

Stellungnahme zum

Entwurf des Bundes- wirtschaftsministeriums zur Umsetzung des europäischen Gas- und Wasserstoffbinnen- marktpakets vom 4.11.2025

Stand: 24.11.25

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. Zur Trennung von Netzanschlüssen: Kappungsfrist für Biomethaneinspeiseanlagen auf 20 Jahre nach Inbetriebnahme verlängern (Ergänzung von § 17k RefE EnWG)	5
2. Zur Notwendigkeit von Nachfolgeregelungen für den Netzanschluss von Biomethaneinspeiseanlagen	6
3. Zur Verringerung der Erdgasnachfrage als Anknüpfungspunkt für die Erstellung eines Entwicklungsplans (§ 16 Abs. 2 RefE EnWG)	7
4. Weitere Anmerkungen zum Referentenentwurf	7
4.1. Zur Übergangsregelung der deutschlandweiten Kostenwälzung (§ 17 Abs 1 1b RefE EnWG)	7
4.2. Zu den bei der Erstellung von Verteilernetzentwicklungsplänen zu berücksichtigenden Annahmen	8
4.3. Zu den Festlegungskompetenzen der BNetzA in §§ 20 Abs. 4, 21 Abs. 3 RefE EnWG	8
Anhang: Vorschlag für Nachfolgeregelungen für den Netzanschluss von Biomethaneinspeiseanlagen	9
Kostenteilung und Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses	9
Bedeutung der Kostenteilung	9
Bedeutung des Anspruchs auf eine 96%ige Verfügbarkeit des Netzanschlusses (Mindestverfügbarkeit)	10
Senkung der Infrastrukturkosten durch Flexibilität bei der Vertragsgestaltung & Umstellung der Kostenteilung auf Referenzkosten	10
Entgelte für vermiedene Netzkosten (§ 20a GasNEV)	11

Das Wichtigste in Kürze

Das **europäische Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpaket** gibt den Mitgliedsstaaten vor, die Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung insbesondere beim **Zugang zu Infrastruktur und Markt zu verbessern**, um die Biomethaneinspeisung auszuweiten. Dieser Vorgabe wird der vorliegende Referentenentwurf (RefE) nicht gerecht. Wir sehen dringenden Nachbesserungsbedarf insbesondere in folgenden Punkten.

Erstens: 10-jährige Kappungsfrist für Netzanschlüsse von Biomethaneinspeiseanlagen

Die mit dem RefE neu geschaffene Möglichkeit, dass Verteilnetzbetreiber die Netzanschlüsse von Biomethananlagen mit einem Vorlauf von 10 Jahren Netzanschlüsse entschädigungslos kündigen können, wird dazu führen, dass der **Anschluss von Biogasanlagen** an das Gasnetz **vollständig zum Erliegen** kommt. Damit stellt die 10-jährige Kappungsfrist für Netzanschlüsse von Biomethananlagen einen eindeutigen **Bruch des Europarechts** dar. Darüber hinaus ist sie ein **massiver Eingriff in den Investitions- und Bestandsschutz** bestehender Einspeiseanlagen. Die Regelung ist so auszugestalten, dass:

- Einspeiseanlagen für erneuerbare Gase nur dann vom Netz getrennt werden dürfen, wenn ein Weiterbetrieb dem **Gemeinwohlinteresse** und **nicht nur den wirtschaftlichen Interessen des Netzbetreibers** widersprechen würde;
- die Trennung einer Anlage **frühestens 20 Jahre ab Inbetriebnahme** des Netzanschlusses bzw. – für Bestandsanlagen – **20 Jahre nach Inkrafttreten der Gesetzesänderung** erfolgt;
- durch die Netzstilllegung entstandene **Gewinnausfälle ausgeglichen** werden.

