

## Formblatt für Stellungnahmen

für die 1. Konsultation in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 7 zur Ausgestaltung des Zugangs zu Gasversorgungsnetzen nach dem Urteil des EuGH vom 02.09.2021 (C-718/18)

hier: betreffend Festlegung in Sachen Zugang von Biogas, ZuBio

(Az: BK7-24-01-010)

**Unternehmensname:** Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB) in Vertretung für: Bundesverband Bioenergie e.V., Deutscher Bauernverband e.V., Fachverband Biogas e.V. & Fachverband Holzenergie

**Name des Stellungnehmenden:** Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB); [REDACTED]

**Datum der Stellungnahme:**

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.	<b>ja</b>	<b>nein</b>
<i>Zutreffendes bitte kennzeichnen.</i>	X	
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme	<b>lege ich bei</b>	<b>ist nicht erforderlich</b>
<i>Zutreffendes bitte kennzeichnen.</i>		X

**Politischer Wille** zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung.

Von Seiten der europäischen Kommission, der Bundesregierung, dem Bundestag sowie der Bundesländer gibt es **mehrere klare politische Bekenntnisse zur Nutzung von Biomethan als essentiellen Teil des Energiesystems der Zukunft**. Zu nennen sind insbesondere:

- Das **Biomethan-Ziel im RePowerEU-Paket** eines Ausbaus der europäischen Biomethanproduktion auf 35 Milliarden Kubikmeter pro Jahr. Hierzu sind (finanzielle) Anreize zu ergreifen, um Energiegemeinschaften zu bilden, die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan zu unterstützen, sowie den Aufbau neuer Infrastrukturen für den Transport von mehr Biomethan über das Gasnetz der EU zu fördern. [EUR-Lex - 52022DC0230 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#)
- Die damit zusammenhängende Biogas-Industrial-Partnership der EU-Kommission. [Home - BIP Europe \(bip-europe.eu\)](#)
- Die verschiedenen neuen **Möglichkeiten zur Verbesserung** der Biomethan-Rahmenbedingungen **in der novellierten Gasrichtlinie**.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Das <b>Ziel eines Neubaus von Biomethan-Kraftwerken</b> im Umfang von 600 Megawatt pro Jahr im Erneuerbare-Energien-Gesetz (§ 28d EEG 2023; eingeführt 2023).</li> <li>- Die Anerkennung von <b>Biomethan als Erfüllungsoption für die Pflicht zum Einsatz von 65% Erneuerbarer Energien</b> in neu installierten Heizungen im Gebäudeenergiegesetz (§ 71 Abs. 3 Nr. 5 GEG; eingeführt 2024).</li> <li>- Die <b>Quote im Gebäudeenergiegesetz</b>, nach der Gaskessel, die zwischen 2024 und Mitte 2026/2028 eingebaut wurden, sukzessiv steigende Anteile Biomethan oder Wasserstoff einsetzen müssen (§ 71 Abs. 9 GEG; eingeführt 2024).</li> <li>- Die <b>bauplanungsrechtliche Privilegierung</b> von Biogasanlagen, die auf die Gasaufbereitung umgerüstet werden (§ 246d, Abs. 4 BauGB; eingeführt 2024).</li> <li>- Der <b>Entschließungsantrag des Bundestags zum Solarpaket 1</b> vom 25.4.2024, mit dem die Bundesregierung aufgefordert wird, die Rahmenbedingungen für flexible Biomethananlagen zu verbessern. <a href="#">2011180.pdf (bundestag.de)</a></li> <li>- Der <b>Entschließungsantrags des Bundesrats</b> vom 26.4.2024, in dem die Bundesländer die Bundesregierung auffordern, die Rahmenbedingungen für Biogas- und Biomethananlagen zu verbessern. <a href="#">119-24(B).pdf (bundesrat.de)</a></li> </ul> <p>Dieser allgemeine <b>politischen Willen, die Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung zu verbessern, sollte sich in den BNetzA-Festlegungen widerspiegeln.</b></p>
<p><b>Energie- und klimapolitische Vorteile</b> einer Umstellung von Gasnetzen von Erdgas auf erneuerbares Methan</p>	<p>Die <b>Umstellung der Gasversorgung von Erdgas auf erneuerbares Methan</b> (Biomethan, synthetisches Methan) bietet im Vergleich zu einer Umstellung auf Wasserstoff <b>mehrere energie- und klimapolitische Vorteile:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Für die saisonale Energiespeicherung eignet sich Methan besser als Wasserstoff, weil Wasserstoff aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften nur begrenzt in den bestehenden Gasspeichern gespeichert werden kann.</li> <li>• Einige Industriezweige benötigen unabhängig von der Art der Energieversorgung Kohlenstoffmoleküle als Grundstoff für Ihre Produktionsprozesse („stoffliche Nutzung“). Methanetze eignen sich für den Transport von Kohlenstoffmolekülen, Wasserstoffnetze nicht.</li> <li>• Bei der Biomethanproduktion fällt klimaneutrales CO<sub>2</sub> als Koppelprodukt an, das zur Defossilisierung von Produktionsprozessen, für die Produktion von synthetischem Methan oder für Negativemissionen verwendet werden kann; bei der Elektrolyse nicht.</li> <li>• Für den Seetransport eignen sich Kohlenwasserstoffe wie synthetisches Methan besser als reiner Wasserstoff.</li> <li>• Deutschlands Gasnetz ist in den internationalen Gastransit eingebunden, der auf absehbare Zeit auf Methan basiert.</li> </ul> <p>Für eine detaillierte Erläuterung dieser und weiterer Vorteile einer Einspeisung von erneuerbarem Methan ins Gasnetz wird auf die <a href="#">Stellungnahme des Hauptstadtbüro Bioenergie zum Green Paper des BMWK zur Transformation der Gas-/Wasserstoffverteilnetze</a> vom 12.04.2024 verwiesen.</p>

