

Stellungnahme

Zum Entwurf des Bundes- ministeriums für Wirtschaft & Klimaschutz zur Umsetzung unions- rechtlicher Vorgaben im Energiewirtschaftsrecht vom 30.04.2023

Stand: 04.05.23

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
1. Vorbemerkung und zur Umsetzung des EuGH-Urteils	4
2. Zur Novelle des EnWG: Einführung von Vorgaben zur Festlegung verbesserter Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biomethan und Wasserstoff.....	4
2.1. Hintergrund: Bisheriger Rahmen für die Einspeisung von Biomethan und Wasserstoff in GasNZV und GasNEV sowie verbleibender Handlungsspielraum der Bundesregierung.....	4
2.2. Festlegung des Ausbaus der Einspeisung von Biomethan und Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Gasversorgung als Ziel des EnWG (Ergänzung von § 1 EnWG).....	5
2.3. Änderung der neuen Festlegungskompetenz für Biomethan und Wasserstoff von einer „kann“- in eine „soll“-Bestimmung (Änderung von § 20 Abs. 4 [neu])....	6
2.4. Außerkrafttreten von GasNZV und GasNEV erst nach Festlegung neuer Regelungen (Änderung von Artikel 17 RefE).....	6
3. Ergänzendes zur Novelle von GasNZV und GasNEV	7
3.1. GasNZV: Beteiligung von Anlagenbetreibern an den Gasnetzanschlusskosten deckeln (Änderung von § 33 Abs. 1 GasNZV).....	7
3.2. GasNZV: Pflicht zur Realisierung von Gasnetzanschlüssen nach maximal einem Jahr einführen (Ergänzung von § 33 Abs. 7 GasNZV)	9
3.3. GasNZV: Aktualisierung des Verweises für die Qualitätsanforderung an Biogas (Änderung von § 36 Abs. 1 GasNZV).....	9
3.4. GasNEV: Verlängerungen der Entgelte für vermiedene Netznutzung (Änderung von § 20a GasNEV).....	10
4. Ergänzendes zur EnWG-Novelle: Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung Strom in §12a EnWG	10

Das Wichtigste in Kürze

1. Bisherige Regelungen für „Biogas“ (inkl. Wasserstoff) fortführen und optimieren: Die EU sieht im REPowerEU-Plan eine deutliche Ausweitung der Biomethan- und Wasserstoffproduktion vor. Zu diesem Zweck, müssen alle Mitgliedstaaten den jeweiligen nationalen Regulierungsrahmen anpassen. In Bezug auf die Regulierung der Gasnetze sollten die bisherigen spezifischen Regelungen für „Biogas“ (Biomethan, grüner Wasserstoff etc.) in der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) sowie der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) als Vorbild dienen, die die Biogaseinspeisung regulatorisch erleichtern und wirtschaftlich anreizen sollen. Die Bundesnetzagentur muss ihre neuen Festlegungskompetenzen deshalb dafür nutzen, die bisherigen biogasspezifischen Regelungen fortzuführen und zu optimieren.

2. Ausbau und Beschleunigung der Einspeisung von „Biogas“ (inkl. Wasserstoff) als Gesetzesziel festlegen: Der Europäische Gerichtshof steht dem Gesetzgeber durchaus das Recht zu, der Bundesnetzagentur (BNetzA) Ziele und Aufgaben zu übertragen, an deren Erfüllung sich die BNetzA bei ihren Festlegungen zuhalten hat. Damit die BNetzA ihre Festlegungskompetenz im Sinne des Gesetzgebers nutzt, wird deshalb im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) das Ziel der Dekarbonisierung der Stromversorgung konkretisiert mit den Unterzielen, die Ausbauziele für Windenergie, Solarenergie, Wärmepumpen und Elektromobilität zu erreichen. Analog dazu sollte das Ziel der Dekarbonisierung der Gasversorgung konkretisiert werden mit dem Unterziel, die Biogaseinspeisung auszubauen und zu beschleunigen.