Zweitens: Nachfolgeregelung zu Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)

Es muss bereits im Gesetzgebungsverfahren zwingend eine Nachfolgeregelung zu der am 31.12.2025 auslaufenden GasNZV sowie der am 31.12.2027 auslaufenden GasNEV eingeführt werden. Diese muss insbesondere eine für den Anschlussnehmer wirtschaftlich tragfähige **Aufteilung der Kosten für den Netzanschluss** zwischen Anlagen- und Netzbetreiber sowie die **Mindestverfügbarkeit** des Netzanschlusses gewährleisten. Die Betriebskosten sind weiter vom Netzbetreiber zu tragen. Zeitgleich müssen **flexiblere Vertragsgestaltung** zwischen Anlagen- und Netzbetreiber ermöglicht werden, die eine Einsparung volkswirtschaftlicher Kosten umsetzen

Drittens: Anknüpfungspunkt für Verteilernetzentwicklungspläne

Der Entwurf sieht vor, dass Verteilnetzbetreiber einen Entwicklungsplan erstellen müssen, wenn die prognostizierte **Erdgasnachfrage** in einem Netzabschnitt zurückgeht. Die Gasnetze können jedoch nicht nur für die Deckung der Gasnachfrage, sondern auch für die Durchleitung von Gas genutzt werden, und weil es für die Nutzung des Netzes unerheblich ist, ob es für Erdgas oder für andere Gasformen (erneuerbares Gas, kohlenstoffarmes Gas) genutzt wird. Der **Anknüpfungspunkt** sollte deshalb immer der **prognostizierte Gastransport** sein, nicht die prognostizierte Erdgasnachfrage.

Vorbemerkung

Die **heimische Produktion und Nutzung von erneuerbarem Methan** bietet vielfältige Chancen für ein **sicheres, resilientes und kosteneffizientes Energiesystem**. Dazu zählen insbesondere:

- Die **saisonale Energiespeicherung** im Gasnetz, um im Winter Dunkelflauten überbrücken zu können;
- die **Diversifizierung und dezentrale Organisation** der Energieerzeugung, um das Energiesystem **unabhängiger von Energieimporten und widerstandsfähiger gegen hybride Kriegsführung** zu machen;
- die Nutzung **bestehender Infrastruktur**, wodurch **Infrastrukturkosten eingespart** werden können, die beim Ausbau des Stromnetzes, dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, durch die Umrüstung bestehender Gasinfrastruktur auf Wasserstoff oder durch Investitionen in neue Anlagentechnik entstehen;
- die schnelle Defossilisierung **ohne Änderungen des Verbraucherverhaltens**, wenn bereits Gas-technologie genutzt wird; sowie
- die Defossilisierung in **Bereichen, die nur schwer oder gar nicht elektrifizierbar sind** (z.B. Schwerlastverkehr, Industrie & stoffliche Nutzung).

Darüber hinaus ist die Biogas- und Biomethanproduktion ein **bedeutender Wirtschaftsfaktor im ländlichen Raum**, insbesondere für die Landwirtschaft und die damit verbundenen Wertschöpfungsketten. Die **deutschen Hersteller** von Biogas- und Biomethananlagentechnik sind **international zumindest aktuell noch führend**. Zwar sind insbesondere die Maschinenbauunternehmen stark exportorientiert, aber da es sich überwiegend um kleinere und mittelständische Unternehmen handelt, sind sie auch auf einen funktionierenden Heimatmarkt angewiesen, um Innovationen voranzutreiben. Zudem ist die **Umrüstung bestehender Biogasanlagen** von der Strom- und Wärmeerzeugung auf die Biomethaneinspeisung eine sinnvolle Form der **Weiternutzung der bestehenden Biogaserzeugungskapazitäten nach Auslaufen der EEG-Vergütung**. Die vorhandene deutsche Biogasinfrastuktur ist einmalig auf der Welt und muss auch aus volkswirtschaftlichen Gründen weiter genutzt werden. Die Anlagen sind vorhanden und können mit geringem Aufwand sehr schnell zur Defossilisierung des Gasverbrauchs beitragen.

Das **europäische Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpaket** gibt den Mitgliedsstaaten deshalb zurecht vor, die Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung insbesondere beim **Zugang zu Infrastruktur und Markt zu verbessern**, um die Biomethaneinspeisung auszuweiten. Dieser Vorgabe wird der vorliegende Referentenentwurf (RefE) nicht gerecht. Im Gegenteil: Die Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung wird ggü. dem Status Quo radikal verschlechtert, ohne auch nur eine Verbesserung vorzunehmen. An wesentlichen Stellen sieht der Entwurf Änderungen vor, die den **Anschluss von Biogasanlagen an das Gasnetz vollständig zum Erliegen** bringen und sogar den **Investitions- und Vertrauensschutz massiv beschädigen** würden. Bei Zielkonflikten wird **lediglich auf die betriebswirtschaftlichen Interessen der Netzbetreiber** abgestellt, nicht auf eine gesamtgesellschaftlich sinnvolle Regulierung, die auch den Ausbau erneuerbarer Gase einschließen würde.

