

STELLUNGNAHME

zum Diskussionspapier der Bundesnetzagentur zur möglichen Ausnahme von Preisnachlässen an Erdgasspeicher- punkten und an Kopplungspunkten zwischen Mitgliedstaaten ge- mäß Artikel 18 Abs. 5 lit. B GasVO

Berlin, den 03.04.2025

Der Biogasrat⁺ e. V. ist der Verband für dezentrale erneuerbare Energieerzeugung- und Energieversorgung und vertritt die Interessen der führenden Marktteilnehmer der Bioenergiebranche. Im Vordergrund steht dabei die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Biogas und insbesondere Biomethan können im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor wesentlich dazu beitragen, die klimapolitischen Zielvorgaben zu erfüllen und das sozialverträglich, nachhaltig erneuerbar und kosteneffizient. Aus diesem Grund setzt sich der Verband für einen stärkeren Einsatz von Biomethan in allen Nutzungspfaden ein, indem rechtliche Rahmenbedingungen optimiert und zugleich Planungs- und Investitionssicherheit für die Marktakteure geschaffen werden, um die bestehenden Potenziale der Biogas- und Biomethanerzeugung zu heben.

Der Biogasrat⁺ e. V. ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen.

Registereintrag national: R003376 – Registereintrag europäisch: 000075850398-74.

1. Hintergrund

Die Bundesnetzagentur stellt in ihrem im März 2025 veröffentlichten Papier die mögliche Schaffung einer Ausnahmeregelung von Preisnachlässen an Erdgasspeicherpunkten und an Kopplungspunkten zwischen Mitgliedstaaten gemäß Art. 18 Abs. 5 lit. b) GasVO zur Diskussion.

Der Biogasrat+ e.V. lehnt die mögliche Schaffung von Ausnahmeregelungen (gemäß Art. 18 Abs. 5 lit. b) GasVO) zu dem in Artikel 18 Abs. 1 und Abs. 4 GasVO festgelegten Grundsatz der Gewährung von Preisnachlässen für erneuerbares Gas und kohlenstoffarmes Gas entschieden und ausdrücklich ab.

Im Einzelnen:

In dem Diskussionspapier der Bundesnetzagentur werden als mögliche Gründe für die Nichtanwendung von Preisnachlässen Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem und kohlenstoffarmen Gas bzw. alternative Fördermechanismen für den Ausbau der Nutzung von erneuerbarem und kohlenstoffarmen Gas benannt.

Aus Sicht des Biogasrat+ e.V. sind die von der Bundesnetzagentur angeführten Argumente im Diskussionspapier, die eine Nichtanwendung von Preisnachlässen rechtfertigen könnten, nicht stichhaltig. Insbesondere der von der Bundesnetzagentur als Fortschritt bewertete Zubau an Biomethaneinspeiseanlagen sowie die ebenfalls als Fortschritt bewertete Erhöhung des Einspeisevolumens von Biogas im Zeitraum von 2013 bis 2023 lassen sich bei näherer Betrachtung, d.h. unter Berücksichtigung der ursprünglich in der Gasnetzzugangsverordnung (vgl. 2013) politisch formulierten Biomethaneinspeiseziele von 6 Milliarden Nm³ Biomethan im Jahr 2020 und 10 Milliarden Nm³ Biomethan im Jahr 2030 - weder ernsthaft noch sachlich fundiert als Fortschritt einstufen. Noch deutlicher wird dies, wenn die Entwicklung der Biomethananlagen und deren Einspeisevolumen mit der Entwicklung anderer Erneuerbarer-Energie-Anlagen, wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen, verglichen wird.

Die nachstehende Übersicht zeigt deutlich, dass es seit 2017 keine relevante Erhöhung des Einspeisevolumens von Biomethan gab. (Quelle: dena biogaspartner Branchenbarometer 2024).

