

Positionspapier

Sofortmaßnahmen zum Ausbau der Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz

Stand: 27.07.22

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	4
Vorbemerkung & Potenziale der Biomethaneinspeisung.....	5
1. Beseitigung von Hemmnissen für den Anlagenneubau und die Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf die Gaseinspeisung	6
1.1. Planung, Genehmigung und Umsetzung beschleunigen.....	6
1.1.1. Bauplanungsrechtliche Privilegierung von zentralen Gasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen (Ergänzung von § 35 Abs. 1 BauGB)	6
1.1.2. Trassenfindung vereinfachen.....	6
1.1.3. Genehmigungsverfahren vereinfachen	7
1.1.4. Pflicht zur Realisierung von Gasnetzanschlüssen nach maximal einem Jahr einführen (Ergänzung von § 33 Abs. 7 GasNZV)	7
1.1.4. Ausschreibungsverfahren von Gasnetzbetreibern vereinfachen (Änderung der SektV).....	8
1.1.6. Informationen für lokale Biogasanlagencluster bereitstellen (Kommunale Wärmeplanung).....	8
1.2. Kosten für den Biogasanlagenbetreiber verringern.....	8
1.2.1. Beteiligung des Anlagenbetreibers an den Netzanschlusskosten verringern (Änderung von § 33 Abs. 1 GasNZV).....	9
1.2.2. Investitionsförderung für die Umrüstung von Bestandsanlagen auf die Gaseinspeisung (neues Förderprogramm).....	9
1.3. Handelshemmnisse abbauen.....	10
1.3.1. Bilanzielle Teilung von Roh-Biogas nach Einsatzstoffen ermöglichen (Ergänzung von § 44b Abs. 5 EEG 2023)	10
1.3.2. Bilanzzeiträume harmonisieren (Änderung der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 KOM).....	10
1.3.3. Zusätzliche Standardwerte für die Nachhaltigkeitszertifizierung festlegen (Ergänzung RED II oder der BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV).....	11
2. Nachfrage anreizen.....	12
2.1. Flexible Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung (Änderung von EEG & KWKG).....	12
2.1.1. Keine „Fokussierung“ der Biomethan-Vergütung auf reine Spitzenlastkraftwerke (Streichung von § 39i Abs. 1a EEG 2023; Änderung von § 39m Abs. 2 EEG 2023; Änderung von § 6 Abs. 1 KWKG 2023).....	12
2.1.2. Beschränkung der Biomethan-Ausschreibungen auf die Südregion abschaffen (Streichung von § 39k Abs. 3 EEG 2023)	12

2.2. Dekarbonisierung des Gasheizungsbestands (Änderung von § 10 KabE CO2KostAufTG)	13
2.3. Industrielle Prozesswärme und stoffliche Nutzung.....	14
2.3.1. Prozesswärme: Biomethan-Kessel als neuen Fördertatbestand in die EEW aufnehmen	14
2.3.2. Stoffliche Nutzung: Biogenen Wasserstoff in der Industrie als neue Erfüllungsoption in die THG-Quote aufnehmen (Änderung von § 37a Abs. 5 BImSchG)	14

Das Wichtigste in Kürze

Die Europäische Kommission hat sich mit ihrem „REPowerEU“-Plan zum Ziel gesetzt, die Biomethanherzeugung bis 2030 auf 35 bcm (entspricht ca. 370 Terawattstunden [TWh]) zu erhöhen. Die Umrüstung des deutschen Biogasanlagenbestands auf die Gaseinspeisung bietet zusammen mit den noch ungenutzten Biomassepotenzialen in Deutschland damit einen der wichtigsten Hebel, um das europäische Biomethanziel zu erreichen.

In einem Sofortmaßnahmenprogramm Biomethan sollten **Hemmnisse und Hürden** für den Ausbau der Biomethaneinspeisung beseitigt werden. Dazu gehört:

- **Die Beschleunigung von Planung, Genehmigung und Bau**, insbesondere durch die Privilegierung von Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen im Baugesetzbuch (BauGB), vereinfachte Genehmigungsverfahren, eine verbindliche Obergrenze für die Realisierung des Netzzugangs- sowie die Informationsaufarbeitung auf kommunaler Ebene im Rahmen der geplanten Pflicht zur kommunalen Wärmeplanung.
- **Eine Senkung der Investitionskosten für den Anlagenbetreiber**, u.a. durch eine Novellierung der Kostenaufteilungsregelungen in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und die Einführung eines finanziellen Förderprogramms für die Umrüstung von Bestandsanlagen.
- **Den Abbau von Handelshemmnissen**, z.B. durch die Möglichkeit im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Rohbiogasmengen bereits vor der Einspeisung ins Gasnetz nach Einsatzstoffen zu teilen.