Der RefE steht damit im radikalen **Widerspruch zu den Zielen der novellierten Gasbinnenmarkttrichtlinie**, dessen Umsetzung er eigentlich sein soll. Es darf daher auch angezweifelt werden, ob dieser RefE europarechtskonform ist.

Die vorliegende Stellungnahme fokussiert sich auf die im RefE angesprochenen Themen. Für weitere Vorschläge zum Ausbau der Biomethaneinspeisung, auch im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), wird auf das einschlägige [Positionspapier der Bioenergieverbände](#) verwiesen.

1. Zur Trennung von Netzanschlüssen: Kappungsfrist für Biomethaneinspeiseanlagen auf 20 Jahre nach Inbetriebnahme verlängern (Ergänzung von § 17k RefE EnWG)

Im neuen § 17k RefE EnWG wird Verteilernetzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt, nach Erstellung eines Entwicklungsplans Netzanschlüsse mit einem Vorlauf von 10 Jahren entschädigungslos zu kündigen. In Bezug auf die Netzanschlüsse von Biomethaneinspeiseanlagen ist diese Regelung – insbesondere die 10-Jahres-Frist – vollständig abzulehnen, denn:

Erstens: Es ist absehbar, dass eine 10-jährige Kappungsfrist den Anschluss von Biogasanlagen an das Gasnetz vollständig zum Erliegen bringen würde! Biomethaneinspeiseanlagen **amortisieren sich** in der Regel **über einen Zeitraum von 15 bis 20 Jahren**. Damit Projektierer von Neuanlagen wie auch Betreiber bestehender Vorort-Verstromungsanlagen überhaupt bereit sind, noch heute in neue Einspeiseprojekte zu investieren, muss klar sein, dass die Anlagen mindestens über diesen Zeitraum zu den geplanten Konditionen ins Netz einspeisen können. Auch Käufer von Biomethan erwarten **langfristige Vereinbarungen** über die Lieferung von Biomethan. Dass Projektierer bzw. Betreiber bereit sind, das finanzielle Risiko einer Trennung von Gasnetz lange vor Ende der Amortisationszeit auf sich zu nehmen, ist nicht zu sehen, zumal der Biomethanmarkt bereits heute sehr große marktwirtschaftliche Risiken birgt.

Zweitens: Die 10-jährige Kappungsfrist für Netzanschlüsse von Biomethananlagen ist ein **eindeutiger Bruch des Europarechts**. Die novellierte Gasbinnenmarktrichtlinie schreibt vor, verbesserte Rahmenbedingungen für einen Ausbau der Biomethaneinspeisung zu schaffen, insbesondere beim Zugang zur Gasinfrastruktur. Die 10-jährige Kappungsfrist tut aber das exakte Gegenteil: Es handelt sich um eine drastische Verschlechterung der Regulierung der Gasinfrastruktur, die jeglichen Ausbau der Biomethaneinspeisung abwürft.

Drittens: Eine 10-jährige Kappungsfrist für Biomethaneinspeiseanlagen würde einen **massiven Eingriff in den Investitions- und Bestandsschutz** bestehender Einspeiseanlagen darstellen. Bestandsanlagen haben in den letzten Jahren im Vertrauen auf den Fortbestand des Netzanschlusses erhebliche Investitionen in den Ausbau und die Ertüchtigung von Biomethananlagen, auch zur Umsetzung immer neuer Rechtsvorschriften, getätigt.

Kurzum: Eine entschädigungslose Stilllegung vor Ablauf von **20 Jahren ab dem Anschluss an das Gasnetz** würde die **notwendige Planungs- und Investitionssicherheit** ernsthaft gefährden, laufende Geschäftsmodelle unterminieren und den **Ausbau erneuerbarer Gase im Widerspruch zu den Zielen der Gas-Richtlinie (EU) 2024/1788** abwürgen.

