit zur Rückspeisung von Biogas in vorgelagerte Netze umfasst.

Die gesetzliche Pflicht, kapazitätserhöhende Maßnahmen zu ergreifen und die Rückspeisefähigkeit sicherzustellen, steht dabei in untrennbarem Zusammenhang mit den Vorgaben zum Netzanschluss und der Zusicherung einer garantierten Mindesteinspeisekapazität. Der Ordnungsgeber hat dies erkannt und in § 33 Absatz 10 GasNZV, mithin innerhalb der Regelungen zur Netzanschlusspflicht, klargestellt, dass der Netzbetreiber verpflichtet ist, die erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, um seiner Pflicht nach § 34 Absatz 2 Satz 3 GasNZV nachzukommen. Die Verordnungsbegründung führt hierzu folgerichtig aus:

*„Absatz 10 verpflichtet den Netzbetreiber, die erforderlichen und wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen im Netz zu ergreifen, **um den Anschluss zu ermöglichen**. Dazu gehören insbesondere die **Verdichtung in eine höhere Druckstufe** bzw. Druckerhöhungen im Netz oder das Erstellen eines zusätzlichen Verknüpfungspunktes.“* (Bundesrats-Drucksache 312/10, S. 93f., Hervorhebungen diesseits)

§ 34 Absatz 2 Satz 3 und 4 GasNZV sind nach alldem Regelungen, die nicht bloß dem Netzzugang dienen, sondern zugleich den Netzanschluss regeln und konkretisieren, wie die garantierte Mindesteinspeisekapazität sicherzustellen ist.

Anschlussnehmer, die unter die Übergangsregelung des § 118 Absatz 4 EnWG (in der Fassung des Referenten-Entwurfs) fallen und denen dementsprechend eine garantierte Mindesteinspeisekapazität zugesichert worden ist bzw. im Rahmen des weiteren Netzanschlussverfahrens werden muss, haben nach alldem einen Anspruch darauf, dass der Netzbetreiber die erforderlichen Maßnahmen ergreift, um die ganzjährige, kontinuierliche Einspeisung mit eben dieser garantierten Mindesteinspeisekapazität zu ermöglichen. Die entsprechend verpflichteten Netzbetreiber müssen ihrerseits berechtigt sein, die hierfür erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen und die dadurch entstehenden Kosten gemäß § 20b GasNEV in die Biogaskostenwälzung einzustellen.

Vor diesem Hintergrund ist es zwingend erforderlich, dass nicht nur § 33 Absatz 1 bis 9 GasNZV, sondern auch die ebenfalls den Netzanschluss betreffenden Regelungen des § 33 Absatz 10 in Verbindung mit § 34 Absatz 2 Satz 3 und 4 GasNZV in die Übergangsregelung mit aufgenommen werden. Da § 34 Absatz 2 Satz 3 und 4 GasNZV nach aktuellem Konsultationsstand nicht in die Festlegung der Bundesnetzagentur (Zweite Konsultation im Rahmen des Festlegungsverfahrens „ZuBio“ in Sachen Zugang von Biogas, Stand 13. Dezember 2024, Az. BK7-24-01-010) übernommen werden sollen, wäre andernfalls unklar, wie die Netzbetreiber die von ihnen garantierte Mindesteinspeisekapazität im Sinne einer kontinuierlichen Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes sicherstellen können.

Weiter erscheint es im Sinne der **Rechtsklarheit** geboten, dass auch die Definitionen in § 32 GasNZV Gegenstand der Übergangsregelung sind. Ohne diese Definitionen sind die Regelungen des § 33 GasNZV nicht verständlich. Insbesondere wäre dann unklar, dass auch die Einrichtungen zur Druckerhöhung Bestandteil des Netzanschlusses sind, da die Verantwortlichkeit des Netzbetreibers für die Druckerhöhung – anders als beispielsweise die Verantwortlichkeit für die Odorierung und die LPG-Konditionierung – nicht gesondert in § 36 GasNZV geregelt ist und nach aktuellem Konsultationsstand auch nicht in die Festlegung „ZuBio“ der Bundesnetzagentur übernommen wird.

