

Positionspapier

Regulierung des Netzanschlusses von Biomethaneinspeise- anlagen (Nachfolgeregelung zu §§ 31-33 GasNZV)

Stand: 28.01.25

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. Vorschlag für Nachfolgeregelungen für den Netzanschluss in § 31-33 GasNZV	5
1.1. Bestandsschutz für bereits beantragte Netzanschlussverfahren	5
1.2. Vorrangiger Gasnetzanschluss von Biogasanlagen	5
1.3. Privilegierung von Biogasanlagen bei den Netzanschlusskosten	6
1.4. Möglichkeit zur Abweichung von gesetzlichen Anforderungen auf individueller vertraglicher Basis	8
1.5. Anpassung der Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher	9
1.6. Einheitliche Regulierung für alle erneuerbaren Gase (insbesondere Biomethan, synthetisches Methan und Wasserstoff)	9
2. Bewertung des BDEW-Diskussionspapiers zur Weiterentwicklung der Gasnetzregulierung für die Biomethaneinspeisung	10
2.1. Themengebiet Umbau der Gasinfrastruktur (Umstellung auf Wasserstoff; Stilllegung)	10
2.1.1. Einfluss der Regulierung der Biomethaneinspeisung auf den Umbau der Gasinfrastruktur (Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher)	10
2.1.2. Ausweisung von Vorranggebieten als Voraussetzung für den Gasnetzanschluss von Biogasanlagen	11
2.2. Themengebiet Infrastrukturkosten	12
2.2.1. Grundsätzliches zu den Infrastrukturkosten des Ausbaus der Biomethaneinspeisung	12
2.2.2. Ablehnung von Netzanschlussbegehren mit Verweis auf Gesamtkosten für den Netzbetreibern	12
2.2.3. Mindestverfügbarkeit weiterentwickeln	13
2.2.4. Festlegung von Mindesteinspeisemengen	13
2.2.5. Kostenteilungsregelung: Berücksichtigung der Kosten für Rückverdichtung in höhere Druckstufen	14
Anhang: Vorschläge für die Senkung der Netzanschlusskosten von Biomethaneinspeiseanlagen	16

Das Wichtigste in Kürze

Übergangsregelung: Unabhängig davon, wie die Nachfolge zu den Gasnetzanschlussregeln in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) im Detail geregelt wird, muss im Sinne des Investitions- und Vertrauensschutzes **so schnell wie möglich klargestellt werden, dass sowohl für bestehende Anlagen als auch für Anlagen, für die bis zum 31.12.2025 ein Einspeisebegehren gestellt wurde, die bisherigen Regelungen der GasNZV gelten. Die Branche benötigt Bestands- und Investitionsschutz.**

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 Biomethan vor.
- **Erweiterung des Spielraums von Anlagen- und Netzbetreibern, auf individueller vertraglicher Basis von den gesetzlichen Vorgaben abzuweichen.** Eine größere Flexibilität bei der Vertragsgestaltung kann spezifischen Netzkonditionen vor Ort besser Rechnung tragen sowie betriebs- und volkswirtschaftliche Kosten einsparen.
- **Bestandsschutz für bereits beantragte Netzanschlussverfahren.** Dazu ist eine Übergangsregelung erforderlich.

Der Netzanschluss in Deutschland ist im europäischen Vergleich unnötig teuer. Unabhängig von den Regelungen zum Gasnetzanschluss sollten deshalb **weitere Maßnahmen zur Kostensenkung** ergriffen werden.

Vorbemerkung

Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und mit ihr die besondere Regulierung der Netzeinspeisung von „Biogas“ tritt zum 31.12.2025 außer Kraft. Für die Gasnetzeinspeisung von Biomethan und anderen Gasen, die unter die Definition von „Biogas“ im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) fallen (Wasserstoff, synthetisch erzeugtes Methan etc.; § 3 Nr. 10g EnWG), gelten dann folglich nur noch die allgemeinen Regeln des EnWG, speziell § 17 Abs. 1 für den Gasnetzanschluss und § 20 Abs. 1 und Abs. 1b für den Gasnetzzugang.