	<p>Die diversen <b>energie- und klimapolitischen Vorteile</b> einer Umstellung von Gasnetzen auf erneuerbares Methan sollten sich <b>in den BNetzA-Festlegungen widerspiegeln.</b></p>
<p>Zur <b>Aussage</b> „Die Gas NZV enthält in Teil 6, §§ 31 bis 33 GasNZV, besondere Regelungen für den Anschluss von Biogasanlagen an die Gasversorgungsnetze [...] Art. 41 Abs. 1 S. 3 und Art. 45 S. 3 des Entwurfs <b>der Gasrichtlinie [sehen] die Möglichkeit vor, dass die Mitgliedstaaten beim Anschluss Erzeugungsanlagen für Biomethan Vorrang einzuräumen. Es bleibt abzuwarten, ob und in welchem Umfang in Deutschland von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht werden wird.</b>“ (S. 3)</p>	<p>Auch der <b>vorrangige Anschluss von Biomethananlagen an das Gasnetz</b> ist essentiell, einschließlich einer weitgehenden Übernahme der Anschlusskosten durch den Netzbetreiber, um die Biomethaneinspeisung voranzubringen, <b>entspricht damit dem allgemeinen politischen Willen</b>, die Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung zu verbessern, und trägt dazu bei, die <b>energie- und klimapolitischen Vorteile der Umstellung von Gasnetzen auf erneuerbares Methan</b> zu heben (s.o.). Diese Option in der novellierten Gasrichtlinie sollte deshalb unbedingt genutzt werden.</p>
<p>Zu den <b>Begriffsbestimmungen</b> (bisher geregelt in § 2 Nr. 8, § 32 GasNZV)</p>	<p>Die Regelungen haben sich in der Praxis bewährt; es besteht <b>kein inhaltlicher Änderungsbedarf.</b></p> <p>Insbesondere sollten in der Gasnetzregulierung grundsätzlich <b>alle Gase gleichbehandelt werden, die unter die Definition von „Biogas“ im Sinne von § 3 Nr. 10c EnWG fallen.</b> Eine Privilegierung einzelner Gase, weicht vom Prinzip der Technologieneutralität ab und führt zu volkswirtschaftlichen Ineffizienzen. Insofern zu einem späteren Zeitpunkt bestimmte Gase regulatorisch privilegieren werden sollen, sollte dies in anderen energiewirtschaftlichen Regelwerken geschehen, z.B. dem Gebäudeenergiegesetz oder dem Wärmeplanungsgesetz, nicht in der Gasnetzregulierung.</p>
<p>Zu den <b>Grundlagen der vertraglichen Ausgestaltung des Netzzugangs</b> (bisher geregelt in § 3 Abs. 1 S. 1 &amp; Abs. 6 GasNZV)</p>	<p>Die Regelungen haben sich in der Praxis bewährt; es besteht <b>kein inhaltlicher Änderungsbedarf.</b></p>