2. Ergänzungsbedarf: Einführung einer Nachfolgeregelung zur auslaufenden GasNZV

Wie in der Begründung zu Artikel Nr. 118 Buchstabe a RefE richtigerweise klargestellt wird, handelt es sich lediglich um eine *Übergangsregelung* für einen kurzen Zeitraum und für eine begrenzte Anzahl an bereits laufende Biomethanprojekten zum Zweck des Investitionsschutzes. Dies darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich ab dem 1.1.2026 die Rahmenbedingungen für den Anschluss von Biomethananlagen in Deutschland radikal verschlechtern.

Die GasNZV und mit ihr die besondere Regulierung der Netzeinspeisung von „Biogas“ (Wasserstoff, synthetisch erzeugtes Methan etc.) tritt zum 31.12.2025 außer Kraft. Damit entfallen auch die Regelungen für den Gasnetzanschluss von Biomethananlagen in §§ 31-36 GasNZV, speziell der Anspruch auf den vorrangigen Netzanschluss sowie die Regelungen zur Aufteilung der Netzanschlusskosten zwischen Anlagen- und Netzbetreiber. Für die Gasnetzeinspeisung von Biomethan und anderen Gasen, die unter die Definition von „Biogas“ im EnWG fallen, gelten dann nur noch die allgemeinen Regeln des EnWG, speziell § 17 Abs. 1 für den Gasnetzanschluss, was die Investitionskosten von Biomethananlagenbetreibern extrem erhöhen würde.

Die Gasnetzregulierung für Biomethan in §§ 31-36 GasNZV war ein zentraler Treiber für den bisherigen Ausbau der Biomethaneinspeisung in Deutschland sowie Voraussetzung für die zahlreichen Biomethanprojekte, die sich noch in Planung und Umsetzung befinden. Damit widerspräche eine ersatzlose Streichung zahlreichen politischen Vorgaben, insbesondere den Biomethan-Ausbaenzielen im [RePowerEU-Paket](#) und der [“Roadmap towards ending Russian energy imports”](#) der EU-Kommission, der novellierten [EU-Gasbinnenmarktrichtlinie \(RL EU 2024/1789\)](#), der novellierten [EU-Gasbinnenmarktverordnung \(VO EU 2024/1789\)](#) sowie dem Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung.¹

Im Folgenden wird dargelegt, warum die speziellen Regelungen zum Gasnetzzugang und Gasnetzanschluss, die sich jetzt in der GasNZV finden, nicht ersatzlos entfallen, sondern zeitnah durch *Nachfolgeregelungen* ersetzt werden müssen und wie die Nachfolgeregelungen insb. für den Gasnetzanschluss gefasst werden sollten. Für eine detailliertere Behandlung des Themas einer Nachfolgeregelung zur GasNZV wird auf das [aktuelle Positionspapier](#) verwiesen.

3.1. Vorschlag für Nachfolgeregelungen für den Netzanschluss in § 31-33 GasNZV

¹ Besonders relevante Textstellen sind: „Wir wollen alle Potenziale der Erneuerbaren Energien nutzen. Dazu gehören Sonnen- und Windenergie sowie **Bioenergie** [...] sowie **aus diesen hergestellte Moleküle**. [...] „Bioenergie spielt bei Wärme, Verkehr und steuerbarer Stromerzeugung eine wichtige Rolle. [...] Wir werden den **Biogasanlagen eine Zukunft** geben. [...] Die **EU-Gasbinnenmarktrichtlinie** werden wir zügig umsetzen.“

- **Vorrangiger Gasnetzanschluss von Biogasanlagen:** Biogasanlagen müssen einen vorrangigen Anspruch auf die technische und wirtschaftliche Nutzung der Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher haben; Netzbetreiber müssen verpflichtet werden, die Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher ggf. entsprechend anzupassen.
- **Privilegierung von Biogasanlagen bei den Netzanschlusskosten:** Der überwiegende Teil der Netzanschlusskosten muss vom Netzbetreiber getragen werden.
- **Erweiterung des Spielraums von Anlagen- und Netzbetreibern, auf individueller vertraglicher Basis von den gesetzlichen Vorgaben abzuweichen,** z.B. bei der Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses (96%-Kriterium). Dazu gehört auch, dass die Netzanschlüsse vom Biogasanlagenbetreiber errichtet und betrieben werden können. Eine größere Flexibilität bei der Vertragsgestaltung kann spezifischen Netzkonditionen vor Ort besser Rechnung tragen sowie betriebs- und volkswirtschaftliche Kosten einsparen.
- **Anpassung der Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher** Dies muss ggf. einschließen, dass aus unteren Druckstufen in höhere Druckstufen gespeist werden kann, um saisonale Biomethanspeicherung zu ermöglichen.
- **Regulierung für alle erneuerbaren Gase** (insb. Biomethan, synthetisches Methan und Wasserstoff).