Dies stellt einen gravierenden Einschnitt in die Entwicklung der Biogas- und Biomethanerzeugung in Deutschland dar. Die spezielle Gasnetzregulierung für Biomethan in §§ 31-36 GasNZV waren ein zentraler Treiber für den bisherigen Ausbau der Biomethaneinspeisung in Deutschland sowie Voraussetzung für zahlreiche Biomethanprojekte, die sich noch in Planung und Umsetzung befinden. Eine ersatzlose Streichung dieser Regelungen, insbesondere in Bezug auf Gasnetzanschluss und Gasnetzzugang stellen eine deutliche Verschlechterung der Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung in Deutschland dar. Damit widerspräche eine ersatzlose Streichung zahlreichen politischen Vorgaben, insbesondere den Biomethan-Ausbauzielen im [RePowerEU](#)-Paket der EU-Kommission, der novellierten [EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie \(RL EU 2024/1789\)](#) sowie der novellierten [EU-Gasbinnenmarktverordnung \(VO EU 2024/1789\)](#).

Im Folgenden legen die Bioenergieverbände dar, 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.

In Bezug auf den Gasnetzzugang von Biogasanlagen (und anderen Anlagen zur Produktion grüner Gase) hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Mai 2024 bereits mit einem Festlegungsverfahren begonnen, in dessen [erstem Entwurf](#) die BNetzA die weitgehende Fortführung der bisherigen Regelungen zum Gasnetzzugang vorsieht. Eine zweite Konsultation läuft.

Die Regulierung des Gasnetzanschlusses von Biogasanlagen (insbesondere § 33 GasNZV: Kostenteilungsregelung, 96%-Mindestverfügbarkeit etc.) klammert die BNetzA jedoch bewusst aus. Hier muss also eine Umsetzung in Form einer Verordnung oder eines Gesetzes erfolgen.

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

1. Übergangsregelung: Unabhängig davon, wie die Nachfolge zu den Gasnetzanschlussregeln im Detail geregelt wird, muss im Sinne des Investitions- und Vertrauensschutzes **so schnell wie möglich klargestellt werden, dass sowohl für bestehende Anlagen als auch für Anlagen, für die bis zum 31.12.2025 ein Einspeisebegehren gestellt wurde, die bisherigen Regelungen der GasNZV gelten.**

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. entsprechend anzupassen.

3. Privilegierung von Biogasanlagen bei den Netzanschlusskosten: Der überwiegende Teil der Netzanschlusskosten muss vom Netzbetreiber getragen werden.

4. 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). Eine größere Flexibilität bei der Vertragsgestaltung kann spezifischen Netzkonditionen vor Ort besser Rechnung tragen sowie betriebs- und volkswirtschaftliche Kosten einsparen.

5. 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.

6. Einheitliche Regulierung für alle erneuerbaren Gase (insb. Biomethan, synthetisches Methan und Wasserstoff).

1.1. Bestandsschutz für bereits beantragte Netzanschlussverfahren

Die Regulierung der Biomethaneinspeisung in der GasNZV treten zum 31.12.2025 außer Kraft. Für die Gasnetzeinspeisung von Biomethan gelten dann folglich nur noch die allgemeinen Regeln des EnWG, speziell § 17 Abs. 1 EnWG für den Gasnetzanschluss. Insbesondere ein ersatzloser Entfall der Netzanschlusspflicht, der Kostenbegrenzung für Anlagenbetreiber, der dauerhaften Verfügbarkeit des Netzanschlusses sowie der vorrangigen Durchleitung würden massive Verschlechterungen darstellen.