Das Einspeisevolumen in 2023 blieb mit 10.663 GWh aufgrund des fehlenden Neubaus nahezu unverändert auf Vorjahresniveau.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Einspeisevolumen in GWh	7.485	8.788	9.690	10.220	10.410	10.167	10.301	10.398	10.690	10.663
Ø Volllaststunden	7.045	7.390	7.658	7.757	7.707	7.425	7.424	7.219	7.176	7.252

Tabelle 1: Einspeisevolumen und durchschnittliche Volllaststunden deutscher Biomethananlagen (Stand Juni 2024, dena)

Ebenso bewegt sich der Neubau von Biomethananlagen seit 2017 auf niedrigem Niveau. „Die Anzahl der Biomethananlagen stagnierte seit 2021 aufgrund der unsicheren Marktlage einige Jahre bei rund 220 bis 230 Standorten. Trotz einer Beruhigung des zeitweise volatilen Marktumfelds bleibt die Neubauaktivität überschaubar und fragil.“, so die Einschätzung der dena (Quelle: dena biogaspartner Branchenbarometer 2024).

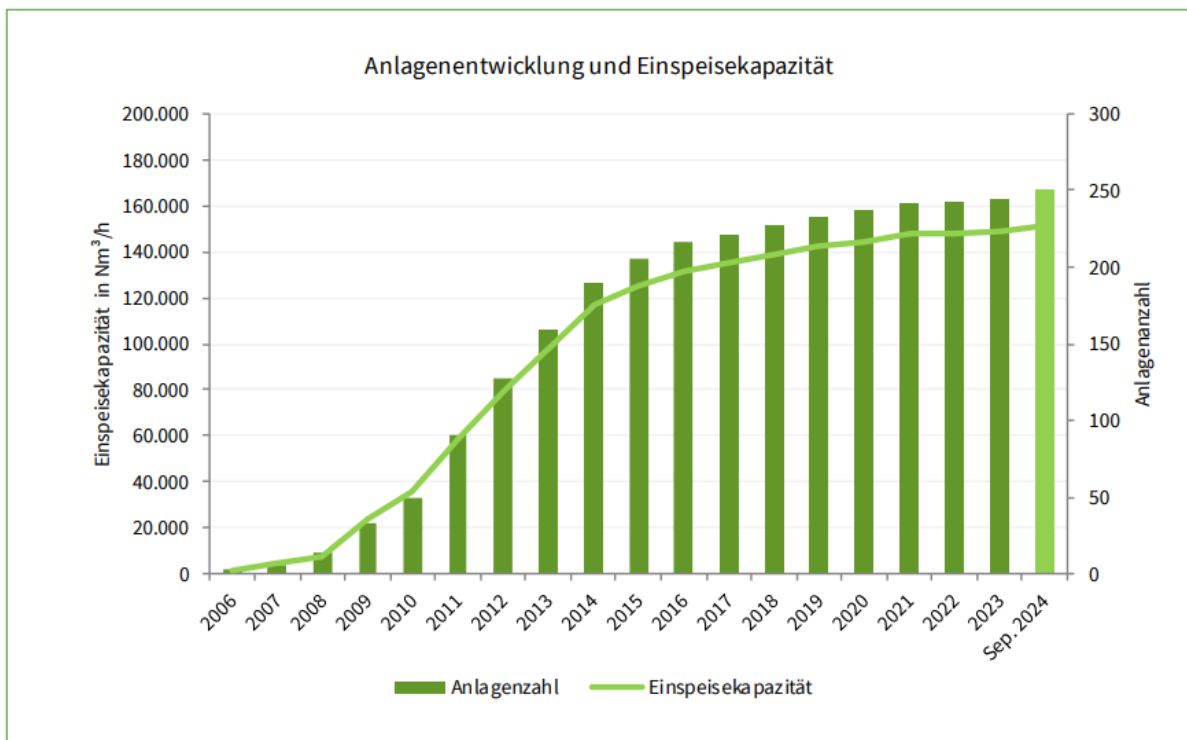


Abbildung 2: Anzahl und Einspeisekapazität von Biogasaufbereitungsanlagen 2006 bis 2024 (Stand Juni 2024, dena)

Wir verweisen in diesem Kontext ergänzend auf die Expertise und die Erhebungen der Bundesnetzagentur zur Entwicklung und Anzahl der realisierten sowie in Betrieb befindlichen Biomethananlagen (BNetzA, Referat Wasserstoff-/Gasverteilernetze).