3.2. Vorrangiger Gasnetzanschluss von Biogasanlagen

Biogasanlagen müssen einen vorrangigen Anspruch auf die technische und wirtschaftliche Nutzung der Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher haben; Netzbetreiber müssen verpflichtet werden, die Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher ggf. – auch wegen europarechtlicher Vorgaben – entsprechend anzupassen. Dabei sind ausreichend lange Abschreibungszeiträume von mindestens 15 (besser mind. 20) Jahren sicherzustellen.

Nach dem RePowerEU-Paket bedarf es der „Anpassung und Angleichung bestehender und dem Aufbau neuer Infrastrukturen für den Transport von mehr Biomethan über das Gasnetz der EU“ (RePowerEU-Paket, S. 11). Dabei kommt dem deutschen Gasnetz als Binnenland eine besondere Bedeutung zu.

Ferner zielen sowohl die Gasbinnenmarktverordnung als auch die Gasbinnenmarktrichtlinie in ihrer Gesamtheit darauf ab, die Erzeugung von nachhaltigem Biomethan zu fördern. Dies umfasst dann auch den Anschluss und den Zugang zum Gasnetz. Besonders deutlich wird dieses Ziel in Artikel 20 Abs. 1 und Art. 36 Abs. 1 VO EU 2024/1789, wenn dort Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber verpflichtet werden, verbindliche Kapazität für den Zugang der an ihr Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen für erneuerbares Gas (insbesondere Biomethan, synthetisches Methan und Wasserstoff) und kohlenstoffarmes Gas zu gewährleisten. Die Forderung nach einem Ausbau der Biogas- und Biomethanerzeugung unterstrich die EU-Kommission jüngst in ihrer „Roadmap towards ending Russian energy imports“: „[A]lternatives to natural gas imports should continue to be developed where possible, notably via [...] boosting the production of biogas and biomethane [...] in line with REPowerEU.“ (Abs. 3.1)

Für die Umsetzung dieser EU-Vorgaben lohnt sich der Blick in die Vergangenheit. Daraus lässt sich ableiten, dass der gesicherte und vorrangige Netzanschluss und sowie die gesicherte und vorrangige

Einspeisung ein zentraler Grund für den Erfolg beim Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor wie auch für den zügigen Ausbau der Biomethaneinspeisung zwischen 2006 und 2014 waren. Andere Länder haben diese Grundprinzipien erfolgreich übernommen und überholen uns gerade was die Errichtung neuer Biomethananlagen und die Produktion von Biomethan betrifft.

Daher sollte für die zukünftige Ausgestaltung der Gasnetzregulierung die bisherige GasNZV Vorbild sein. Dazu gehören insbesondere auch die **Netzanschlusspflicht**: Netzbetreiber müssen Biogasanlagen vorrangig anschließen (§ 33 Abs. 1 GasNZV).

3.3. Privilegierung von Biogasanlagen bei den Netzanschlusskosten

Zusätzlich zum vorrangigen Netzanschluss müssen und können Betreiber von Biogasanlagen bei den Netzanschlusskosten privilegiert werden. Der überwiegende Teil der Netzanschlusskosten muss vom Netzbetreiber getragen werden. Denn im RePowerEU-Paket schlägt die EU-Kommission „*vor, die wichtigsten Hindernisse im Hinblick auf eine gesteigerte nachhaltige Erzeugung und Verwendung von Biomethan anzugehen und seine Einführung in den Erdgasbinnenmarkt zu erleichtern, indem [...]*“

- *Anreize für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan geboten werden;*
- *die Anpassung und Angleichung bestehender und der Aufbau neuer Infrastrukturen für den Transport von mehr Biomethan über das Gasnetz der EU gefördert werden“ (S. 11)*

Auch die RL EU 2024/1788 besagt: „*Der Rahmen für die Berechnung und Erhebung von Anschlusskosten und -gebühren für Erzeuger von Biomethan spielt eine wichtige Rolle bei der Ermöglichung der Integration von nachhaltigem Biomethan in die Erdgasnetze der Union. Die Mitgliedstaaten sollten einen Rechtsrahmen schaffen, um einen effizienten Anschluss von Biomethanerzeugungsanlagen an die Fernleitungs- oder Verteilernetze zu erleichtern.*“ (Erwägungsgrund 137)