Unabhängig davon, wie die Nachfolgeregelungen im Detail ausgestaltet sind, muss deshalb im Sinne des Investitions- und Vertrauensschutzes so schnell wie möglich klargestellt werden, dass **sowohl für bestehende Anlagen als auch für Anlagen, für die bis zum 31.12.2025 ein Einspeisebegehren gestellt wurde, die bisherigen Regelungen der GasNZV gelten.**

1.2. 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 Gasbinnenmarkttrichtlinie 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.

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).

1.3. 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. 91¹).

Dies hat mehrere Gründe:

- 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. 15.000 €, je nachdem, wie hoch der Detaillierungsgrad der Prüfung ist. Ein großes Potenzial für den Ausbau der Biomethanherzeugung 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

¹ 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 Kostendeckelung 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.“

„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.

1.4. 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.² 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 angemessenen Rahmen zu entlohnen. 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

² BR-Drs. 312/10, S. 91/92.

Verhältnis $\frac{1}{4}$ zu $\frac{3}{4}$). Darüber hinaus anfallende Kosten im Falle des Anschlusses an einem weiterentfernten 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;
- 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)

1.5. 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**

1.6. 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).

2. Bewertung des BDEW-Diskussionspapiers zur Weiterentwicklung der Gasnetzregulierung für die Biomethaneinspeisung

Der Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) hat in einem [Diskussionspapier](#) Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der Gasnetzregulierung für die Biomethaneinspeisung dargestellt.

2.1. Themengebiet Umbau der Gasinfrastruktur (Umstellung auf Wasserstoff; Stilllegung)

2.1.1. Einfluss der Regulierung der Biomethaneinspeisung auf den Umbau der Gasinfrastruktur (Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher)

Der BDEW sieht in der Vorgabe, dass der Netzbetreiber den Gasnetzzugang für Biomethananlagen an 96 Prozent des Kalenderjahres sicher zu stellen habe (§ 33 Abs. 2 Satz 1 GasNZV), einen möglichen Konflikt mit der politisch oder wirtschaftlich bedingten Umstellung von Gasabschnitten auf Wasserstoff oder der Stilllegung von Netzabschnitten.

Bewertung

Diese **Beschreibung der Herausforderungen** zwischen der Gasnetzregulierung der Biomethaneinspeisung und dem Umbau der Gasinfrastruktur **teilen wir in dieser Form nicht**.

Erstens: Technische Spannungsverhältnisse zwischen der Biomethaneinspeisung und dem Umbau der Gasinfrastruktur entstehen bestenfalls nur langfristig und in einzelnen Regionen.

- **Für den Wasserstoffhochlauf wird nur ein kleiner Teil der heutigen Methaninfrastruktur benötigt.** In den [BMWK-Langfristszenarien](#) werden in Deutschland für den vollständigen Wasserstoffhochlauf bis 2045 ca. 7.200 bis 8.000 km Wasserstoffnetz benötigt, die zu rund 90 Prozent auf Umwidmungen von Methanetzen zurückgehen. Dem gegenüber steht ein heutiger Bestand von 40.000 Kilometern Fernleitungsnetz und 550.000 Kilometer Verteilnetz, die für die Einspeisung, den Transport und die Speicherung von Methan geeignet sind. Zudem bestehen bereits heute redundante Strukturen, sodass Methan- und Wasserstoffnetze parallel betrieben werden können.
- Ein Teil der deutschen Gasinfrastruktur wird auf absehbare Zeit für den **innereuropäischen Methantransit bzw. Import nach Europa benötigt**.
- **Von Stilllegungen sind vor allem Niederdruck-Verteilnetze betroffen;** Biomethananlagen speisen aber vor allem über Mittel- und Hochdruck-Verteilnetze ein und ein Transport zu Speichern oder Großabnehmer erfolgt über Fernleitungen.