Zudem sollte mit einem Sofortmaßnahmenprogramm eine **Steigerung der Biomethannachfrage** angereizt werden:

- Die Nutzung von Biomethan im Stromsektor sollte sich nicht auf Spitzenlastkraftwerke ohne Wärmeauskopplung konzentrieren, sondern auf **flexible und hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK)** (Änderung des EEG & des **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes [KWKG]**).
- Um Anreize zu setzen, damit der **Gasheizungsbestand defossilisiert wird**, noch bevor Hausbesitzer in eine neue Heizung investieren möchten, sollte eine - begrenzte - Weitergabe der Mehrkosten von Vermietern an Mieter möglich sein (Änderung des **Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetzes [CO2KostAufTG]**).
- Biomethan kann ohne technische Änderungen in Anlagen zur Erzeugung von **industrieller Hochtemperaturwärme** sowie zur **stofflichen Nutzung** eingesetzt werden. Anreize dafür können in der **Bundesförderung für Ressourcen- und Energieeffizienz in der Wirtschaft (EEW)** sowie in der **Treibhausgasminderungsquote im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG)** werden.

Unabhängig von den hier vorgeschlagenen Sofortmaßnahmen sollte die Bundesregierung unverzüglich einem im „Repower EU“-Plan der Europäischen Kommission vorgesehen umfassenden **Aktionsplan Biomethan** entwerfen, der konkrete mittel- und längerfristige Ausbauziele und Maßnahmen enthält.

Vorbemerkung & Potenziale der Biomethaneinspeisung

Die Europäische Kommission (KOM) hat sich mit ihrem „REPowerEU“-Plan zum Ziel gesetzt, die Biomethanerzeugung bis 2030 von aktuell 3 Milliarden Kubikmetern (bcm) auf 35 bcm auszuweiten (entspricht ca. 370 Terawattstunden [TWh]). Ziel ist nicht nur, die europäischen Klimaschutzziele zu erreichen, sondern auch, die Gasversorgung der EU zu diversifizieren und verstärkt durch heimische Quellen zu decken. Die Mitgliedstaaten sind aufgefordert, Biomethan-Aktionspläne auszuarbeiten, um ihren Teil zur Erreichung des EU-Ziels zu erreichen.

Deutschland weist in Europa mit knapp 10.000 Anlagen (ca. 95 TWh Rohgasproduktion) den größten Biogasanlagenbestand auf, von denen jedoch nur rund 250 Anlagen ins Gasnetz einspeisen (ca. 10 TWh Biomethan). Laut großräumigen Analysen sowohl des Deutschen Biomasse Forschungszentrums (DBFZ) können **rund 2.000 bestehende Biogasanlagen**, die aktuell das Gas noch am Anlagenstandort zu Strom- und Wärmeerzeugung nutzen, allein oder im Verbund mit anderen Anlagen **auf die Gaseinspeisung umgerüstet** werden. Allein dadurch könnte die Biogaseinspeisung auf ca. 35 TWh angehoben werden.¹ Für einen weiteren Ausbau müssten entweder kleinere Anlagen vergrößert werden, damit sie die Mindestschwelle für eine Gasaufbereitung überschreiten, oder Neuanlagen errichtet werden.

Der Fachverband Biogas e.V. (FvB) schätzt, dass die **Biogasproduktion in Deutschland ohne eine Ausdehnung der Anbauflächen für Energiepflanzen auf ca. 135 bis 235 TWh ausgeweitet werden könnte**.²

Die Umrüstung des deutschen Biogasanlagenbestands auf die Gaseinspeisung bietet zusammen mit den noch ungenutzten Biomassepotenzialen in Deutschland damit einen der wichtigsten Hebel, um das europäische Biomethanziel zu erreichen. Tatsächlich ist der Ausbau der Biomethanerzeugung auch in verschiedenen deutschen Regelwerken ein erklärtes energiepolitisches Ziel, u.a. im jüngst novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz und im Entwurf des Klimaschutzsofortprogramms der Bundesregierung. Zudem haben sich die Regierungsfractionen im Koalitionsvertrag darauf geeinigt, alle **Hemmnisse und Hürden** für den Ausbau Erneuerbarer Energien zu **beseitigen**. Dies aufgreifend schlagen die Bioenergieverbände im Folgenden Maßnahmen für **ein Sofortmaßnahmenprogramm Biomethan** vor, mit der die Biogaseinspeisung in Deutschland vorangetrieben werden kann.

Unabhängig von den hier vorgeschlagenen Sofortmaßnahmen sollte die Bundesregierung unverzüglich einem im „Repower EU“-Plan der Europäischen Kommission vorgesehen umfassenden **Aktionsplan Biomethan** entwerfen, der konkrete mittel- und längerfristige Ausbauziele und Maßnahmen enthält.

¹ Quelle: DBFZ et al (2021), Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus). Dies deckt sich mit der unabhängig durchgeführten Analyse in DVGW (2019), Potentialermittlung zur Erzeugung erneuerbarer Gase mittels Methanisierung (EE-Methanisierung).