3. Investitionssicherheit herstellen: Um Brücke bei der Umstellung der Gasnetzregulierung zu vermeiden, sollte die Festlegungskompetenz der BNetzA als „muss“-Bestimmung formuliert werden; außerdem sollten GasNEV und GasNZV in Kraft bleiben, bis die BNetzA Folgeregelungen erlassen hat,

4. Bestehenden Rechtsrahmen überarbeiten: Die GasNZV sowie die GasNEV weisen in ihrer jetzigen Form mehrere inhaltliche Fehler auf. Um die Investitionsbedingungen für Biogasanlagen schon jetzt zu verbessern sowie der BNetzA eine Orientierung für ihre Festlegungen zu geben, sollten diese Fehler mit der laufenden Novelle ausgeräumt werden. Dazu gehört insbesondere:

- Die stärkere Begrenzung des Betreiberanteils an den Netzanschlusskosten.
- Die Einführung einer Pflicht für Gasnetzbetreiber zur Realisierung von Netzanschlüssen innerhalb eines Jahres.
- Die Entfristung der Entgelte für vermiedene Netznutzung.

1. Vorbemerkung und zur Umsetzung des EuGH-Urteils

Die Bioenergieverbände begrüßen, dass das Urteil des Europäischen Gerichtshof RS. C 718/18 vom 2.9.2021 zur Aufteilung der Kompetenzen zwischen Gesetzgeber und Bundesnetzagentur (BNetzA) nun umgesetzt wird. Insbesondere die Projektierer und Betreiber von Biogasaufbereitungsanlagen sind seit mehr als eineinhalb Jahren einer großen Unsicherheit ausgesetzt, wie sich die Neuregelungen im Energiewirtschaftsrecht bzw. die daran anschließenden Festlegungen der BNetzA auf ihre Projekte auswirken. Das Gesetzgebungsverfahren muss nun schleunigst abgeschlossen und die BNetzA ihre Festlegungskompetenz für die Zeit nach Auslaufen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sowie der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) nutzen. Im Folgenden wird auf die Bioenergie-spezifischen Aspekte des vorliegenden Referentenentwurfs (RefE) eingegangen bzw. entsprechende Ergänzungsvorschläge unterbreitet.

2. Zur Novelle des EnWG: Einführung von Vorgaben zur Festlegung verbesserter Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biomethan und Wasserstoff

2.1. Hintergrund: Bisheriger Rahmen für die Einspeisung von Biomethan und Wasserstoff in GasNZV und GasNEV sowie verbleibender Handlungsspielraum der Bundesregierung

Die EU sieht im REPowerEU-Plan eine deutliche Ausweitung der Biomethan- und Wasserstoffproduktion vor. Um das Ziel einer jährlichen europaweiten Biomethanproduktion von 35 Mrd. m³ in 2030 zu erreichen, müssen alle Mitgliedstaaten entsprechende Aktionspläne erlassen und den jeweiligen nationalen Regulierungsrahmen anpassen.

In Bezug auf die Regulierung der Gasnetze sollten die bisherigen spezifischen Regelungen für „Biogas“ in GasNZV und GasNEV als Vorbild dienen, da diese die Einspeisung von „Biogas“ ins Gasnetz regulatorisch erleichtern und wirtschaftlich anreizen sollen und gemäß der Definition von „Biogas“ in § 3 Nr. 10f Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) neben biogenen Gasen auch grünen Wasserstoff und synthetisches Methan adressieren. Dazu gehören insbesondere:

- Netzanschlusspflicht: Netzbetreiber müssen Biogasanlagen vorrangig anschließen (§ 33 Abs. 1 GasNZV).
- Kostenbegrenzung für Anlagenbetreiber: Der Anteil von Biogasanlagenbetreibern an den Kosten des Gasnetzanschlusses wird auf 25 Prozent der Gesamtkosten bzw. auf 250.000 Euro für den ersten Leitungskilometer begrenzt (§ 33 Abs. 1 GasNZV).
- Dauerhafte Verfügbarkeit des Netzanschlusses (96 Prozent der Jahresstunden): Netzbetreiber müssen die Verfügbarkeit des Netzanschlusses dauerhaft sicherstellen sowie die Kosten für Wartung und Betrieb übernehmen (§ 33 Abs. 2 GasNZV).
- Vorrangige Durchleitung: Netzbetreiber müssen Biogas vorrangig durchleiten und entsprechende Transportkapazitäten zur Verfügung stellen (§ 34 Abs. 1 GasNZV).