Vorschlag

Die Regelung in § 17k RefE EnWG ist so auszugestalten, dass **Einspeiseanlagen für erneuerbare Gase** nur dann vom Netz getrennt werden dürfen, wenn:

- Ein bestätigter Netzentwicklungsplan oder Verteilernetzentwicklungsplan die dauerhafte Außerbetriebnahme des Netzes oder Teilen davon vorsieht, weil ein Weiterbetrieb dem Gemeinwohlinteresse und nicht nur den wirtschaftlichen Interessen des Netzbetreibers widerspricht. Nur dann darf eine Trennung einer Biogasanlage vom Netz als ultima ratio überhaupt in Betracht gezogen werden. Der Netzbetreiber muss den Anlagenbetreiber im Nachgang zur Erstellung des Netzentwicklungsplans unverzüglich über sein Stilllegungsvorhaben informieren.
- Eine Trennung einer Biogasanlage darf dabei **frühestens nach Ablauf von 20 Jahren ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses** zulässig sein.
- Zur Sicherstellung des Investitions- und Vertrauensschutzes darf die 20-jährige Stilllegungsfrist für Bestandsanlagen – auch zur Sicherung von Investitionen in die Erweiterung oder Ertüchtigung der Anlagen – erst mit Inkrafttreten der Gesetzesänderungen zu laufen beginnen.
- In Ausnahmefällen kann dem Netzbetreiber eine Verkürzung der Stilllegungsfrist auf einheitlich 10 Jahre gestattet werden, wenn er an den Anlagenbetreiber einen Ausgleich für den durch die Netzstilllegung entstandenen Gewinnausfall zahlt.

Um dies im Gesetzestext umzusetzen, sollte § 17k um folgenden Absatz ergänzt werden:

„Abweichend von Absatz 1 darf ein Anschluss für Anlagen zur Erzeugung von Biomethan nur getrennt werden, wenn die Aufrechterhaltung des Anschlusses unter Berücksichtigung der Verpflichtungen im Sinne von Art. 6 Abs. 2 Richtlinie (EU) 2024/1788 für das Erdgasunternehmen nicht als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung hinzunehmen ist. Die Trennung eines Anschlusses für Anlagen zur Erzeugung von Biomethan ist vor Ablauf von 20 Jahren zuzüglich des ersten Anschlussjahres ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses stets unzulässig. Die Trennung eines Anschlusses für Anlagen zur Erzeugung von Biomethan, die vor dem [Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] erstmals Biomethan in ein Gasverteilungsnetz eingespeist haben, ist frühestens zum 01.01.2046 zulässig.“

2. Zur Notwendigkeit von Nachfolgeregelungen für den Netzanschluss von Biomethaneinspeiseanlagen

Mit dem „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“ eingeführte Übergangsregelung, die sich ähnlich auch in § 17 Abs. 1b RefE EnWG findet, ist im Sinne des Investitions- und Vertrauensschutzes grundsätzlich zu begrüßen. Bereits begonnene Biomethaneinspeiseprojekte können so zu den bereits bekannten Konditionen fertiggestellt werden. Allerdings müssen auch die Grenzen der Übergangsregelung betont werden.

Zum einen haben Biomethaneinspeiseprojekte bereits einen Vorlauf von bis zu 12-24 Monaten, um einen Reifegrad zu entwickeln, damit mit der Gasnetzverträglichkeitsprüfung begonnen werden kann, was ja die Voraussetzung der Übergangsregelung ist. Allein **auf Basis der Übergangsregelung** werden also **keine neuen Projekte** entstehen.

Zum anderen führt das Auslaufen der GasNEV am 31.12.2027 dazu, dass für Biomethaneinspeiseanlagen, deren Netzanschluss nicht bis dahin voll realisiert ist, nicht mehr die Zahlungen für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV in Anspruch nehmen können. Da die Errichtungsdauer für einen Netzanschluss bis zu 2 Jahre benötigt und der Bau in der Verantwortung des Netzbetreibers, nicht des

Anlagenbetreibers liegt, ist davon auszugehen, dass viele **Projekte, die sich noch in einem frühen Stadium befinden, trotz der Übergangsregelung abgebrochen werden.**