Zweitens: Insofern es perspektivisch in Einzelfällen zu technischen Konflikten zwischen Wasserstoffhochlauf und Biomethaneinspeisung kommen sollte, bestehen Möglichkeiten, diesen Konflikt aufzulösen:

- **Methanisierung des Wasserstoffs:** Der Wasserstoffhochlauf kann in bestimmten Netzabschnitten über methanisierten Wasserstoff erfolgen; Biomethan kann das dafür notwendige CO₂ liefern.

- **Umstellung auf Dampfreformierung:** Biogasanlagen können von der Gasaufbereitung (Biometan) auf die Dampfreformierung (Wasserstoff) umstellen und so auch in Wasserstoffnetze einspeisen.
- **Verlegung von Einspeisepunkten:** Einspeisepunkte können von umzustellenden bzw. still zu legenden Netzabschnitten auf andere Netzabschnitte verlegt werden.

Drittens: Es ist keine oder nur eine geringe Anpassung der Regulierung der Biomethaneinspeisung notwendig, um in Einzelfällen bestehende Konflikte aufzulösen:

- **Bestehende Vorgaben der wirtschaftlichen Zumutbarkeit:** Grundsätzlich haben Netzbetreiber bereits heute die Möglichkeit, in Einzelfällen Einspeisebegehren abzulehnen, insofern ein Anschluss wirtschaftlich unzumutbar wäre (§ 33 Abs. 8 GasNZV i.V.m. § 17 Abs. 2 EnWG).
- **Neue Vorgabe zum Umgang mit Bestandskunden:** Unabhängig von der Regulierung der Biomethaneinspeisung im speziellen, müssen ohnehin Regeln für den Fall geschaffen werden, dass ein Gasnetz stillgelegt oder auf Wasserstoff umgestellt werden soll, sich aber noch bestehende Methanverbraucher am Netz befinden. Diese könnte ggf. auf Biomethananlagen übertragen werden; eine Einschränkung der speziellen Regulierung der Biomethaneinspeisung ist demnach unnötig.

2.1.2. Ausweisung von Vorranggebieten als Voraussetzung für den Gasnetzanschluss von Biogasanlagen

Zur Auflösung vermeintlicher Spannungsverhältnisse zwischen Biomethaneinspeisung einerseits und dem Umbau der Gasinfrastruktur andererseits stellt der BDEW zur Diskussion, im Rahmen einer zentralen Planung Netzgebiete daraufhin zu überprüfen, ob sie sich auch langfristig für die Einspeisung von Biomethan eignen (Biomethan-Vorranggebiet) oder ob eher eine Stilllegung oder Umstellung auf Wasserstoff zu erwarten ist, und die spezielle Regulierung der Biomethaneinspeisung auf Anlagen bzw. Gasnetze in diesen Vorranggebiete zu beschränken.

Bewertung

Eine zentrale Zusammenstellung von Informationen auf deren Basis Marktakteure einschätzen können, wie sich die Rahmenbedingungen für den Betrieb einer Biomethananlage an einem bestimmten Standort mittel- bis langfristig zu entwickeln werden, wäre durchaus zu begrüßen. Dazu gehören beispielsweise Prognosen zur Entwicklung des Gasverbrauchs, Pläne zum Umbau der Gasinfrastruktur, bereits vorhandene Biogasanlagen sowie Biomassepotenziale. Tatsächlich sind viele dieser Informationen bereits aus den kommunalen Wärmeplänen ggf. in Verbindung mit der Netzentwicklungsplanung der Gasnetzbetreiber ablesbar.

Klar abzulehnen ist jedoch, aus einer solchen Informationssammlung rechtsverbindliche Konsequenzen bzgl. der Rechte und Pflichten von Gasnetz- und Biogasanlagenbetreibern zu ziehen. Alle relevanten Parameter unterliegen hohen Unsicherheiten, Einschätzungen dazu ändern sich regelmäßig und die Ableitung möglicher politischer Konsequenzen wie der Ausweisung von „Vorranggebieten“ variiert mit jeweils aktuellen politischen Prioritäten. Aus gutem Grund werden die Netzentwicklungsplanung der Verteilnetzbetreibern sowie die kommunalen Wärmepläne regelmäßig überarbeitet und haben keine unmittelbaren rechtlichen Konsequenzen für Marktakteure. **Die Gasnetzregulierung von Biometan mit der Ausweisung von „Vorranggebieten“ zu verknüpfen, schafft beträchtliche Investitionsunsicherheit** und widerspricht damit direkt den Vorgaben der novellierten Gasbinnenmarkttrichtlinie und der novellierten Gasverordnung, die Rahmenbedingungen für Investitionen in die Biomethaneinspeisung zu verbessern.