- Erweiterter Bilanzausgleich: Für Biogas gilt ein im Vergleich zu Erdgas verlängerter Bilanzierungszeitraum von 12 Monaten; außerdem darf die tatsächlich eingespeiste Biogasmenge um bis zu 25 Prozent über der ursprünglich gemeldeten Menge liegen („Flexibilitätsrahmen“) (§ 35 Abs. 3 GasNZV).
- Entgelte für vermiedene Netznutzung: Der wirtschaftliche Betrieb von Biogasanlagen wird mit einer Zahlung von 0,7 ct pro Kilowattstunde eingespeistes Biogas für einen Zeitraum von zehn Jahren unterstützt (§ 20a GasNEV).

Nach dem Urteil des EuGH ist nach Ansicht der Kommission „nichts dagegen einzuwenden, dass nach deutschem Recht die Aufgaben der [... BNetzA] durch Rechtsvorschriften definiert und festgelegt werden“. Die Frage des „ob“ obliegt demnach dem Gesetzgeber, d.h. der Gesetzgeber darf insbesondere Aufgaben definieren und festlegen (EuGH, RS. C 718/18 – Rn. 88). Das „wie“ obliegt dann der BNetzA, d.h. auf Basis der vom Gesetzgeber festgelegten Aufgaben hat die BNetzA Festlegungen zu treffen. Dementsprechend kann und sollte **das Ziel der bislang in GasNZV und GasNEV festgelegten besonderen Biogasregelungen im EnWG verankert** sowie ein **direkter Arbeitsauftrag für die BNetzA zur Umsetzung dieses Ziels** aufgenommen werden. So wird die gesetzliche Grundlage dafür geschaffen, dass die BNetzA ihre neuen Kompetenzen zur Festlegung entsprechender Regelungen tatsächlich im Sinne des Ausbaus der Biogaseinspeisung nutzt.

Dies umfasst insbesondere die folgenden Aspekte.

2.2. Festlegung des Ausbaus der Einspeisung von Biomethan und Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Gasversorgung als Ziel des EnWG (Ergänzung von § 1 EnWG)

Mit dem neuen § 1 Abs. 5 EnWG werden für die BNetzA Ziele festgelegt, zu deren Erreichung sie ihre neue Kompetenz nutzen soll (Artikel 1 Nr. 2 RefE zur Änderung von § 1 EnWG). Diese betreffen im RefE jedoch nur die Dekarbonisierung der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität im Allgemeinen sowie die Ausbaupfade für Windkraft und Solarenergie im Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie den Ausbau von Wärmepumpen und Elektromobilität im Speziellen. Um der BNetzA den Arbeitsauftrag zur Fortführung und Optimierung der bisherigen Biogasregelungen in GasNZV und GasNEV zu geben, die die Einspeisung von Biogas (Biomethan, Wasserstoff etc.) regulatorisch erleichtern und wirtschaftlich anreizen sollen, sollte neben den Zielen für die Dekarbonisierung der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität (Wind, Solarenergie, Wärmepumpen, Elektromobilität) auch Ziele für die Dekarbonisierung der öffentlichen Versorgung mit Gas (Methan, Wasserstoff) eingeführt werden. Mitgedacht werden muss in diesem Zusammenhang die Clusterung existierender oder neuer Biogaserzeugungsanlagen über Rohgasleitungen zu einer zentralen Gasaufbereitung und Einspeisung. Dies reduziert die volkswirtschaftlichen Kosten, da die Einspeisung gebündelt am optimalen Einspeisepunkt erfolgt.

Vorschlag

§ 1 EnWG wird analog zum neuen Absatz 5 und einen neuen Absatz 6 ergänzt (im RefE ist dazu Artikel 1 Nr. 2 zu ergänzen):

„(1) Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung

der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. [...]

(6) Um den Zweck des Absatzes 1 auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas und Wasserstoff zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz insbesondere das Ziel, die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung und Einspeisung von Biogas sowie den Anschluss dieser Anlagen ans Gasnetz auszubauen und zu beschleunigen. Hierzu gehört die Bündelung von Biogasanlagen über Rohgasleitungen zu einer zentralen Aufbereitung und Einspeisung.“

2.3. Änderung der neuen Festlegungskompetenz für Biomethan und Wasserstoff von einer „kann“- in eine „soll“-Bestimmung (Änderung von § 20 Abs. 4 [neu])

Im Rahmen eines neuen § 20 Abs. 4 EnWG wird die Regulierungsbehörde dazu ermächtigt, dass sie Kriterien für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen festlegen und konkretisieren „kann“ – sie muss dies jedoch nicht.