Um neue Biomethaneinspeiseprojekte zu ermöglichen oder bestehende Projekte in einem frühen Stadium zu Ende zu führen, braucht es deshalb so schnell wie möglich eine attraktive Anschlussregelung sowohl zur GasNZV wie auch für die betriebswirtschaftlich relevanten Aspekte der GasNEV. Der im RefE vorgesehene **vorrangige Netzanschluss** (§ 17 Abs. 1a RefE EnWG) sowie der per BNetzA-Festlegung eingeführte **vorrangige Netzzugang** ([ZUBIO]) sind essentiell für den Ausbau der Biomethaneinspeisung, allerdings bei weitem nicht ausreichend.

Im Anhang dieser Stellungnahme werden Eckpunkte einer adäquaten Nachfolgeregelungen ausgestaltet. Diese sollten noch mit der laufenden Umsetzung des Gaspakets im EnWG eingeführt werden. Für eine weitere Diskussion steht die Branche sehr gerne zur Verfügung.

3. Zur Verringerung der Erdgasnachfrage als Anknüpfungspunkt für die Erstellung eines Entwicklungsplans (§ 16 Abs. 2 RefE EnWG)

Der neue § 16b Abs. 2 RefE EnWG verpflichtet Verteilernetzbetreiber zur Erstellung eines Entwicklungsplans, wenn eine dauerhafte Verringerung der Erdgasnachfrage innerhalb der nächsten zehn Jahre zu erwarten ist, die so groß ist, dass sie die Umstellung oder dauerhafte Außerbetriebnahme des Netzes oder bestimmter Netzabschnitte erfordert. Wir halten die prognostizierte Entwicklung der **Erdgasnachfrage für den falschen Anknüpfungspunkt**. Entscheidend für die Frage, wie mit einem bestehenden Verteilernetz umzugehen ist, ist nicht die Erdgasnachfrage, sondern generell der **Gastransport**, unabhängig davon, ob es sich um Erdgas oder ein anderes Gas (erneuerbares Gas, kohlenstoffarmes Gas) handelt und ob das Netz dem Transport von Erdgas dient.

Vorschlag

Als Anknüpfungspunkt für die Erstellung eines Verteilernetzentwicklungsplans wird **die prognostizierte Entwicklung des Gastransports** gewählt. § 16b Abs. 2 RefE EnWG ist entsprechend anzupassen:

„(2) Betreiber von Gasverteilernetzen erstellen einen Entwicklungsplan für das Gasverteilernetz oder von Teilen eines solchen Netzes, sobald eine dauerhafte Verringerung ~~der Erdgasnachfrage~~ des Transports von Gas 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.“

4. Weitere Anmerkungen zum Referentenentwurf

4.1. Zur Übergangsregelung der deutschlandweiten Kostenwälzung (§ 17 Abs 1 1b RefE EnWG)

Mit dem „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“ wurde die Übergangsregelung eingeführt, nach der Biomethaneinspeiseanlagen, die bis zum 31.12.2026 ein Netzanschlussbegehren gestellt und die notwendige Vorauszahlung geleistet haben, die aktuellen Regelungen der GasNZV in Anspruch nehmen können (§ 118 Abs. 4 RefE EnWG).

Leider konterkariert die Übergangsregelung zur Kostenwälzung in § 17 Abs. 1 b RefE EnWG (die sich auch in der bereits eingeführten Übergangsregelung findet; siehe oben) diese Idee. Denn die Übergangsregelung zur Kostenwälzung betrifft einzig die Wälzung der Kosten für den Netzanschluss (einschließlich der Kosten für Wartung und Betrieb), nicht jedoch die Kosten für die kapazitätserweiternden Maßnahmen nach § 33 Absatz 10 und § 34 Absatz 2 GasNZV (z.B. Anlagen zur Rückverdichtung auf höhere Druckstufen) – obwohl auch diese Kosten bislang durch § 20b GasNEV deutschlandweit gewälzt werden konnten. Wir haben große Sorge, dass sich Netzbetreiber ab 1. Januar 2026, wenn § 33 Abs 10 und § 34 Abs. 2 GasNZV außer Kraft treten, weigern werden, für Biomethananlagen, die sich in der Umsetzung befinden und ans Ortsnetz angeschlossen werden, die dann erforderliche Rückverdichtung zu errichten.