² Quelle: Abfälle, Reststoffe, Nebenprodukte, Energiepflanzen und Aufwuchs von Dauergrünland nach DVGW (2019), Ermittlung des Gesamtpotenzials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Gasnetz; Aufwuchs von extensiv genutztem Grünland und Biodiversitätsflächen in 2030 nach Annahmen für das Jahr 2030 und Berechnungen des Fachverband Biogas e.V.

1. Beseitigung von Hemmnissen für den Anlagenneubau und die Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf die Gaseinspeisung

1.1. Planung, Genehmigung und Umsetzung beschleunigen

1.1.1. Bauplanungsrechtliche Privilegierung von zentralen Gasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen (Ergänzung von § 35 Abs. 1 BauGB)

Der wirtschaftliche Betrieb einer Gasaufbereitung erfordert einen gewissen Mindestdurchsatz an Biogas. Deshalb ist die Bündelung mehrerer Biogasanlagen sinnvoll, bei denen das Rohgas der Anlagen über sogenannte Gassammelleitungen zu einer zentralen Aufbereitungsanlage geleitet wird.

Die allermeisten bestehenden Biogasanlagen konnten aufgrund von § 35 Abs. 1 Baugesetzbuch (BauGB) privilegiert im Außenbereich errichtet werden, d.h. auch ohne, dass die Kommune ein entsprechendes Industrie-, Gewerbe- oder Sondergebiet ausgewiesen hat. Dementsprechend liegen die meisten Standorte, die sich aufgrund ihrer Nähe zu den einzelnen Biogasanlagen sowie einer Nähe zum Gasnetz für die Errichtung einer zentralen Aufbereitungsanlage für eine Biomethanherzeugung eignen, ebenfalls im Außenbereich.

Da die Errichtung von Aufbereitungsanlagen selbst aber kein Privilegierungstatbestand ist, können Sie nur errichtet werden, wenn die jeweilige Gemeinde vorab ein entsprechendes Gebiet neu ausweist. Dies führt dazu, dass in vielen Fällen der Zusammenschluss von Biogasanlagen nicht, nur mit sehr langen Vorlaufzeiträumen und/oder nur an technisch und wirtschaftlich suboptimalen Standorten möglich ist.

Vorschlag

Um den Zusammenschluss von bestehenden Biogasanlagen und deren Umrüstung auf die Gaseinspeisung voranzubringen, sollte die Errichtung von zentralen Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen ein neuer bauplanungsrechtlicher Privilegierungstatbestand sein, damit die Errichtung derartiger Anlagen auch ohne eine kommunale Ausweisung eines entsprechenden Gebiets möglich ist (Ergänzung von § 35 Abs. 1 BauGB).

1.1.2. Trassenfindung vereinfachen

Die Trassen für neue Rohgas- und Biomethanleitungen müssen erst über Eigentümer ermittelt und genehmigt werden. Dieses Verfahren erfordert bisher sehr großen zeitlichen, organisatorischen und finanziellen Aufwand. Aufgrund des besonderen öffentlichen Interesses der Biogaseinspeisung in das öffentliche Gasnetz bedarf es hier optimierter Verfahren zur Trassenfindung.

Vorschlag

Grundsätzlich sollte der Gesetzgeber Maßnahmen zur Vereinfachung und Beschleunigung von Verfahren für energiepolitischen Infrastrukturmaßnahmen ergreifen. Hier stehen eine Vielzahl von Maßnahmen zur Diskussion, z.B. eine vorrangige Duldungspflicht für erneuerbare Gasnetze auf Flächen der öffentlichen Hand oder vereinheitlichte Entschädigungsregelungen für Grundstückseigentümer.

1.1.3. Genehmigungsverfahren vereinfachen

Die Dauer von Genehmigungsverfahren ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Insbesondere der Zeitraum vor dem eigentlichen Genehmigungsverfahren wird immer länger. Eingefahrene Vollzugsgewohnheiten (Abläufe, Zeitpläne, Umfang der Unterlagen/Gutachten) müssen hinterfragt und identifizierten Fehlentwicklungen muss aktiv entgegengewirkt sowie verfahrensseitige Möglichkeiten besser kommuniziert werden.

Vorschläge

Zur Beschleunigung der Verfahren werden unter anderem folgende Maßnahmen vorgeschlagen:

- **Einbeziehung und Kompetenzerweiterung von Sachverständigen:** Zur Entlastung von Behörden könnte die Möglichkeit geschaffen werden einen Sachverständigen mit der Prüfung eines Antrags auf technische Machbarkeit oder Vollständigkeit von Unterlagen zu beauftragen.
- **Beschränkung des Zeitfensters für Prüfung bzw. Nachforderung von Unterlagen:** Theoretisch hat die Genehmigungsbehörde (gemäß § 7 der 9. BImSchV) nach Eingang des Antragsunterlagen diese unverzüglich, in der Regel innerhalb eines Monats, auf Vollständigkeit zu prüfen. Diese Frist kann eigentlich nur in begründeten Ausnahmefällen einmalig um zwei Wochen verlängert werden. De facto sind aber deutlich längere Zeiträume für die Nachforderung von Unterlagen üblich, von mindestens drei Monaten bis zu einem Jahr in Extremfällen. Oft wird die Prüfung der Antragsunterlagen auch durch nur stückweise Nachforderung von Unterlagen immer weiter in die Länge gezogen. Es bedarf daher einer verbindlichen Beschränkung des Zeitfensters für Prüfung bzw. Nachforderung von Unterlagen - wird dieses Zeitfenster von z.B. 3 Monaten überschritten, gelten die Unterlagen automatisch als vollständig.
- **Erstellung eines einheitlichen verbindlichen Katalogs für Antragsunterlagen:** Es ist ein einheitlicher und für Vorhabensträger wie Behörden verbindlicher Katalog der grundsätzlich beizubringenden Unterlagen einschließlich der zu treffenden wesentlichen Kernaussagen zu einzelnen Sachverhalten zu erstellen. Die Vorstellungen über die beizubringenden Unterlagen - insbesondere Gutachten - variiert selbst innerhalb desselben Bundeslandes erheblich. Anknüpfungspunkt könnte hier das Verfahrenshandbuch nach § 10 Abs. 5a Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) sein. Es bedarf zudem einer einheitlicheren Bewertung dessen, welche Änderungen an Anlagen i.d.R. im Rahmen eines Anzeigeverfahrens abgearbeitet werden können und welche einer Änderungsgenehmigung bedürfen.

1.1.4. 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 zwei Jahre. 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 Frist eine Pönale fällig wird (Ergänzung von § 33 AVs. 7 GasNZV).

1.1.4. Ausschreibungsverfahren von Gasnetzbetreibern vereinfachen (Änderung der SektV)

Gemäß der Sektorenverordnung (SektV) unterliegen Gasnetzbetreiber häufig den relevanten EU-Schwellen zur Ausschreibung. Diese Ausschreibungsverfahren für Netzbetreiber führen regelmäßig zu erheblichen Verzögerungen bei der Erweiterung bzw. Neubau.

Vorschlag

Aus diesem Grund wird vorgeschlagen, dass:

- bei nahezu gleicher Ausschreibungsinhalte (häufig standardisierte Komponenten/Baumaßnahmen) das ursprüngliche Ergebnis erneut verwendet werden könnte und
- dass EU-Verfahren für diesen Anlagentyp ausgesetzt werden oder die Schwelle höhergesetzt wird.

1.1.6. Informationen für lokale Biogasanlagencluster bereitstellen (Kommunale Wärmeplanung)

Eine zentrale Schwierigkeit bei der Bündelung von Biogasanlagen ist die Planung und Organisation. Diese könnte durch eine aktivere Rolle der Kommunen hinsichtlich Genehmigungen, Querung administrativer Einheiten und Gebietsausweisungen erleichtert werden.

Vorschlag

Die geplante kommunale Wärmeplanung sollte auch die wichtigsten Informationen für potenzielle Zusammenschlüsse von Biogasanlagen mit anschließender Biomethaneinspeisung ins Gasnetz enthalten. Dazu gehören insbesondere die vorhandenen Biogaserzeugungsanlagen und deren Produktionskapazität, mögliche Standorte für zentrale Biogasaufbereitungsanlagen, deren Entfernung vom Gasnetz sowie mögliche Wegstrecken für Rohgassammelleitungen und Verbindungsleistungen zum Gasnetz. Zudem sollten größere lokale Quellen für kommunale, gewerbliche und landwirtschaftliche Abfälle, Reststoffe und Nebenprodukte abgebildet werden.

1.2. Kosten für den Biogasanlagenbetreiber verringern

Ein großes Hemmnis sind die hohen Mehrkosten, die durch die Errichtung der Aufbereitungsanlage, der Einspeisestation sowie der Verbindungsleitungen entstehen - insbesondere die Umrüstung von bestehenden Biogasanlagen von der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf die Einspeisung ins Gasnetz. Um die Biomethanerzeugung anzureizen, sollten die Kosten für den Betreiber reduziert werden.