Aus der Sicht der Projektierer ist Verlässlichkeit und Planungs- und Investitionssicherheit fundamental. Insbesondere bei der Einspeisung von Wasserstoff können sich allein die Prüfkosten, ob eine Einspeisung möglich ist, auf einen 6-stelligen Betrag belaufen. Hinzu kommen dann noch Kosten für den Netzanschluss. Um die durch die Neugestaltung geschaffene Investitionsunsicherheit abzumildern, sollte nicht nur die Möglichkeit geschaffen, sondern die Zusage gegeben werden, dass die BNetzA von ihrer neuen Kompetenz Gebrauch macht (im Sinne des noch festzulegenden Ziels, die Einspeisung von Biogas auszubauen), insbesondere bezüglich der Aufteilung der Netzanschlusskosten, der Netzanschlusspflicht, der vorrangigen Durchleitung, des 12-monatigen Bilanzzeitraums sowie der Qualitätsanforderungen.

Vorschlag

Dass die BNetzA diese Regelungen erlässt, muss deshalb noch „Rahmen-setzend“ im EnWG geregelt werden. Zu diesem Zweck sind die neuen Festlegungskompetenzen nicht als „kann“-Bestimmung, sondern als „muss“-Bestimmung zu formulieren. Die Sätze 1 und 2 des neuen § 20 Absatz 4 (in Artikel 1 Nr. 19 Buchstabe e RefE) sind demnach wie folgt zu ändern:

„(4) Die Regulierungsbehörde ~~kann~~ **muss** gegenüber einzelnen oder mehreren Betreibern von Gasversorgungsnetzen, Marktgebietsverantwortlichen, Netznutzern, Bilanzkreisverantwortlichen oder Lieferanten anhand transparenter Kriterien die Bedingungen für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen in einem Verfahren nach § 29 Absatz 1 festlegen oder konkretisieren. Sie ~~kann~~ **muss** insbesondere Entscheidungen treffen über:[...]“

2.4. Außerkrafttreten von GasNZV und GasNEV erst nach Festlegung neuer Regelungen (Änderung von Artikel 17 RefE)

In Art. 17 Abs. 2-6 RefE ist das Außerkrafttreten der GasNZV, GasNEV und weiterer Verordnungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten festgeschrieben. Nach der Gesetzesbegründung berücksichtigt die je-

weilige Länge der gewählten Übergangsfrist, „dass eine Vielzahl von gestaltenden Festlegungen getroffen werden müssen und Festlegungsverfahren in der Regel mehrere Monate in Anspruch nehmen. Die Regulierungsbehörde erhält damit ein angemessenes Zeitbudget, um alle notwendigen Entscheidungen zu erlassen, so dass die Stabilität des Rechtsrahmens gewährleistet bleibt.“ Zudem könnten „Planungs- und Investitionsunsicherheit in Folge eines Systemwechsels vermieden werden.“

Wie oben beschrieben muss die Verlässlichkeit und Planungs- und Investitionssicherheit für Projektierer unbedingt erhalten bleiben. Es darf deshalb keine zeitliche Regelungslücke zwischen Außerkrafttreten von GasNZV und GasNEV und den Festlegungen der BNetzA bestehen.

Vorschlag

Um die Gefahr einer Regelungslücke – trotz Übergangszeiträume und ggf. einer „muss“-Bestimmung – zu minimieren, sollten die bestehenden Regelungen soweit weitergelten wie die BNetzA keine Festlegungen getroffen hat. Artikel 17 RefE ist deshalb wie folgt zu ergänzen:

„(2) Die Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes einfügen] geändert worden ist, tritt mit Ablauf des 31. Dezember 2027 außer Kraft, soweit die Regulierungsbehörde Festlegungen nach § 21 Absatz 3 Nr. 3 Buchstabe d) des Energiewirtschaftsgesetzes getroffen hat. [...]