Dies wird in Art. 58 Abs. 1 RL EU 2024/1788 konkretisiert und normiert: „*Die Mitgliedstaaten sehen einen Regulierungsrahmen für Biomethanerzeugungsanlagen vor, der die Anschlussentgelte und -kosten, die ihnen durch den Anschluss an die Fernleitungs- oder Verteilernetze entstehen, regelt. Mit diesem Regulierungsrahmen wird sichergestellt, dass [...] dabei die Grundsätze der Transparenz und der Nichtdiskriminierung, das Erfordernis stabiler Finanzierungsrahmen für bestehende Investitionen, die Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas in dem betreffenden Mitgliedstaat und – sofern zweckmäßig – bestehende alternative Fördermechanismen für die verstärkte Nutzung von erneuerbarem oder kohlenstoffarmem Gas berücksichtigt werden.*“ (Art. 58 Abs. 1).

Im nationalen Recht konkretisiert § 33 GasNZV die allgemeine Regelung des EnWG zum Gasnetzanschluss noch bis 31.12.2025. Nach diesem Zeitpunkt würde dann § 17 EnWG gelten. Dort ist allerdings keine Kostentragungsregel für den Gasnetzanschluss von Biogasanlagen normiert, sodass nach allgemeinen Grundsätzen davon auszugehen ist, dass diese Kosten ausschließlich vom antragstellenden Anlagenbetreiber zu zahlen sind. Wiederum zeigt allerdings der Blick zurück, dass sich die differenzierende Regelung des § 33 GasNZV im Wesentlichen bewährt hat und in diversen europäischen Ländern zur Anwendung kommt. Wie oben beschrieben sollte deshalb die GasNZV Vorbild für die zukünftige Ausgestaltung der Gasnetzregulierung sein. Dazu gehört eben auch die **Kostenbegrenzung für Anlagenbetreiber**: Der Anteil von Biogasanlagenbetreibern an den Kosten des Gasnetzanschlusses wird insbesondere für den ersten Leitungskilometer (inkl. der Einspeiseanlage) und hinsichtlich der

darüberhinausgehenden Leitungskilometer auf 25 Prozent der dafür anfallenden Kosten begrenzt (§ 33 Abs. 1 GasNZV in der Auslegung aus dem Jahr 2010, siehe BR-Drs. 312/10, S. 91²).

Dies hat mehrere Gründe:

Effizienzanreize für Netzbetreiber: Ursprünglich wollte der Ordnungsgeber durch diese Kostenaufteilung gewährleisten, *„dass die Hauptverantwortung bei der Anschlussplanung beim Netzbetreiber liegt, gleichzeitig aber auch das Interesse des Biogaseinspeisers an einer effizienten Umsetzung des Netzanschlusses sichergestellt wird. Darüber hinaus wird gewährleistet, dass für den Netzbetreiber ein besonderer Anreiz zur kosteneffizienten Durchführung des Anschlusses besteht. Zu den Anschlusskosten zählen auch die Kosten für die Anlagen zur Qualitätsmessung und zur Verdichtung. Der Netzbetreiber ist Eigentümer des Anschlusses und ist für die Wartung verantwortlich.“* Diese Grundsätze gelten auch heute noch.

Berücksichtigung kleinerer- und mittlerer Unternehmen: Die Kosten für den Netzanschluss liegen bei rund 3 bis 5 Millionen Euro; allein für die Antragstellung fallen Kosten im vier- bis fünfstelligen Bereich an; aktuell liegen die Prüfkosten im Bereich von ca. 2.000 bis ca. 20.000 €, je nachdem, wie hoch der Detaillierungsgrad der Prüfung ist. Ein großes Potenzial für den Ausbau der Biomethanerzeugung in Deutschland liegt in der Umrüstung und ggf. Clusterung bestehender Biogasverstromungsanlagen. Die bestehenden Biogasanlagen werden in den meisten Fällen von Landwirten betrieben, also „kleinen“, nicht besonders finanzstarken Akteuren, die Investitionen überwiegend fremdfinanzieren müssen. Müssten die Betreiber von Biomethananlagen einen zu großen Anteil der Netzanschlusskosten tragen, wären Landwirte und damit der überwiegende Teil der bestehenden Biogasanlagen von der Biomethaneinspeisung ausgeschlossen. Dies würde der Aufforderung im RePower-Paket widersprechen, es sollten *„zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, um Erzeuger von Biogas zu ermutigen, Energiegemeinschaften zu bilden“* (S. 11).

