

Perspektive Biomethan

Fehlanreize und Lock-in-Effekte verhindern

Oktober 2025

Klare Marktmechanismen statt regulatorischer Eingriffe

Vor dem Hintergrund der Transformation des Gasnetzes und der wirtschaftlichen Effizienz des Netzbetriebs ist es richtig, dass die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) Ende 2025 ausläuft. Eine rechtliche Folgeregelung ist nur für die Kostenwälzung der Anschlusskosten notwendig.

Steigenden Antragszahlen eindämmen

Die Zunahme von Anschlussbegehren an das Gasnetz wird durch den Vorschlag der Fristverlängerung des GasNZV-Regimes im Kabinettsentwurf §118 Abs. EnWG voraussichtlich weiter verschärft werden. Ein Vorziehen des Stichtages ist darum dringend geboten.

Biomethan-Verstromung im Bestand absichern

Die verschärften THG-Mindestanforderungen durch die RED III-Umsetzung drohen Biomethan-KWK-Bestandsanlagen unnötig aus dem Markt zu drängen. Die Bundesregierung sollte Bestandsanlagen eine praktikable Übergangsregelung einräumen.

Fehlanreize und Lock-in-Effekt verhindern

Biogas kann durch seine Steuerbarkeit und flexible Nutzbarkeit im Energiesystem wichtige Funktionen wie die Bereitstellung gesicherter Leistung übernehmen. Durch die richtige Regulierung muss diese Qualität für das System nutzbar gemacht werden. Für die schwerpunkt-mäßige Nutzung von Biogas für die Verstromung müssen darum entsprechende Anreize ge- setzt werden, während Fehlanreize, wie aktuell durch die Gasnetzzugangsverordnung (Gas- NZV), dringend beendet werden müssen. So können finanzielle Ressourcen effizient für die Energiewende genutzt und Endverbraucher geschützt werden.

Vor dem Hintergrund der Energiewende und des sich wandelnden Energiesystems, muss die Rolle von Biomethaneinspeisung in das Gasnetz grundsätzlich diskutiert werden. Biomasse kann durch ihre Speicherungsfähigkeit eine wichtige Rolle im Energie- system übernehmen. Dieses Potenzial muss in der Verstromung genutzt werden. Darüber hinaus muss jedoch eine ehrliche De- batte über die zukünftige Nutzung von Biomethan geführt wer- den. **Denn klar ist, Investitionen, die in den nächsten Jahren in den Anschluss dieser Anlagen fließen, fehlen gleichzeitig an anderer Stelle für die weitere Elektrifizierung des Energiesystems.** Der von der vorherigen Bundesregierung angeschobene, aber nicht abgeschlossene Prozess einer Biomassestrategie sowie die Umsetzung der EU-Richtlinie für Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, könnten hierfür den geeigneten Rahmen bieten.

Anschlussbegehren für die Einspeisung von zu Biomethan auf- bereitetem Biogas stehen im Spannungsverhältnis mit der Transformation des Gasnetzes, der wirtschaftlichen Effizienz des Netzbetriebs und damit auch der Energiewende generell. Bis zum Gasausstieg im Jahr 2045 werden sich die Nutzerzahlen in Erdgasnetzen deutlich reduzieren. Mit KANU 2.0 hat der geord- nete, kaufmännische Rückzug aus dem Gasverteilnetz begon- nen.

Die GasNZV regelte bislang zentrale Privilegien für den Netzan- schluss von Biomethananlagen – darunter den Anschlussvor- rang, die Kostenteilung, die Mindestverfügbarkeit und den Aus- bauanspruch. Daraus resultiert ein unbeschränkter Anschluss- vorrang für Biomethananlagen, der in keinem Verhältnis zu ih- rem Nutzen steht und in Verbindung mit auslaufenden EEG-För- deransprüchen für Bestandsanlagen große wirtschaftliche Fehl- anreize setzt.

Mit dem Auslaufen der EEG-Förderung für viele stromeinspei- sende Biogasanlagen in den kommenden Jahren steigt die An- zahl an Netzanschlussbegehren an das Gasverteilnetz aktuell

deutlich an. Der Grund hierfür ist die höhere Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur Verstromung ohne EEG-Förderung. Allein im E.ON-Netzgebiet werden bis 2032 rund 3.000 Biogasanlagen aus der EEG-Förderung fallen. Darüber hinaus entstehen neue Biogasanlagen mit dem Ziel der Einspeisung ins Gasnetz. Die derzeitigen Privilegien von Gasanschlüssen über die GasNZV binden bei den Verteilnetzbetreibern massive Investitionsmittel – in einer Zeit, in der diese Ressourcen eigentlich für den notwen- digen Ausbau der Stromnetze benötigt werden. **Die hohen volks- wirtschaftlichen Kosten stehen – insbesondere bei kleineren Anlagen – in keinem Verhältnis zum Nutzen.** Diese Fehlanreize müssen dringend behoben werden. Auch im Sinne einer bezahl- baren Energiewende sollten die Auswirkungen kritisch geprüft werden, denn die massiven resultierenden Kosten der Netzan- schlüsse werden über die Netzentgelte solidarisiert und an alle Gasletztverbraucher weitergegeben.