1.2.1. Beteiligung des Anlagenbetreibers an den Netzanschlusskosten verringern (Änderung von § 33 Abs. 1 GasNZV).

Der größte Kostenpunkt ist die Errichtung des Netzanschlusses, insbesondere der Einspeisestation. Da es sich dabei um Teile der Infrastruktur der allgemeinen Versorgung handelt, werden die Kosten für den Netzanschluss zwischen Gasnetzbetreiber und Anlagenbetreiber aufgeteilt. Diese Kostenaufteilung ist in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) geregelt. Bislang galt ein Deckel für die Beteiligung des Anlagenbetreibers an den Kosten des Netzanschlusskosten (250.000 € für den ersten Kilometer Leitung inkl. der Einspeiseanlage; jenseits des ersten Kilometers erfolgte dann eine Aufteilung im Verhältnis $\frac{1}{4}$ für den Anlagenbetreiber und $\frac{3}{4}$ für den Netzbetreiber). Seit Herbst 2021 wendet die Bundesnetzagentur (BNetzA) den Kostendeckel für die meisten neuen Netzanschlussprojekte dergestalt an, dass bei Projekten mit einer Anschlussleistung von mehr als 1 km alle Kosten im Verhältnis $\frac{1}{4}$ (Anlagenbetreiber) zu $\frac{3}{4}$ (Netzbetreiber) aufzuteilen sind, wobei auch die Kosten für die Einspeiseanlage nicht mehr auf 250.000 € gedeckelt sind. Da die Einspeiseanlage der mit Abstand größte Kostenblock beim Gasnetzanschluss ist, entsteht durch die Aufhebung des Deckels massive Zusatzkosten für den Anlagenbetreiber.

Vorschlag

Um die Umrüstung von Biogasanlagen auf die Gaseinspeisung sowie den Bau neuer Biogaseinspeiseanlagen zu erleichtern, sollten auch zukünftig die Kosten für die Einspeisestation überwiegend vom Netzbetreiber getragen werden. Der einfachste Weg dafür ist, den Beteiligungsdeckel in seiner bisherigen Form wiederherzustellen, z.B. durch eine klarstellende Formulierung in der GasNZV (Änderung von § 33 Abs. 1 GasNZV).

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

Eine weitere Option in diesem Zusammenhang wäre die Erweiterung der Befreiung von den Netzentgelten von 10 auf 20 Jahre. Der Kostenvermeidungseffekt der Biomethaneinspeisung auf die vorgelagerten Netzebenen wird vom Gesetzgeber durch die Erstattung der vermiedenen Netzkosten berücksichtigt. Allerdings wurde diese 2010 auf 10 Jahre begrenzt, obwohl der Kostenvermeidungseffekt über die Dauer der Einspeisung analog der EEG-Dauer anfällt.

1.2.2. Investitionsförderung für die Umrüstung von Bestandsanlagen auf die Gaseinspeisung (neues Förderprogramm)

Der zweite große Kostenpunkt ist die Errichtung der Aufbereitungsstation, die im Besitz des Anlagenbetreibers verbleibt. Um insbesondere den Betreibern landwirtschaftlicher Bestandsanlagen die Investition zu erleichtern, sollten sie durch ein entsprechendes Förderprogramm unterstützt werden. Nach einem entsprechenden Beschluss im „Klimaschutzprogramm 2030“ aus 2019 wurde ein solches Förderprogramm für Anlagen, die fortschrittliche Biokraftstoffe (also z.B. Biomethan auf Basis von Rest- und Abfallstoffen) herstellen, bereits angekündigt und Haushaltsmittel bereitgestellt.³ Dabei ist anzumerken, dass eine Beschränkung auf eine bestimmte Verwendungsform, z.B. als Kraftstoff, nicht sinnvoll ist, da sich die Anwendungen, in denen erneuerbares Gas benötigt wird, mit der Zeit ändern, und es auch eine ganze Reihe weiterer nachhaltiger Einsatzstoffe jenseits von Rest- und Abfallstoffen

³ Siehe: [BMDV - Erneuerbare Kraftstoffe \(bmvi.de\)](https://www.bmvi.de)

gibt. Das Gasnetz fungiert hier als Speicher, aus dem für die jeweilige Anwendung das Biomethan nach Bedarf zur Verfügung steht.

Vorschlag

Das geplante Förderprogramm wird auf Investitionen in die Errichtung von Biogasaufbereitungsanlagen an neuen oder bestehenden Biogasanlagen sowie der dazu gehörigen Netzinfrastruktur (soweit sie nicht unter die Kostenaufteilung der GasNZV fällt [siehe oben]) erweitert. Gefördert werden sollten jedoch nicht nur Anlagen zur Erzeugung von Biomethan, das aus Rest- und Abfallstoffen erzeugt und danach als Kraftstoff verwendet wird, sondern die Biomethanerzeugung generell – unabhängig von der Nutzungsform und den eingesetzten Einsatzstoffen.

1.3. Handelshemmnisse abbauen

1.3.1. Bilanzielle Teilung von Roh-Biogas nach Einsatzstoffen ermöglichen (Ergänzung von § 44b Abs. 5 EEG 2023)

Insbesondere bei der Bündelung mehrerer Biogasanlagen kann ein erster Schritt der Umrüstung darin bestehen, dass eine Anlage zunächst nur einen Teil des erzeugten Biogases in den Aufbereitungsprozess gibt und einen weiteren Teil weiterhin in einem BHKW verstromt und dafür eine EEG-Vergütung erhält. Allerdings können für das Biogas, das im BHKW verstromt wird, und das eingespeiste Biomethan unterschiedliche Anforderungen an die Einsatzstoffe gelten. Eine Anlage, die sich für eine Teileinspeisung entscheidet, müsste dann die schärferen Anforderungen sowohl für das Biogas im BHKW als auch für das Biomethan im Netz erfüllen. Dies hemmt den Einstieg in solche Teileinspeisungskonzepte.