Um die Schaffung einer Ausnahmeregelung zu begründen, verweist das Diskussionspapier der Bundesnetzagentur zudem auf eine Kurzstudie der dena, die ein Szenario zur möglichen Nutzung von Biomethan im Rahmen des Gebäudeenergiegesetzes entwirft bzw. auf die gesetzlichen Rahmenbedingungen der kommunalen Wärmeplanung verweist. Auch diese Begründung halten wir für sachlich unbegründet. Zum einen stehen die Regelungen des Gebäudeenergiegesetzes aktuell im Rahmen der Koalitionsverhandlungen zur Disposition. So ist davon auszugehen, dass die neue Bundesregierung in der 21. Legislaturperiode das Gebäudeenergiegesetz novellieren wird bzw. das Gesetz in der aktuellen Gestaltung abschaffen wird. Es ist demnach zu diesem Zeitpunkt nicht absehbar bzw. valide prognostizierbar, wie die Rahmenbedingungen für die Nutzung von Biogas/Biomethan im Gebäudeenergiegesetz künftig

ausgestaltet werden. Zum anderen sind die Ergebnisse der Studie lediglich eine mögliche Projektion, da sowohl im Gebäudeenergiegesetz als auch im Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung weitere Wärmeversorgungsoptionen politisch adressiert und explizit gefördert werden, während die Wärmeversorgungsoptionen mit Biomethan bzw. Biomasse verschiedenen Einschränkungen unterliegen und im Ergebnis damit in der Nutzung unattraktiver werden, wie nachstehend kurz zusammengefasst: Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) sieht vor, dass der Einsatz von erneuerbaren Energien (EE) in Heizungsanlagen sukzessive erhöht wird. Gem. § 71f Abs. 1 GEG 2024 müssen neue Heizungsanlagen betrieben mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen grundsätzlich die EE-Mindestquote von 65 % erreichen. § 71 Abs. 9 GEG 2024 setzt jedoch voraus, dass die Heizungsanlagen, die mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen betrieben werden und die zwischen Ende 2023 und 30.06.2026 bzw. 30.06.2028 bzw. einen Monat nach Bekanntgabe eines kommunalen Wärmeplans eingebaut werden, lediglich sukzessive ansteigende EE-Mindestquoten erreichen müssen: Ab 01.01.2029 15 %, ab 01.01.2035 30 %, ab 01.01.2040 mindestens 60 %. Damit der EE-Anteil aus Biomethan anerkannt wird, sind eine Reihe von technischen Anforderungen an die Aufbereitung gem. § 71f Abs. 3 S. 1 GEG 2024 i.V.m. § 22 Abs. 1 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe c und d GEG 2024 zu erfüllen: Maximale Methanemissionen i.H.v. 0,5 % bei der Aufbereitung / Maximaler Stromverbrauch i.H.v. 0,5 kWh pro Nm³ Rohgas für die Aufbereitung Bereitstellung von Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Abwärme. Zudem muss ein Massenbilanzsystem verwendet werden, damit die Menge des ein- und ausgespeisten Biomethans nachvollzogen werden kann. Der Einsatz von Getreidekorn und Mais ist für Neuanlagen größer 1 MW mit Inbetriebnahme ab 2024 auf 40 % eingesetzte Biomasse beschränkt. Für Bestandsanlagen und Anlagen kleiner 1 MW gibt es hier keine Beschränkungen.

████████████████████
██
██
██