Vorschlag

Es muss sichergestellt sein, dass die Netzbetreiber die Kosten für die zugesicherte Mindesteinspeisekapazität wälzen können bzw. sich darauf verlassen können, nicht darauf „sitzen“ zu müssen. Dabei geht es v.a. um die Kosten, die für die Errichtung und den Betrieb von Rückverdichtungsanlagen, entstehen.

Dieses Ziel wird etwa erreicht, wenn § 20b GasNEV bzw. die Biogaskostenwälzung nicht nur im Hinblick auf die Kosten für die Errichtung und den Betrieb des Netzanschlusses, sondern auch im Hinblick auf die Kosten für die kapazitätserhöhenden Maßnahmen, die der Netzbetreiber aufgrund der gesetzlich vorgeschriebenen Zusicherung einer garantierten Mindesteinspeisekapazität durchführen muss bzw. bereits durchgeführt hat, weitergilt.

4.2. Zu den bei der Erstellung von Verteilernetzentwicklungsplänen zu berücksichtigenden Annahmen

Es sollte explizit klargestellt werden, dass bei der Erstellung ihrer Netzentwicklungspläne auch die **jeweils vorhandenen Potenziale für die Einspeisung von erneuerbaren Gasen** zu berücksichtigen sind. Dieses würde im Ergebnis dazu führen, dass sich Vorranggebiete für Biomethan ausbilden, die entgegen dem genannten Ansatz der Inselnetze mit Verbindungen zu Speicher und Transportnetz einen wirklichen (wie in Art. 1 EU RL 2024/1788) gemeinsamen Rahmen zur Defossilisierung der Gasnetze liefern. Erste Vorranggebiete für Biomethanetze entwickeln sich gerade schon.

4.3. Zu den Festlegungskompetenzen der BNetzA in §§ 20 Abs. 4, 21 Abs. 3 RefE EnWG

Es ist zwingend erforderlich, dass der Gesetzgeber der BNetzA als zuständiger Behörde **klare Leitplanken für die Festlegung der Anschluss- und Netznutzungskosten** von Biomethanerzeugungsanlagen vorgibt, wie in Art. 58 der Gasrichtlinie vorgesehen und in den §§ 20 Abs. 4, 21 Abs. 3 RefE EnWG verankert. Der BNetzA muss durch den Gesetzgeber aufgegeben werden, dass **die Erzeugung und Nutzung von Biomethan aktiv zu fördern** ist. Dabei sollen die Ziele der Gasrichtlinie im Vordergrund stehen, und mögliche **Privilegierungen dürfen nur eingeschränkt werden, wenn die Förderung nicht mehr dem Gemeinwohl dient**. Eine **ausschließliche Orientierung an betriebswirtschaftlichen Kriterien des Netzbetreibers ist unzulässig**, da sie den Ausbau erneuerbarer Gase behindert und zu Wettbewerbsverzerrungen zugunsten fossiler Energieträger führen würde.

Anhang: Vorschlag für Nachfolgeregelungen für den Netzanschluss von Biomethaneinspeiseanlagen

Wie oben beschrieben braucht es so schnell wie möglich eine attraktive Anschlussregelung sowohl zur GasNZV wie auch für die betriebswirtschaftlich relevanten Aspekte der GasNEV. Der im RefE vorgesehene **vorrangige Netzanschluss** (§ 17 Abs. 1a RefE EnWG) sowie der per BNetzA-Festlegung eingeführte **vorrangige Netzzugang** ([ZUBIO]) sind essentiell für den Ausbau der Biomethaneinspeisung, allerdings bei weitem nicht ausreichend. Im Folgenden werden Eckpunkte einer adäquaten Nachfolgeregelungen skizziert. Diese sollten noch mit der laufenden Umsetzung des Gaspakets im EnWG eingeführt werden. Für eine weitere Diskussion steht die Branche sehr gerne zur Verfügung.

Kostenteilung und Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses

Bedeutung der Kostenteilung

Die bisherige **Privilegierung von Biogasanlagen bei den Kosten für Netzanschluss** hat sich bewährt, kommen auch in diversen anderen Ländern zur Anwendung und **sollten grundsätzlich fortgeführt werden**.