Wettbewerbsfähigkeit von Biomethan ggü. Erdgas nicht verschlechtern: Biogasanlagenbetreiber müssen erhöhte Kosten für Gasnetzanschlüsse über den Biomethanpreis an ihre Kunden weitergeben. Dies verschlechtert die relative Wettbewerbsfähigkeit von Biomethan ggü. Erdgas, läuft also dem politischen Ziel, den Biomethananteil zu erhöhen, zuwider. Ein höherer Betreiberanteil an den Netzanschlusskosten führt also letztlich dazu, dass andere Maßnahmen, z.B. der CO₂-Preis auf Erdgas oder die EEG-Vergütung für Biomethan-Kraftwerke höher ausfallen müssen, um das gewünschte Ziel eines höheren Biomethan-Anteils zu erreichen.

² BR-Drs. 312/10, S. 91: *„Absatz 1 sieht vor, dass die Kosten für den Anschluss zu 75 Prozent vom Netzbetreiber zu zahlen sind. Die verbleibenden Kosten sind zu 25 Prozent vom Anschlussnehmer zu zahlen. Für den Netzanschluss und die Verbindungsleitung von bis zu einem Kilometer Länge wird eine Kostendeckelung eingefügt. Durch diese Kostenaufteilung wird gewährleistet, dass die Hauptverantwortung bei der Anschlussplanung beim Netzbetreiber liegt, gleichzeitig aber auch das Interesse des Biogaseinspeisers an einer effizienten Umsetzung des Netzanschlusses sichergestellt wird. Darüber hinaus wird gewährleistet, dass für den Netzbetreiber ein besonderer Anreiz zur kosteneffizienten Durchführung des Anschlusses besteht. Zu den Anschlusskosten zählen auch die Kosten für die Anlagen zur Qualitätsmessung und zur Verdichtung. Der Netzbetreiber ist Eigentümer des Anschlusses und ist für die Wartung verantwortlich. Die Kosten für Verbindungsleitungen mit einer Länge zwischen einem und zehn Kilometern Länge werden nach dem Schlüssel in Satz 1 und 2 geteilt, d.h. der Netzbetreiber trägt 75 Prozent und der Anschlussnehmer 25 Prozent der Kosten. Der Kostendeckel gilt in diesem Fall jedoch nicht. Soweit die Verbindungsleitung zehn Kilometer überschreitet, hat der Anschlussnehmer die darauf entstehenden Mehrkosten zu tragen. Damit werden Anreize für eine Optimierung der Standortwahl gesetzt. Der Netzbetreiber trägt insbesondere die Betriebskosten für die Messeinrichtungen und die Einrichtung für die Druckerhöhung.“*

3.4. Möglichkeit zur Abweichung von gesetzlichen Anforderungen auf individueller vertraglicher Basis

Größeren Anpassungsbedarf ggü. den geltenden Regeln der GasNZV sehen wir vor allem bei den **Möglichkeiten der Vertragsgestaltung in Bezug auf gesetzliche Vorgaben**. Die Regelungen der GasNZV sind sehr starr und ermöglichen im Rahmen der fortlaufenden Ausarbeitung der Kooperationsvereinbarung Gas (derzeit KoV XIV) nur in begrenztem Rahmen eine individuelle Ausgestaltung des Anschlussvertrags zwischen Anlagen- und Netzbetreiber. Obwohl sichere Rahmenbedingungen für Anlagenbetreiber unerlässlich sind, sollte die Gasnetzregulierung Anlagen- und Netzbetreibern doch einen angemessenen Spielraum einräumen, um vertragliche Regelungen zu treffen, die von den gesetzlichen Vorgaben abweichen, insofern dies gesamtwirtschaftlich optimal ist. Dabei bietet eine größere **Flexibilität bei der Vertragsgestaltung** das Potential, die betriebs- und volkswirtschaftlichen Kosten für Netzanschluss und Netzbetrieb zu senken. Dazu gehört insbesondere:

Abweichung vom 96%-Kriterium auf individueller vertraglicher Basis. Ursprünglich zielte das 96%-Kriterium darauf ab, den wirtschaftlichen Betrieb der Biogasanlage zu gewährleisten und zu garantieren.³ So können Kosten für den Netzanschluss reduziert werden, insofern dies zum Anlagenkonzept und den Netzgegebenheiten passt. Durch den Wegfall von zusätzlichen Investitionen zur Sicherstellung der Verfügbarkeit (z.B. redundante Technik für Wartung/Betriebsausfall, Technik für die Rückverdichtung ins nächste übergelagerte Netz) könnten erhebliche Kosten eingespart werden und auch den Netzanschluss erheblich beschleunigen.

Ausdrückliche Ermöglichung für die Einspeiser, die Einspeiseanlage selbst zu errichten und das Biomethan dann gemäß den Vorgaben des Netzbetreibers (Druck, Qualität etc.) **einzuspeisen**. Hierzu sind klare Vorgaben der Netzbetreiber, wie bereits jetzt über die DVGW G-260 und G-685 geregelt, zu definieren. Hierzu wäre es gut einen einheitlichen Kriterienkatalog zu entwickeln, der für alle Netzbetreiber bindend ist. Entsprechende netzdienliche Effekte durch die Einspeiser wie z.B. die zusätzliche Druckhaltung sind dem Einspeiser in angemessen Rahmen zu entlohnern. Somit könnte der Netzanschluss in diesen Fällen evtl. schneller realisiert werden, weil der Anlagenbetreiber anders als der Netzbetreiber den Bauauftrag nicht öffentlich ausschreiben muss.

Abweichung von der Vorgabe, dass immer der naheliegendste Netzverknüpfungspunkt zu wählen ist, auf individueller vertraglicher Basis. Der naheliegendste Netzverknüpfungspunkt sollte nur die Grundlage für die Ermittlung des Kostenanteils für den Anlagenbetreiber bilden (250.000 € für den ersten km Leitung inkl. Einspeiseanlage plus ggf. für weitere km-Leitung im Verhältnis ¼ zu ¾). Darüber hinaus anfallende Kosten im Falle des Anschlusses an einem weiter entfernten Verknüpfungspunkt mit dem Netz sollte der Netzbetreiber tragen. So könnten dennoch ggf. Kosten für Netzverstärkungsmaßnahmen vermieden werden, insofern dies zu den Netzgegebenheiten passt.

Auch das RePowerEU-Paket stützt den Ansatz, Anlagen- und Netzbetreiber auf individueller vertraglicher Basis von den allgemeinen Vorgaben abzuweichen. So zielt das Paket darauf ab, „die wichtigsten Hindernisse im Hinblick auf eine gesteigerte nachhaltige Erzeugung und Verwendung von Biomethan anzugehen und seine Einführung in den Erdgasbinnenmarkt zu erleichtern, indem [...]“

- Anreize für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan geboten werden;

³ BR-Drs. 312/10, S. 91/92.

- die Anpassung und **Angleichung** bestehender und der Aufbau neuer Infrastrukturen für den Transport von mehr Biomethan über das Gasnetz der EU gefördert werden“ (S. 11)

Ein Schritt hin zu einer „Angleichung“ wäre, dass vertragliche Abweichungen ermöglicht werden, sofern und soweit dies zu den Netzgegebenheiten und zum geplanten Anlagenbetrieb passt.

Auch die RL EU 2024/1788 besagt: „Der Rahmen für die Berechnung und Erhebung von Anschlusskosten und -gebühren für Erzeuger von Biomethan spielt eine wichtige Rolle bei der Ermöglichung der Integration von nachhaltigem Biomethan in die Erdgasnetze der Union. Die Mitgliedstaaten sollten einen Rechtsrahmen schaffen, um einen effizienten Anschluss von Biomethanerzeugungsanlagen an die Fernleitungs- oder Verteilernetze zu erleichtern.“ (Erwägungsgrund 137)

3.5. Anpassung der Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher

Der größte energiewirtschaftliche Vorteil der Biomethaneinspeisung ist, dass die Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher als saisonaler Speicher genutzt werden können, d.h. dass Biomethan im Sommer eingespeist und im Winter wieder entnommen werden kann. Wenn im Verteilnetzgebiet, an das die Biomethananlage angeschlossen ist, im Sommer nicht ausreichend Abnehmer vorhanden sind, ist eine Rückspeisung in diesen Monaten unerlässlich. Mit zunehmendem Rückgang der Gasverbraucher am Niederdruck-Verteilnetz und einem Ausbau der Biomethaneinspeisung ist davon auszugehen, dass der Gasfluss von niedrigen auf höhere Druckebenen sogar die Regel wird.