(6) Die Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes einfügen] geändert worden ist, tritt mit Ablauf des 31. Dezember 2025 außer Kraft, soweit die Regulierungsbehörde Festlegungen nach § 20 Absatz 4 Nr. 7 des Energiewirtschaftsgesetzes getroffen hat.“

3. Ergänzendes zur Novelle von GasNZV und GasNEV

Die GasNZV sowie die GasNEV weisen in ihrer jetzigen Form mehrere inhaltliche Fehler auf, die teilweise den Bau und Betrieb von Biogasaufbereitungsanlagen bzw. die Umrüstung von Biogasanlagen auf die Gaseinspeisung stark behindern. Auch wenn die Verordnungen Ende 2025 auslaufen sollte, sollten diese Fehler dennoch so bald wie möglich beseitigt werden, damit zum einen bereits jetzt die Rahmenbedingungen für Investitionen in die Biomethaneinspeisung verbessert werden und sich zum anderen die BNetzA bei ihren Festlegungen an den verbesserten Inhalten der Verordnungen orientieren kann. Aus diesen Gründen sollten folgende Änderungen der GasNZV sowie der GasNEV in den RefE aufgenommen werden.

3.1. GasNZV: Beteiligung von Anlagenbetreibern an den Gasnetzanschlusskosten deckeln (Änderung von § 33 Abs. 1 GasNZV)

Die GasNZV regelt, wie die Kosten für den Anschluss von Anlagen zur Produktion Erneuerbarer Gase wie Biomethan zwischen dem Gasnetzbetreiber und dem Anlagenbetreiber aufzuteilen sind (§ 33 Abs. 1). Dort findet sich auch eine Obergrenze für die Beteiligung des Betreibers in Höhe von 250.000 Euro (§ 33 Abs. 1 Satz 3).

Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV)
§ 33 Netzanschlusspflicht

(1) Netzbetreiber haben Anlagen auf Antrag eines Anschlussnehmers vorrangig an die Gasversorgungsnetze anzuschließen. Die Kosten für den Netzanschluss sind vom Netzbetreiber zu 75 Prozent zu tragen. Der Anschlussnehmer trägt die verbleibenden 25 Prozent der Netzanschlusskosten, bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer höchstens aber 250 000 Euro, soweit eine Verbindungsleitung eine Länge von zehn Kilometern überschreitet, hat der Anschlussnehmer die Mehrkosten zu tragen. Der Netzanschluss steht im Eigentum des Netzbetreibers. Kommen innerhalb von zehn Jahren nach dem Netzanschluss weitere Anschlüsse hinzu, so hat der Netzbetreiber die Kosten so aufzuteilen, wie sie bei gleichzeitigem Netzanschluss verursacht worden wären, und Anschlussnehmern einen zu viel gezahlten Betrag zu erstatten.

Die Formulierung in § 33 Absatz 1 Satz 3 ist sehr knapp und lässt verschiedene Auslegungen zu. Bis Herbst 2021 wurde diese Regel jedoch durchgehend so gehandhabt, dass Anlagenbetreiber die Kosten für die Einspeiseanlage und den ersten Leitungskilometer maximal bis zu einem Betrag von 250.000 Euro übernehmen müssen; erst bei den Kosten für die darüber hinaus gehenden Leitungsabschnitte hat sich der Betreiber auch ggf. mit einem höheren Betrag zu beteiligen ($\frac{1}{4}$ für den Anlagenbetreiber und $\frac{3}{4}$ für den Netzbetreiber). Im Herbst 2021 hat die BNetzA die betreffende Passage der GasNZV neu interpretiert. Nach der neuen Auslegung gilt die Obergrenze für die Beteiligung von Anlagenbetreibern nur für Projekte mit einer Leitungslänge von unter einem Kilometer – bei Projekten mit einer Leitungslänge von über einem Kilometer gilt keine Obergrenze (in diesen Fällen werden die gesamten Netzanschlusskosten nach dem Verhältnis $\frac{1}{4}$ zu $\frac{3}{4}$ zwischen Anlagen- und Netzbetreiber aufgeteilt).¹

Nach Ansicht der Bioenergieverbände ist eine Beschränkung der Obergrenze auf Projekte mit einer Leitungslänge von unter einem Kilometer nicht sinnvoll.