Nach Ansicht der Bioenergieverbände ergibt sich eine Fortführung der Aufteilung der Netzanschlusskosten aus der **Vorgabe** in der novellierten Gasbinnenmarktrichtlinie, **Hemmnisse zu beseitigen, die durch die Netzanschlusskosten entstehen**.¹

Darüber hinaus sprechen folgende **Gründe für eine Fortführung der Kostenteilungsregelung**:

- **Berücksichtigung kleinerer- und mittlerer Unternehmen & Landwirten:** Die Kosten für den Netzanschluss liegen in Deutschland zwischen 2 und 10 Millionen Euro (ggf. inkl. Rückspeiseanlage). 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

¹ Die RL EU 2024/1788, Erwägungsgrund 137 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**.“

Dies wird in RL EU 2024/1788, Art. 58 Abs. 1, 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).

Netzanschlusskosten tragen, wären Landwirte und damit der überwiegende Teil der bestehenden Biogasanlagen von der Biomethaneinspeisung ausgeschlossen.

- **Wettbewerbsfähigkeit von Biomethan ggü. Erdgas nicht verschlechtern und zusätzlichen Förderbedarf vermeiden:** 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.
- **Wettbewerbsfähigkeit ggü. ausländischen Produzenten nicht weiter verschlechtern:** Deutsches Biomethan konkurriert also mit vorgefordertem importiertem Biomethan. Eine zusätzliche Kostenbelastung würde die Wettbewerbsfähigkeit von in Deutschland produziertem Biomethan weiter verschlechtern.

Bedeutung des Anspruchs auf eine 96%ige Verfügbarkeit des Netzanschlusses (Mindestverfügbarkeit)

Ursprünglich zielte der Anspruch des Anlagenbetreibers auf eine **96%-Verfügbarkeit des Netzanschlusses** darauf ab, den **wirtschaftlichen Betrieb der Biogasanlage zu garantieren**, und war deshalb ein zentraler Treiber des Ausbaus der Biomethanerzeugung zwischen 2006 und 2015.² Denn die Biogasanlagen kann die Gasproduktion kaum reduzieren, so dass das in Zeiten, in denen der Netzanschluss nicht verfügbar ist, produzierte Gas, abgefackelt werden müsste. Die Kosten für die Produktion des Biogases fallen an, dem in Zeiten ohne verfügbaren Netzanschluss keine Einnahmen gegenüberstehen. Daran hat sich auch grundsätzlich nichts geändert. Der Rückgang der Gasabnahme verschärft das Problem jetzt im Verteilnetz.

Mit der Einführung einer **Mindesttreibhausgaseinsparung** in der Biomassestromnachhaltigkeitsverordnung und der Einführung einer **Treibhausgasminderungsquote** im Kraftstoffsektor hat die Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses eine **noch größere Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit** erlangt. Denn die Abfackelung eines Teils des Biogases verschlechtert die gesamte Treibhausgasbilanz der Biogasanlage, so dass sie ggf. nicht oder nur zu deutlich höheren Kosten ihre Mindestvorgaben einhalten kann bzw. sich die Treibhausgasbilanz des restlichen Biomethans und damit die Erlöse im Kraftstoffmarkt verringern.

Deshalb plädieren wir dafür, den Anspruch des Anlagenbetreibers **96%-Verfügbarkeit grundsätzlich fortzuführen**. Es sollte jedoch optional ein **Abweichen auf individueller vertraglicher Basis** ermöglicht werden, die zu einer Kostenreduktion führen, an der der Anschlussnehmer zu beteiligen ist.

Senkung der Infrastrukturkosten durch Flexibilität bei der Vertragsgestaltung & Umstellung der Kostenteilung auf Referenzkosten

Unter bestimmten Bedingungen kann es Konzepte geben, bei denen der Netzanschluss nicht 96 Prozent des Jahres verfügbar ist und die deshalb gesamtwirtschaftlich günstiger sind. Dies ist jedoch stark vom Standort abhängig, insbesondere von der Möglichkeit, das Gas vor der Netzeinspeisung anders zu verwerten, wenn dadurch die Notwendigkeit einer Rückverdichtung in höhere Druckebenen entfällt.

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**

² BR-Drs. 312/10, S. 91/92.