2.2. Themengebiet Infrastrukturkosten

2.2.1. Grundsätzliches zu den Infrastrukturkosten des Ausbaus der Biomethaneinspeisung

Der BDEW weist auf die Infrastrukturkosten hin, die beim Anschluss von Biomethananlagen ans Gasnetz und ggf. Netzverstärkungsmaßnahmen für die Rückspeisung auf höhere Druckebenen anfallen können.

Bewertung

Selbstverständlich müssen die Kosten für die Defossilisierung der Gasversorgung immer im Auge behalten und möglichst geringgehalten werden. Jedoch sollte man die Infrastrukturkosten, die beim Hochlauf der Biomethaneinspeisung entstehen, immer **ins Verhältnis zur jeweiligen Alternative setzen, nämlich dem Aufbau eines Wasserstoffnetzes.**

Gemäß der [BMWK-Langfristszenarien](#) fallen für die Umwidmung von Methannetzen auf Wasserstoff, die für die Errichtung eines Wasserstoffkernnetzes in Länge von 7.200 bis 8.000 km bis 2045 notwendig ist, Infrastrukturkosten in Höhe von 15 bis 18 Milliarden Euro allein auf der Fernleitungsnetzebene an. Diese Kosten sowie die analogen Kosten auf Verteilnetzebene lassen sich reduzieren, wenn durch die **Verwendung von erneuerbarem Methan die Umwidmungen entsprechend geringer ausfallen.**

2.2.2. Ablehnung von Netzanschlussbegehren mit Verweis auf Gesamtkosten für den Netzbetreibern

Der BDEW stellt zur Diskussion, dass zukünftig im Rahmen einer Netzzugangsprüfung betrachtet wird, welche Kosten dem Netzbetreiber durch einen konkreten Netzanschluss inkl. möglicher Netzverstärkungsmaßnahmen über eine angenommene Betriebszeit entstehen, und diese Betrachtung als Ablehnungsgrund für ein Netzanschlussbegehren dienen kann.

Bewertung

Ohne einen konkreten Vorschlag, wie die Gesamtkosten eines Netzanschlusses objektiv und transparent ermittelt und inwiefern auf dieser Basis eine Netzanschlussbegehren abgelehnt werden kann, **ist der Vorschlag abzulehnen.**

Selbstverständlich sollten die **Infrastrukturkosten für den Hochlauf der Biomethaneinspeisung möglichst geringgehalten** werden. Dies lässt sich jedoch besser gestalten, indem:

- **Anlagen- und Netzbetreibern eine größere Flexibilität bei der individuellen Ausgestaltung von Netzanschlussverträgen gegeben wird**, so dass sie einvernehmlich möglichst günstige Konzepte realisieren können. Sollte der Netzbetreiber tatsächlich Möglichkeiten zur Senkung der Netzintegrationskosten identifizieren, könnte er einen Teil dieser Kosteneinsparungen an den Anlagenbetreiber im Gegenzug zu Änderungen der Anschlussmodalitäten weitergeben. Dazu gehört beispielsweise eine Abweichung von der ganzjährigen Verfügbarkeit des Netzanschlusses oder die Wahl eines anderen Standorts für den Netzanschluss.
- Generell sollen die **Kosten für Errichtung und Betrieb von Netzanschlüssen gesenkt** werden. Vorschläge dazu finden sich im Anhang dieses Positionspapiers.