<p>Zu den <b>Regelungen der Netzanschlusspflicht, inkl. Regelungen zur Kostenteilung für den Gasnetzanschluss</b> (bisher geregelt in § 33 GasNZV)</p>	<p>Die <b>Regelungen zur Netzanschlusspflicht sowie die weitgehende Übernahme der Netzanschlusskosten durch den Netzbetreiber</b> sind essentiell, um die Biomethaneinspeisung voranzubringen, und <b>entsprechen damit dem allgemeinen politischen Willen</b>, die Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung zu verbessern (s.o.). Auf S. 4 (Mitte) wird als „wichtiges Ziel“ der Beschlusskammer genannt, dass Regelungslücken durch das Außerkrafttreten der GasNZV vermieden werden sollen. Die Frage der Kosten nicht zu regeln, reißt eine massive Lücke. Es fehlt an der Investitionssicherheit.</p> <p>Die Regelungen sollten deshalb bereits mit dem laufenden Festlegungsverfahren grundsätzlich fortgeführt werden.</p> <p>Jedoch besteht <b>Bedarf einer Klarstellung in der Formulierung der Obergrenze für die Beteiligung des Betreibers in Höhe von 250.000 Euro</b> (§ 33 Abs. 1 Satz 3 GasNZV).</p> <p>Die Formulierung ist sehr knapp und lässt verschiedene Auslegungen zu. Bis Herbst 2021 wurde diese Regel durchgehend so gehandhabt, dass <b>Anlagenbetreiber die Kosten für die Einspeiseanlage und den ersten Leitungskilometer maximal bis zu einem Betrag von 250.000 Euro übernehmen müssen</b>; erst bei den Kosten für die darüber hinaus gehenden Leitungsabschnitte hat sich der Betreiber auch ggf. mit einem höheren Betrag zu beteiligten (<math>\frac{1}{4}</math> für den Anlagenbetreiber und <math>\frac{3}{4}</math> 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 <i>nur für Projekte mit einer Leitungslänge von unter einem Kilometer</i> – bei Projekten mit einer Leitungslänge von über einem Kilometer gilt keine Obergrenze (in diesen Fällen werden die gesamten Netzanschlusskosten nach dem Verhältnis <math>\frac{1}{4}</math> zu <math>\frac{3}{4}</math> zwischen Anlagen- und Netzbetreiber aufgeteilt).<sup>1</sup></p> <p>Eine Beschränkung der Obergrenze auf Projekte mit einer Leitungslänge von unter einem Kilometer ist nicht sinnvoll.</p> <p>Zum einen bedeutet es massive Zusatzkosten für den Anlagenbetreiber und hemmt die Biomethaneinspeisung, wenn – wie von der BNetzA nun vorgesehen – Projekte mit einer Leitungslänge von über einem Kilometer von der Obergrenze für die Kostenbeteiligung ausgenommen sind. Beispielsweise angenommen: Bei einer Gasaufbereitungsanlage mit einer Leitungslänge von 3 km liegen die Netzanschlusskosten (Einspeiseanlage zzgl. Leitung) bei etwa 4 Millionen Euro, von denen der absolut überwiegende Teil auf die Einspeiseanlage entfällt. Die Methodik bis Herbst 2021 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 fiktiven Fall hingegen auf eine Millionen Euro.<sup>2</sup></p>
--	---

<sup>1</sup> 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“.

<sup>2</sup> 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

	<p>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 Regulierungspraxis 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.</p> <p>Für weitere Anmerkungen wird auf die <u>Stellungnahme des Hauptstadtbüro Bioenergie</u> zum Referentenentwurf einer EnWG-Novelle vom 8.5.2023 verwiesen, mit der die gesetzliche Grundlage für die BNetzA-Festlegung geschaffen wurde.</p>
<p>Zu den Regelungen zum <b>vorrangigen Zugang von Biogas</b> (bisher geregelt in § 34 GasNZV)</p>	<p>Der <b>vorrangige Zugang von Biomethananlagen</b> ist essentiell, einschließlich einer weitgehenden Übernahme der Anschlusskosten durch den Netzbetreiber, um die Biomethaneinspeisung voranzubringen, <b>entspricht damit dem allgemeinen politischen Willen</b>, die Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung zu verbessern, und trägt dazu bei, die <b>energie- und klimapolitischen Vorteile der Umstellung von Gasnetzen auf erneuerbares Methan</b> zu heben (s.o.). Die Regelungen haben sich zudem in der Praxis bewährt. Es besteht demnach <b>kein inhaltlicher Änderungsbedarf</b>.</p>
<p>Zu den <b>Qualitätsanforderungen für Biogas</b> (bisher geregelt in § 36 GasNZV)</p>	<p>In der Konsultation wird angedacht, anstelle des statischen Verweises auf DVGW-Arbeitsblätter allgemein auf die „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ zu verweisen. Wie auch in der Konsultation ausgeführt wird, kommt den DVGW-Regelwerken in diesem Kontext besondere Bedeutung zu.</p> <p>Dieser besonderen Bedeutung sollten auch die Festlegungen Rechnung tragen und weiterhin explizit auf die DVGW-Regelwerke verweisen. Die Regelungen haben sich weitgehend in der Praxis bewährt. Anstelle des Verweises auf die G 260 und G 262 (Stand 2007)<sup>3</sup> sollte allerdings auf das Arbeitsblatt G 260 (Stand 2021) verwiesen werden. Es dient nicht zuletzt auch der Rechtsklarheit <b>weiterhin statisch auf anzuwendende DVGW-Regelwerke zu verweisen, aktuell also auf das Arbeitsblatt G 260 (Stand 2021)</b>.</p>

<sup>3</sup> Die G 260 ist im September 2021 in der achten Auflage erschienen; die G 262 wurde zurückgezogen und ist nicht mehr existent.