Netzanschlusses sowie der **vom Einspeiser garantierten Auslastung**. 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 könnte der Anlagenbetreiber die vom Netzbetreiber vorgeschlagene, geringere Verfügbarkeit akzeptieren. Eine erzwungene **Abweichung von der Mindestverfügbarkeit ohne Entschädigung des Anlagenbetreibers darf es jedoch nicht geben**. Die Bundesnetzagentur sollte die Aufgabe erhalten, im Rahmen von Festlegungen individuelle Lösungen für Abweichungen von der Mindestverfügbarkeit zu ermöglichen und die Interessen von Netzbetreibern und Einspeisern auszugleichen.

Dass große **Potenzial zur Kostensenkung auf Netzseite** bestehen, zeigt sich u.a. daran, dass der Netzanschluss in Deutschland im europäischen Vergleich deutlich teurer ist, unabhängig von der Einspeisekapazität und Auslastung. Laut Angaben von europaweit arbeitenden Anlagenherstellern und -projektierern kann im europäischen Ausland ein Netzanschluss wie auch eine Rückspeiseanlage für ein Drittel der Kosten der analogen Anlagen in Deutschland.

Die wichtigste kostensparende Maßnahme ist, dass der **Anlagenbetreiber – an geeigneten Standorten und gegen Entlohnung – die Errichtung und den Betrieb der Einspeisestation (Druckerhöhung, Qualitätsmessung etc.) übernimmt**. Der Netzbetreiber würde dann lediglich die technischen Vorgaben (Druck, Qualität etc.) machen und deren Einhaltung kontrollieren. Auch die Dauer der Errichtung eines Netzanschlusses kann so in der Regel verkürzt werden.

Zu weiteren technischen Maßnahmen, die ein Netzbetreiber ggf. ergreifen kann, um die Infrastrukturkosten zu senken, gehören: die Verstärkung des Netzes durch Verlegung von Einspeisepunkten oder Verbindung bereits vorhandener Netzabschnitte (also ohne Rückverdichtung), andere Verfahren der Brennwertkontrolle oder andere Messtechnik. Für eine detailliertere Erläuterung dieser und weiterer Vorschläge zur Senkung der Kosten für den Gasnetzanschluss wird auf das einschlägige [Positionspapier der Bioenergieverbände](#) verwiesen.

Eine technische Möglichkeit zur Senkung der Infrastrukturkosten, deren Umsetzung Netz- und Anlagenbetreiber **in gegenseitigem Einvernehmen mit Entlohnung des Anlagenbetreibers** umsetzen können, sehen wir außerdem darin, **kleinere Anlagen** nicht einzeln ans Gasnetz anzuschließen, sondern vor dem Netzanschluss **mittels Rohgassammelleitungen zu verbinden**, um Skaleneffekte zu heben.

Um Netzbetreiber anzureizen, ihre jeweiligen Potenziale zur Senkung der Infrastrukturkosten zu heben, schlagen wir vor, dass sich die **Kostenteilung nicht auf die realen Kosten** des Netzanschlusses beziehen sollten, sondern auf „**Referenzkosten**“, die die **niedrigeren Infrastrukturkosten im europäischen Ausland reflektieren**. Hierzu werden demnächst konkrete Vorschläge vorgestellt.

Entgelte für vermiedene Netzkosten (§ 20a GasNEV)

Zum 31.12.2027 tritt die GasNEV außer Kraft und mit ihr auch die Möglichkeit, dass Biomethananlagen das Entgelt für vermiedene Netzkosten (bisher § 20a GasNEV) in Anspruch nehmen können. So wie auch für die GasNZV ist hier eine entsprechende **Nachfolgeregelung** notwendig.

Biomethaneinspeiseanlagen, deren Netzanschluss nicht bis zum 31.12.2027 voll realisiert ist, haben keinen Anspruch mehr auf die Entgelte. Um Projekte, die sich in der Realisierung befinden, vor den harten finanziellen Konsequenzen zu schützen, die damit einhergeht, dass der Netzbetreiber den zugesicherten Netzanschluss nicht rechtzeitig bereitstellt, sollte eine **Übergangsregelung für die auslaufenden Entgelte** für vermiedene Netzkosten eingeführt werden.

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