Zum einen ist es aus klima-, geo- und wirtschaftspolitischer Sicht notwendig die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz anzureizen. Wenn – wie von der BNetzA nun vorgesehen – Projekte mit einer Leitungslänge von über einem Kilometer von der Obergrenze für die Kostenbeteiligung ausgenommen sind, dann bedeutet dies massive Zusatzkosten für Anlagenbetreiber und hemmt damit die Einspeisung von Biogas ins Gasnetz. Bei einer typischen Gasaufbereitungsanlage mit einer Leitungslänge von beispielsweise 3 km liegen die Netzanschlusskosten (Einspeiseanlage zzgl. Leitung) bei etwa 4 Millionen Euro, von denen der absolut überwiegende Teil auf die Einspeiseanlage entfällt. Die bisherige Methodik ergab bei einer solchen Beispielsanlage eine Kostenbeteiligung des Betreibers in Höhe von etwa 300.000 Euro; bei der seit Herbst 2021 von der BNetzA vorgegeben Methodik steigt die Kostenbeteiligung des Betreibers in diesem Fall hingegen auf eine Millionen Euro.²

Zum anderen führt eine Beschränkung der Obergrenze auf Projekte mit einer bestimmten Leitungslänge zum Teil zu willkürlichen Ergebnissen und gesamtwirtschaftlich unnötigen Kosten, da sie Anlagenbetreiber zwingt, die Entfernung zum Gasnetz zum alleinigen Entscheidungskriterium werden zu lassen (z.B. wenn Anlagen an das Ortsnetz mit hohen Rückspeisungskosten angeschlossen werden, um die Leitungslänge unter einem Kilometer zu halten). Die bisherige Handhabung der Obergrenze entsprach über einen Zeitraum von mehr als 10 Jahren der durchgängigen und unangefochtenen Regu-

¹ Siehe Hinweis der BNetzA vom 15.10.2021 zur „Kostenteilung beim Anschluss von Biogasanlagen an das Gasnetz mit einer Anschlussleitung von mehr als einem Kilometer Länge: Änderung der Verfahrenspraxis“.

² Beispielrechnung eines Netzanschlusses mit einer Leitungslänge von 3 Kilometer und Investitionskosten 4 Millionen Euro (davon 3,76 Mio. Euro für die Einspeisestation und 80 Euro/Leitungsmeter).

Berechnungsmethodik bis Herbst 2021: Die Beteiligung des Anlagenbetreibers an den Kosten für die Einspeisestation und den ersten Leitungskilometer (3,84 Mio. Euro) ist auf 250.000 Euro gedeckelt; an den Kosten für den zweiten und dritten Leitungskilometer (160.000 Euro) wird er zu 25 Prozent beteiligt; Beteiligung des Anlagenbetreibers insgesamt: 290.000 Euro

Berechnungsmethodik seit Herbst 2021: Der Betreiber trägt 25 Prozent aller Investitionskosten (4 Mio. Euro): 1 Mio. Euro

lierungspraxis und wurde in den an das Bundeswirtschaftsministerium adressierten Monitoringberichten der BNetzA und im Leitfaden Biogaskostenwälzung ausdrücklich erläutert und zu keinem Zeitpunkt kritisiert bzw. zum Anlass für eine Neuregelung genommen.

Vorschlag

§ 33 Abs. 1 GasNZV wird umformuliert, so dass die Obergrenze für die Beteiligung von Anlagenbetreibern wie bis zum Herbst 2021 gehandhabt und ohne Interpretationsspielraum Anwendung finden kann, d.h. die Beteiligung des Betreibers an den Netzanschlusskosten wird bei allen Projekten – unabhängig von der Leitungslänge – für den ersten Leitungskilometer (inklusive Einspeiseanlage) auf 250.000 Euro begrenzt.

Grundsätzlich ist aber auch eine komplette Wälzung der Netzanschlusskosten denkbar und sollte geprüft werden.

3.2. GasNZV: Pflicht zur Realisierung von Gasnetzanschlüssen nach maximal einem Jahr einführen (Ergänzung von § 33 Abs. 7 GasNZV)

Zwischen dem Abschluss Netzanschlussvertrags zwischen Anlagen- und Netzbetreiber und der ersten Biomethaneinspeisung liegen aktuell typischerweise bei deutlich über zwei Jahren. Es ist möglich und anzustreben, diesen Zeitraum auf ein Jahr zu verkürzen.

Vorschlag

Grundsätzlich muss der Druck auf Gasnetzbetreiber erhöht werden, die Realisierungsfristen für Netzanschlüsse zu verkürzen. Zu diesem Zweck könnte in der GasNZV festgelegt werden, dass Netzbetreiber nach Abschluss eines Anschlussvertrags den Netzanschluss nach maximal 12 Monaten zu realisieren haben und bei Überschreitung der Jahresfrist eine Pönale fällig wird (Ergänzung von § 33 Abs. 7 GasNZV).