2.2.3. Mindestverfügbarkeit weiterentwickeln

Der BDEW stellt zur Diskussion, die Verpflichtung der Netzbetreiber zu überarbeiten, die Verfügbarkeit des Netzanschlusses an 96 Prozent des Jahres sicher zu stellen. Dies soll gesamtwirtschaftlich günstigere Konzepte anreizen. Konkret könnte die 96%-Anforderung durch „flexible, aber planbare Ansätze“ ersetzt werden, die „regionale Bedarfe stärker einbeziehen“. Mögliche Ansätze seien:

- „individuell vertraglich zu verhandelnde Verfügbarkeiten“, wobei Nachteile für den Anlagebetreiber durch eine geringere Verfügbarkeit kompensiert werden müssten; sowie
- verbindliche unterjährige Einspeise-Kapazitätsbuchungen

Bewertung

Grundsätzlich können unter bestimmten Bedingungen Konzepte, bei denen der Netzanschluss nicht 96-Prozent des Jahres verfügbar ist, gesamtwirtschaftlich günstiger sein. Dies ist jedoch stark vom Standort abhängig.

Aus diesem Grund ist es auch sinnvoll, **Anlagen- und Netzbetreiber mehr Flexibilität bei der individuellen Ausgestaltung des Netzanschlussvertrags zu gewähren, auch bei der Mindestverfügbarkeit** des Netzanschlusses. Wenn ein Netzbetreiber Möglichkeiten identifiziert, durch eine geringere Verfügbarkeit die Gesamtkosten eines Netzanschlusses zu senken, dann kann er dem Anlagenbetreiber einen Teil dieser Kosteneinsparung weitergeben; im Gegenzug akzeptiert der Anlagenbetreiber die vom Netzbetreiber vorgeschlagene Verfügbarkeit.

Eine **pauschale Streichung, Absenkung oder Einschränkung der 96%-Anforderung ist jedoch klar abzulehnen**. Sie widerspricht den Vorgaben der Gasbinnenmarkttrichtlinie sowie der Gasverordnung. Der gesicherte und vorrangige Netzanschluss und sowie die gesicherte und vorrangige Einspeisung war 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.

2.2.4. Festlegung von Mindesteinspeisemengen

Bei Biomethananlagen, die nur geringe Mengen in das Netz einspeisen, sind die spezifischen Kosten für den Netzanschluss vergleichsweise hoch. Um Infrastrukturkosten einzusparen, stellt der BDEW zur Diskussion, Mindesteinspeisemengen festzulegen. Kleine Biogasanlagen müssten dann ggf. mit anderen Anlagen mittels Rohgas-Sammelleitungen für eine gemeinsame Gasaufbereitung und Biomethaneinspeisung zusammengeschlossen werden.

Dabei spricht sich der BDEW gegen einen festen Grenzwert aus. Vielmehr sollte bei jedem Anschlussbegehren individuell geprüft werden, ab welcher Biomethanmenge ein Anschluss an dem betreffenden Einspeisepunkt gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist.

Bewertung

Die Bioenergieverbände sehen es auch als sinnvoll an, kleine Biogasanlagen vor dem Anschluss an das Gasnetz mittels Rohgas-Sammelleitungen für eine gemeinsame Aufbereitung und Einspeisung zusammen zu schließen. Solche **Biogas-Cluster sollten regulatorisch erleichtert werden, z.B. durch ein im Gesetz verankertes Recht zur Verlegung von Rohgas-Sammelleitungen bei Grundstücken im Eigentum der öffentlichen Hand** (wie auch für Stromleitungen in § 11a EEG 2023).