Erforderlich ist daher, dass **aus unteren Druckstufen in höhere Druckstufen gespeist werden kann, um saisonale Biomethanspeicherung zu ermöglichen**

3.6. Einheitliche Regulierung für alle erneuerbaren Gase (insbesondere Biomethan, synthetisches Methan und Wasserstoff)

Die Herstellung von synthetischem Methan aus grünem Wasserstoff und biogenem CO₂ ist eine wichtige Option, um das Potenzial von erneuerbarem Methan zu erhöhen und das Koppelprodukt der Biogasaufbereitung – das biogene CO₂ – wirtschaftlich zu nutzen. Bei der Methanisierung von grünem Wasserstoff an Biogasaufbereitungsanlagen wird das Biomethan und das synthetische Methan gemeinsam ins Gasnetz eingespeist.

Um diese Projekte zu ermöglichen, muss es also eine **einheitliche Regulierung für alle erneuerbaren Gase** (insb. Biomethan, synthetisches Methan und Wasserstoff) geben. In den Begriffsbestimmungen einer GasNZV-Nachfolgeregelung sollte deshalb bei der Definition von „Biogas“ weiterhin auf die entsprechenden Begriffsbestimmungen des EnWG verwiesen (§ 2 Nr. 8 GasNZV), wo nicht nur Biomethan, sondern auch Wasserstoff und andere grüne Gase als „Biogas“ definiert werden (§ 3 Nr. 10g EnWG).

3. Ergänzungsbedarf: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Im Zuge der Gesetzespakets sollten auch andere Regelwerke überarbeitet werden, bei denen sehr dringender Handlungsbedarf besteht. In Bezug auf die Bioenergie gilt dies insbesondere für das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Aktuell laufen tausende Bioenergieanlagen auf das Ende ihres EEG-Vergütungszeitraums zu und haben noch keinen Zuschlag für die im EEG vorgesehene Anschlussrege-

lung. Die dreifach überzeichnete Biomasse-Ausschreibung vom April zeigt den dringenden Handlungsbedarf. Das im Januar beschlossene **Biomassepaket ist jedoch aktuell weder von der EU genehmigt und adressiert zudem nur einen Teil des bestehenden Bioenergieanlagenparks**. So schnell wie möglich muss deshalb das Biomassepaket vom Januar genehmigt und das EEG durch ein **Biomassepaket 2.0** noch einmal überarbeitet werden. Die wichtigsten Anpassungen sind:

- Neuen und bestehenden Biogasanlagen, die in die EEG-Anschlussvergütung wechseln, muss wieder **mehr betriebswirtschaftliche Freiheit** in der Ausgestaltung ihres Anlagenkonzepts gegeben werden. Gleichzeitig muss es weiterhin geeignete Leitplanken für eine Überbauung und flexible Fahrweise geben. Wir schlagen für Biogasanlagen eine neue Vergütungssystematik vor: Das **Strommengenmodell**.
- Der **Maisdeckel** sollte gestrichen, mindestens aber an die analoge Regelung im GEG angeglichen werden (siehe oben).
- Das **Ausschreibungsvolumen** für Biomasse muss deutlich angehoben und bis 2032 verlängert werden.
- Alle **Höchstwerte, anzulegende Werte und bestehende Vergütungsansprüche** sowie der **Flexibilitätszuschlag** sollten deutlich erhöht und die Höchstwerte gesetzlich festgeschrieben werden.

Für eine umfassende Darstellung dieser und weiterer Vorschläge zur Änderung des EEG wird auf das entsprechende [Positionspapier der Bioenergieverbände](#) verwiesen.

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek

Leiterin

Tel.: 030-2758179-00

Email: rostek@bioenergie.de

Dr. Guido Ehrhardt

Referatsleiter Politik des Fachverband Biogas e.V. (FvB)

Tel.: 030-2758179-16

Email: guido.ehrhardt@biogas.org