Vorschlag

Im EEG sollte für Bestands- und Neuanlagen klar geregelt sein, dass bereits das Roh-Biogas bilanziell nach Einsatzstoffen geteilt und den jeweiligen Verwendungszwecken zugeteilt werden kann (z.B. durch eine Ergänzung von § 44b Abs. 5 EEG 2023). Für die bilanzielle Teilung von Roh-Biogas könnte die massenbilanzielle Teilbarkeit, die bereits seit vielen Jahren im EEG für Biomethan verankert ist, als Vorbild dienen.

1.3.2. Bilanzzeiträume harmonisieren (Änderung der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 KOM)

Mit dem Inkrafttreten der BioSt-NachV zu Beginn des Jahres 2022 wurden im Zuge der Nachhaltigkeitszertifizierung neue Bilanzzeiträume eingeführt, die nicht mit den Bilanzzeiträumen des Gashandels (EEG, KWKG) kompatibel sind. Dies führt zu nahezu nicht lösbaren Herausforderungen für die Biomethanbranche. Aufgrund bestehender Lieferverträge, die nicht innerhalb von drei Wochen verändert werden konnten, ist ein Ausgleich der Massenbilanz im ersten Quartal nicht möglich, was einer Nachhaltigkeitszertifizierung widerspricht. Üblicherweise erfolgt der Ausgleich über ein Kalenderjahr. Insbesondere betroffen sind hier Kommunen, die Biomethan zur Energieversorgung einsetzen. Es muss zukünftig darauf geachtet werden, dass Bilanzzeiträume aus der Förderpolitik synchronisiert werden.

Vorschlag

In der Nachhaltigkeitszertifizierung wird ein ganzjähriger Bilanzzeitraum eingeführt (Änderung der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 der Europäischen Kommission). Da hierzu Vorgaben auf europäischer Ebene (RED II) maßgeblich sind, soll sich der Gesetzgeber um praxismgerechte Vorgaben bemühen. Da aktuell die RED II novelliert wird, besteht ein Zeitfenster, Regelungen anzupassen.

1.3.3. Zusätzliche Standardwerte für die Nachhaltigkeitszertifizierung festlegen (Ergänzung RED II oder der BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV)

Fast alle Anwendungen von Biomethan erfordern einen Nachhaltigkeitsnachweis im Sinne der Biomassestrom- bzw. Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV), die sich auf die entsprechenden Berechnungsmethoden und Werte in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) berufen. Die Nachhaltigkeitszertifizierung ist mit besonders hohem bürokratischen Aufwand und Kosten verbunden, wenn anstatt des typischen Einsatzstoffes Maissilage z.B. die politisch und ökologisch besonders erwünschten Einsatzstoffe Stroh, industrielle und agrarischer Reststoffe, Zwischenfrüchte oder Blühpflanzen zum Einsatz kommen sollen. Denn für Mais (und Gülle & Bioabfall) sind in der RED II Standardwerte für die Berechnung der Treibhausgasbilanz festgelegt, für den absolut überwiegenden Teil der alternativen Einsatzstoffe jedoch nicht.

Vorschlag

In der RED II bzw. - solange dies nicht möglich ist - in der BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV sollten deutlich mehr Standardwerte für alternative Einsatzstoffe festgelegt werden. Da viele Nachweispflichten innerhalb gesetzter Fristen aufgrund mangelnder Verfügbarkeit von Eingabesystemen (BLE) und Auditoren nicht umgesetzt werden können, sollten Fristen großzügiger gestaltet werden, um THG-Potentiale für weitere alternative Einsatzstoffe zu definieren.

2. Nachfrage anreizen

2.1. Flexible Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung (Änderung von EEG & KWKG)

2.1.1. Keine „Fokussierung“ der Biomethan-Vergütung auf reine Spitzenlastkraftwerke (Streichung von § 39i Abs. 1a EEG 2023; Änderung von § 39m Abs. 2 EEG 2023; Änderung von § 6 Abs. 1 KWKG 2023)