Einen **dringenden regulatorischen Handlungsdruck bei der Gasnetzregulierung sehen wir an dieser Stelle nicht**. Die Einspeisebegehren von sehr kleinen Biogasanlagen in den Jahren 2022 und 2023 wurden durch die zeitweise sehr hohen Preise bei der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) im Kraftstoffsektor ausgelöst. Inzwischen sind die THG-Quotenpreise gegenüber der Preisspitze um ca. 75 Prozent gefallen und sehr viele Einspeiseprojekte, insbesondere von kleinen Anlagen, wurden zurückgestellt.

Insofern eine Mindesteinspeisemenge festgelegt wird, schlagen wir folgende Ausgestaltung vor:

- Für Anschlussbegehren bzw. Anschlüsse, deren Einspeisung **oberhalb von 150 m³ Biomethan pro Stunde** liegt (gemessen am Einspeisepunkt), **können sich Anschlussnehmer auf die vollen Rechte der Biomethan-Regulierung berufen kann** (Netzanschlusspflicht, Kostenbegrenzung, dauerhafte Verfügbarkeit des Netzanschlusses, vorrangige Durchleitung etc.)
- Für Anschlussbegehren bzw. Anschlüsse, deren **Einspeisung unterhalb von 150 m³ Biomethan pro Stunde entfällt die Anschlusspflicht und die Kostenbegrenzung. Vielmehr gelten für den Netzanschluss nur die Regeln des EnWG** (nicht-diskriminierender Zugang; § 17 Abs. 1 und 2 EnWG) und die Kostenbegrenzung wird durch einen fixen Baukostenzuschuss vom Netzbetreiber ersetzt. Alle weiteren Aspekte der Biomethan-Regulierung (dauerhafte Verfügbarkeit des Netzanschlusses, vorrangige Durchleitung etc.), gelten weiterhin.
- **Eine individuelle Prüfung, die ggf. auch höhere Mindesteinspeisemengen ergeben können, ist klar abzulehnen.** Individuelle Prüfungen verringern die Investitionssicherheit, weil diese sehr intransparent und kaum objektiv nachprüfbar ist, und verzögern das bereits sehr langwierige Anschlussverfahren. Eine Abweichung von den Vorgaben sollte ohnehin auf individueller vertraglicher Basis möglich sein.

2.2.5. Kostenteilungsregelung: Berücksichtigung der Kosten für Rückverdichtung in höhere Druckstufen

Der BDEW stellt zur Diskussion, die Kosten für eine Rückverdichtung in höhere Druckstufen bzw. eine direkte Einspeisung in das Hochdrucknetz in die Gesamtkosten für den Netzanschluss einzubeziehen.

Bewertung

Der Vorschlag ist abzulehnen.

Erstens: Die Einspeisung von Biomethan in höhere Druckebenen über Rückverdichtung oder direkten Anschluss sind energie- und klimapolitisch sehr sinnvoll und sollten nicht behindert werden.

Der größte energiewirtschaftliche Vorteil der Biomethaneinspeisung ist, dass die Gasinfrastruktur als saisonaler Speicher genutzt werden kann, 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.

Zweitens: Keine Pönalisierung von „First-Movern“

Es ist absehbar, dass mit sinkendem Erdgasverbrauch und dem Ausbau der dezentralen Biomethaneinspeisung sich immer öfter die Gasflüsse in den unteren Druckstufen umkehren bis die Hochspeisung sogar zur Regel wird. Wenn die Investitionskosten für Netzverstärkungsmaßnahmen, die für eine Rückspeisung notwendig sind, auf die Anlagenbetreiber gewälzt werden, führt dies zu einer überproportionalen Belastung von Anlagen, die zuerst angeschlossen werden, während spätere Anlagen die dann bereits ausgebaute Rückspeiseinfrastruktur bereits nutzen können, ohne zusätzlich belastet zu werden. Diese Ungleichbehandlung ist nicht sachgerecht und im Sinne des Ausbaus der Biomethaneinspeisung auch nicht zielführend.