3.3. GasNZV: Aktualisierung des Verweises für die Qualitätsanforderung an Biogas (Änderung von § 36 Abs. 1 GasNZV)

In den Qualitätsanforderungen für Biogas wird in § 36 Abs. 1 auf die Arbeitsblätter G 260 und G 262 (Stand 2007) des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW) verwiesen. Die G 260 ist im September 2021 in der achten Auflage erschienen. Die G 262 wurde zurückgezogen und ist nicht mehr existent.

Vorschlag

Anstelle des Verweises auf die G 260 und G 262 (Stand 2007) wird auf das Arbeitsblatt G 260 (Stand 2021) verwiesen.

3.4. GasNEV: Verlängerungen der Entgelte für vermiedene Netznutzung (Änderung von § 20a GasNEV)

Der Ausbau der Biomethaneinspeisung führt zu einer Dezentralisierung der Gasversorgung mit entsprechend geringerer Inanspruchnahme der Gastransportnetze. Der dadurch entstehende Kostenvermeidungseffekt wird vom Gesetzgeber durch die Erstattung der vermiedenen Netzkosten berücksichtigt. Nach § 20a GasNEV haben die Betreiber von Biomethaneinspeiseanlagen deshalb Anspruch auf ein Entgelt von 0,7 ct/kWh als Vergütung für vermiedene Netzkosten. Diese Zahlungen sind jedoch auf 10 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage begrenzt. Aus Sicht der Bioenergieverbände ist dies nicht sachgerecht, da der Kostenvermeidungseffekt über die Dauer der Einspeisung anfällt, nicht nur in den ersten zehn Jahren.

Vorschlag

Die Zahlungen der Entgelte für vermiedene Netznutzung werden von zehn die Dauer der Einspeisung verlängert sowie in regelmäßigen Abständen überprüft und ggf. neu festgelegt (Änderung von § 20a GasNEV).

4. Ergänzendes zur EnWG-Novelle: Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung Strom in §12a EnWG

Die Bioenergieverbände begrüßen, dass seit der EnWG-Novelle in 2022 nicht nur die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, sondern auch die klimapolitischen Zielsetzungen in den zukünftigen Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan einfließen müssen.

Zu unserem Bedauern haben sich die Übertragungsnetzbetreiber in der Vergangenheit allerdings klar über diese gesetzliche Vorgabe hinweggesetzt. Der aktuell diskutierte erste Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023) bzw. die zugrunde liegenden Szenarien aus dem Szenariorahmen, sehen beispielsweise einen massiven Rückgang der Stromproduktion aus Biomasse von aktuell ca. 45 TWh auf 6 TWh in 2045 vor. Die politischen Zielsetzungen aus den Ausbaupfaden des EEG 2023 mit aktuell 600 Megawatt pro Jahr, dem Koalitionsvertrag der amtierenden Regierungsparteien oder den Eckpunkten der Nationalen Biomassestrategie sind ohne Zweifel so zu interpretieren, dass sowohl Bundestag als auch Bundesregierung auch langfristig eine Zukunft für Biomasse im Stromsektor sehen. Es ist daher essentiell sicherzustellen, dass sich Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur in den getroffenen Annahmen nicht über den politischen Willen hinwegsetzen können.

Vorschlag

§12a Abs. 1 EnWG sollte nach Satz 2 um folgenden Satz ergänzt werden:

(1) Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung erarbeiten alle zwei Jahre einen gemeinsamen Szenariorahmen, der Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b und des Offshore-Netzentwicklungsplans nach § 17b ist. Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung

abdecken. Dabei muss insbesondere sichergestellt werden, dass die gesetzlichen Zielsetzungen, welche für die einzelnen Technologieformen bei der Erzeugung von Strom, gelten, in angemessener Weise berücksichtigt werden.[...]

Nur so kann sichergestellt werden, dass die Simulationen nicht auf Ergebnissen einzelner Studien basieren, welche ggf. im Interesse bestimmter Stakeholdergruppen stehen, sondern auch den politischen Willen des Gesetzgebers berücksichtigen. Insbesondere Aspekte wie Ausbaupfade etc. sind Ergebnis von demokratisch getroffenen Entscheidungen, welche nicht durch die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung vernachlässigt werden dürfen.

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