Mit der jüngsten Novelle von EEG und Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) wurde die Vergütung von Biomethan auf Spitzenlastkraftwerke ohne Wärmeauskopplung „fokussiert“. Regulatorisch wurde dies umgesetzt, indem die EEG-Vergütung von Biomethan auf ein entsprechendes Segment beschränkt wird, in dem Biomethan-Stromerzeuger im Jahresdurchschnitt maximal 10 Prozent ihrer installierten Leistung zur Stromerzeugung nutzen dürfen (entspricht ca. 900 Volllaststunden), was zu wenig für eine Wärmeauskopplung ist. Darüber hinaus wurde Biomethan im KWKG als förderfähiger Brennstoff gestrichen. Reine **Spitzenlastkraftwerke ohne Wärmeauskopplung haben einen Effizienznachteil gegenüber** den im Bioenergiebereich sonst üblichen **KWK-Anlagen**, weil die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme ungenutzt bleibt. So hat beispielsweise eine Gasturbine einen Gesamtwirkungsgrad von rund 40 Prozent, die im Biogasbereich üblichen Blockheizkraftwerk (BHKW) bzw. die Dampfturbinen von Biomasseheizkraftwerken hingegen einen Gesamtwirkungsgrad von bis zu 85 Prozent. Das führt dazu, dass die für den Klimaschutz notwendige erneuerbare Wärme an anderer Stelle durch andere Technologien erzeugt werden muss, was zusätzliche betriebs- und volkswirtschaftliche Kosten mit sich bringt. Insofern technisch und wirtschaftlich möglich, sollte der Bedarf an **flexibler gesicherter Leistung** zum Ausgleich von Wind- und Solarenergie deshalb **in erster Linie durch KWK-Anlagen** gedeckt werden.

Vorschlag

Biomethan sollte sowohl im regulären Segment des EEG als auch im KWKG ein förderfähiger Brennstoff sein (Streichung von § 39i Abs. 1a EEG 2023; Änderung von § 6 Abs. 1 KWKG 2023). Im eigenen Biomethan-Segment im EEG sollte die Begrenzung der Stromerzeugung auf 15 Prozent der installierten Leistung (entspricht ca. 1.200 Volllaststunden) erhöht werden (Änderung von § 39m Abs. 2 EEG 2023).

2.1.2. Beschränkung der Biomethan-Ausschreibungen auf die Südregion abschaffen (Streichung von § 39k Abs. 3 EEG 2023)

Die Biomethan-Ausschreibung ist auf die „Südregion“ beschränkt, also primär auf die Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern. Diese **Begrenzung auf die Südregion ist energiewirtschaftlich nicht sinnvoll**. Die Gebote in der vergangenen Biomethan-Ausschreibung, die für Gebote aus ganz Deutschland offenstand, stammten zu einem Großteil von Standorten in Nord- und Westdeutschland, was zeigt, dass auch in diesen Bundesländern ein großes Interesse und ein Bedarf an hochflexibler KWK-Leistung besteht. Darüber hinaus ist eine Begrenzung auf die Südregion **nicht im Sinne des Gesetzgebers, weil sie den Kreis potenzieller Bieter stark eingrenzt und damit den Wettbewerb schwächt**.

Vorschlag

Die Biomethan-Ausschreibung wird für alle Standorte geöffnet (Streichung von § 39k Abs. 3 EEG 2023).

2.2. Dekarbonisierung des Gasheizungsbestands (Änderung von § 10 KabE CO2KostAufTG)

In Deutschland sind etwa ein Drittel der Gasheizungen weniger als 10 Jahre alt ist. Allein im Jahr 2021 wurden ca. 650.000 neue Gasheizungen installiert. Typischerweise steht ein Kesseltausch frühestens nach 20 Jahren an. Es ist deshalb davon auszugehen, dass selbst bei einem massiven Anstieg von Fachkräften und dem Ausbau von Wärmenetzen bestenfalls erst im Verlauf der 2030er der gesamte Gaskesselbestand durch andere Technologien ersetzt kann. Aus Klimaschutzgründen ist es deshalb sehr sinnvoll, Biomethan in bestehenden Gaskesseln einzusetzen.

Der nationale Emissionshandel (nETS) ist aktuell das einzige relevante Instrument, um Hauseigentümer anzureizen, in bereits bestehenden Gaskesseln einen Brennstoffwechsel vorzunehmen. Mit dem Entwurf des Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetzes (KabE CO2AufTG) soll geregelt werden, dass die Kosten für nETS-Zertifikate („CO₂-Kosten“) nach einem bestimmten Schlüssel zwischen Vermietern und Mietern aufzuteilen sind. Für den Wechsel von fossilen auf klimaneutrale Brennstoffe wie Biomethan wird zusätzlich eine Sonderregel eingeführt (§ 10). Diese ändert zwar nichts an der Aufteilung der CO₂-Kosten zwischen Vermieter und Mieter, aber sie begrenzt die mietrechtliche Möglichkeit des Vermieters, die Heizkosten – also die Kosten für die vom Mieter verbrauchten Brennstoffe – an die Mieter weiterzugeben, wenn von fossilen auf klimaneutrale Brennstoffe umgestellt wird. Konkret dürfen dann die Mehrkosten der klimaneutralen Brennstoffe gegenüber den jeweiligen fossilen Alternativen nicht an die Mieter weitergegeben, sondern müssen vollständig vom Vermieter getragen werden.