Drittens: Berücksichtigung kleinerer- und mittlerer Unternehmen

Wie oben beschrieben liegt ein großes Potenzial für den Ausbau der Biomethanerzeugung in Deutschland in der Umrüstung und ggf. Clusterung bestehender Biogasverstromungsanlagen, die von „kleinen“, nicht besonders finanzstarken Akteuren betrieben werden. Eine zu hohe finanzielle Belastung dieser Akteure, wäre der überwiegende Teil der bestehenden Biogasanlagen von der Biomethaneinspeisung ausgeschlossen.

Viertens: 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.

Anhang: Vorschläge für die Senkung der Netzanschlusskosten von Biomethaneinspeiseanlagen

Der Netzanschluss in Deutschland ist im europäischen Vergleich unnötig teuer. Während in Deutschland ein typischer Netzanschluss 3 bis 5 Millionen Euro kostet, kann in Frankreich ein analoger Netzanschluss für 1 bis 2 Millionen Euro errichtet werden. Die Bioenergieverbände schlagen folgende **Maßnahmen zur Kostensenkung** vor:

- **Flexibilisierung bei der Vertragsgestaltung:** Wie oben beschrieben sind die Vorgaben der Gas-NZV sehr starr und ermöglichen nur in begrenztem Rahmen eine individuelle Ausgestaltung des Anschlussvertrags zwischen Anlagen- und Netzbetreiber. Dabei bietet eine größere Flexibilität bei der Vertragsgestaltung das Potential, die betriebs- und volkswirtschaftlichen Kosten für Netzanschluss und Netzbetrieb zu senken (siehe oben). Es wird daher explizit gefordert, dass eine bilaterale Einigung zwischen Einspeiser und Gasnetzbetreiber möglich ist.
- **Standardisierter Netzanschluss:** Der Föderalismus im Gasnetz hat zur Folge, dass 720 Gasnetzbetreiber den Netzanschluss von Biomethananlagen regeln und somit eine extrem große Varianz bei der Ausgestaltung der Netzanschlüsse und den damit verbundenen Vorgaben vorliegt. Das erhöht den Aufwand zur Erfüllung der Netzanschlussbedingungen erheblich, da kein standardisierter Netzanschluss möglich ist. Eine stärkere Standardisierung bei der Technik würde die Kosten senken und die Netzanschlussgeschwindigkeit erheblich erhöhen.
- **Brennwerteinstellung:** Beispiele aus dem Ausland zeigen, dass die Brennwertanpassung mit Propangas nicht immer notwendig ist. Intelligente Simulationen, Brennwertrekonstruktionssysteme (Transportnetz) und Beispiele aus Dänemark zeigen hier einen erheblichen Hebel für Kostensenkungen.
- **Messtechnik:** Projekte im Ausland zeigen ferner, dass die bisher in Deutschland notwendigen Gaschromatographen zur Ermittlung der Gasqualität auch mit niedrigeren Genauigkeiten und technischen Ausstattungen möglich sind. Hierzu sollte auch nochmal mit der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) über Erleichterungen im Eichrecht verhandelt werden. Teilweise werden Herstellerlisten von zugelassener Messtechnik durch die Netzbetreiber und Behörden vorgeschlagen. Das sorgt für Transparenz und Kostenoptimierung. Denkbar wäre es auch eichfähige Kalorimeter zuzulassen, die die Abrechnungsvorgaben erfüllen.
- **DVGW-Standards überarbeiten:** Das DVGW-Regelwerk wurde in den letzten Jahren weiterentwickelt, wobei der dringend notwendigen Kostensenkungsbedarf nicht vorrangig berücksichtigt wurde. Es wird daher angeregt im DVGW eine Prüfung und Anpassung aller Regelwerke auf Kostensenkungspotential vorzunehmen. Auch eine PTB-Zulassung sollte angepasst werden an andere Länder.

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

Dr. Andrea Bauer
Referatsleiterin Energierecht & -handel des Fachverband Biogas e.V. (FvB)
Tel.: 08161-9846-806
Email: andrea.bauer@biogas.org