Damit wird der durch den nETS gesetzte finanzielle Anreiz für den Vermieter, von fossilen auf klimaneutrale Brennstoffe zu wechseln, ausgehebelt: Die Einsparung von CO₂-Kosten, die der Vermieter durch den Umstieg auf klimaneutrale Brennstoffe erreicht, wird – abhängig vom Kostenverhältnis – durch die Mehrkosten der Brennstoffe aufgezehrt, die er nach § 10 KabE nicht an den Mieter weitergeben kann.

Die Bioenergieverbände teilen die in der Begründung zu § 10 beschriebene Auffassung, dass Vermieter dem Kostendruck des nETS nicht allein durch einen reinen Brennstoffwechsel in bestehenden Heizungen ausweichen können sollten. Aus den im vorherigen Abschnitt genannten Gründen schießt ein vollständiges Verbot der Weitergabe von Mehrkosten klimaneutraler Brennstoffe jedoch über das Ziel hinaus. Es bedarf eines klugen Mittelwegs, der sowohl die Anreizwirkung für den Brennstoffwechsel als auch die Anreizwirkung für Klimaschutzinvestitionen bewahrt und zudem die Kosten fair zwischen Mietern und Vermietern aufteilt.

Vorschlag

Es sollten nicht nur die CO₂-Kosten der Wärmeerzeugung, sondern auch die Mehrkosten für klimaneutrale Brennstoffe nach einem bestimmten, noch zu definierenden Schlüssel fair zwischen Vermietern und Mietern aufteilt werden, der in Analogie zu dem Stufenmodell in der Anlage des KabE im CO2KostAufTG festgelegt wird. Für eine detailliertere Erläuterung dieser Zusammenhänge sowie des Lösungsvorschlags wird auf die [Stellungnahme der Bioenergieverbände zum KabE](#) verwiesen.

2.3. Industrielle Prozesswärme und stoffliche Nutzung

2.3.1. Prozesswärme: Biomethan-Kessel als neuen Fördertatbestand in die EEW aufnehmen

Die Anreize zur Nutzung von Holzkesseln in der industriellen Prozesswärme durch die Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) haben sich bewährt und sollten fortgeführt werden. Die thermische Verwertung von Holz und Holzabfällen erreicht Temperaturen von bis zu 500 Grad und damit deutlich mehr als brennstofffreie Erneuerbare Alternativen. Für viele Prozesswärmeanwendungen in der Industrie werden aber auch Temperaturen von deutlich über 1.000 Grad benötigt, die erneuerbar nur durch die Verbrennung von Wasserstoff und Kohlenwasserstoffen wie Methan bereitgestellt werden können.

Vorschlag

Kessel zur Verbrennung von Biomethan, aber auch von biogenem Wasserstoff, Bioheizöl sowie Holzgas sollten als neue Fördertatbestände in die EEW aufgenommen werden.

2.3.2. Stoffliche Nutzung: Biogenen Wasserstoff in der Industrie als neue Erfüllungsoption in die THG-Quote aufnehmen (Änderung von § 37a Abs. 5 BImSchG)

In Deutschland werden knapp 20 TWh Wasserstoff für die industrielle Nutzung durch die Dampfreaktion von Erdgas gewonnen. Durch die Umstellung der industriellen Dampfreaktion von Erdgas auf Biomethan können zügig Erdgasverbrauch und Treibhausgasemissionen in der Industrie reduziert werden.

Vorschlag

Als Anreizinstrument bietet sich die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) an. Die THG-Quote reizt den Einsatz bestimmter Treibhausgasminderungstechnologien (sog. „Erfüllungsoptionen“) im Verkehrssektor wie Strom für Elektrofahrzeuge, Biokraftstoffe oder strombasierte Kraftstoffe an, indem sie Mineralölunternehmen verpflichtet, ihre Treibhausgasbilanz durch den Verkauf von solchen Erfüllungsoptionen bilanziell zu verbessern. Allerdings gibt es neben den genannten Verkehrstechnologien bestimmte Erfüllungsoptionen, deren Treibhausgaseinsparung in anderen Bereichen greift. Beispielsweise gilt der Einsatz von strombasiertem Wasserstoff in der Industrie als Erfüllungsoption: Industrieunternehmen, die beispielsweise ihre Wasserstoffproduktion von Erdgasdampfreaktion auf Elektrolyse umstellen, können diese Treibhausgaseinsparung an Mineralölunternehmen bilanziell weitergeben. So wird die Nutzung von strombasiertem Wasserstoff in der Industrie angereizt. Um in der industriellen Wasserstoffherstellung auch den Umstieg von Erdgas auf Biomethan anzureizen, könnte biogener Wasserstoff – also z.B. Wasserstoff aus Biomethandampfreaktion – als Erfüllungsoption der THG-Quote anerkannt werden (Ergänzung von § 37a Abs. 5 BImSchG).

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie
Sandra Rostek
Leiterin
Tel.: 030-2758179-00
Email: rostek@bioenergie.de