Mit dem EnWG-Kabinettsentwurf möchte die Bundesregierung mit §118 Abs. 4 EnWG-E Rechtssicherheit für die Übergangs- phase bis zum endgültigen Auslaufen der GasNZV schaffen. Dies begrüßt E.ON ausdrücklich. Der Vorschlag erzielt jedoch einen gegenteiligen Effekt: **Es besteht die Gefahr, dass durch zeitliches Hinausschieben des Stichtags auf den 30.06.2026 und dem da- mit verbundenen Anreiz für Anlagenbetreiber, bis dahin weiter- hin unter das aktuelle Regime der GasNZV fallen zu können, die Anzahl der Netzanchlussanträge weiter massiv steigt.** Hinzu- kommt, dass sich diese Anlagen in der Umsetzung befinden wer- den, wenn die **korrespondierende GasNEV und der darin geregelt Kostenwälzungsmechanismus ausgelaufen sein wird.**

Was es jetzt zu tun gilt

- Das Anschlussregime der GasNZV muss noch in diesem Jahr auslaufen (§ 118 Abs. 4 EnWG-E) und sollte nicht durch das EnWG nachträglich verlängert werden.

2. Entgegen dem Kabinettsentwurf muss der Stichtag auf einen deutlich früheren Zeitpunkt vorgezogen werden, spätestens rückwirkend zum 31.08.2025. Eine Fristverkürzung beendet Fehlanreize und schafft Klarheit für alle Marktakteure.

3. Unabhängig vom konkreten Stichtag hält E.ON es für geboten, die Kostenwälzung für Biogasanlagen – also die solidarische Verteilung der aus der Biogaseinspeisung entstehenden Mehrkosten auf alle Netzbetreiber – über das Jahr 2028 hinaus sicherzustellen.

4. Es besteht nach Auslaufen der GasNZV über die Kostenwälzung hinaus kein weiterer gesetzlicher Regelungsbedarf. Mit dem Auslaufen der GasNZV wird ein überholtes Fördersystem beendet. Spätestens ab 2026 gelten die allgemeinen Regeln des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Das ist gut für den Markt, gut für die Energiewende und gut für die Verbraucher.

5. Über die kurzfristigen Handlungsbedarfe hinsichtlich Anschlusses und Kostenwälzung hinaus, sollte z.B. im Rahmen der Umsetzung der Gasbinnenmarktrichtlinie eine grundsätzliche Strategie für den Umgang mit Biomethananlagen festgelegt und eine Gewichtung gegenüber anderen Investitionsbedarfen im Energiesystem vorgenommen werden.

Das Ziel: Klare Marktmechanismen statt regulatorischer Privilegierungen.

Die Rolle von Biogas und Biomethan im Energiesystem der Zukunft

Biogas und Biomethan sind erneuerbare Energieträger, die im Gegensatz zu Wind- und Solarenergie auch bei Flauten und bedecktem Himmel verfügbar sind. Sie sind unter Beachtung der Gasbeschaffenheit speicherbar bzw. in ihrem Einsatz bei der Energieumwandlung leichter zu steuern und damit saisonal und flexibel einsetzbar. Gleichzeitig reduziert Biomethan die Abhängigkeit von fossilen Importen und stärkt die regionale Wertschöpfung.

Angesichts der Anforderungen des Wärmeplanungsgesetzes (WPG), des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und der fortschreitenden Dekarbonisierung ist eine strategische Einbindung von Biomethan notwendig, um Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaziele zu gewährleisten. Biomethan ermöglicht die Einhaltung von Anforderungen, wie einem hohen Anteil grüner Wärme und günstigen Primärenergiefaktoren. Insbesondere in Wärmenetzen mit hohen Vorlauftemperaturen, die schwer durch Wärmepumpen dekarbonisierbar sind, kann Biomethan

eine Mittel- und Spitzenlastfunktion übernehmen. Der Einsatz von Biomethan in der vorhandenen Infrastruktur (BHKW, Kessel) ermöglicht zudem eine Dekarbonisierung ohne Anlagenumbau und zusätzliche Investition.

Insoweit ist es wichtig, dass gewisse Biomethankapazitäten für entsprechende Anwendungen (insbesondere im Kontext des §29 WPG) in einem wirtschaftlich vertretbaren Rahmen gesichert werden. Hier Bedarf es jedoch eines ganzheitlichen Ansatzes, auch in einem europäischen Kontext, der die Transformation des Gasnetzes anerkennt, sowie die Energiewende im Allgemeinen. Das aktuelle Regime der GasNZV ist dafür ungeeignet und konterkariert das Streben nach mehr Kosteneffizienz.

Als volkswirtschaftlich sinnvollste Lösung sollten Biogas-Anlagen dort weiterbetrieben werden können, wo sie historisch angesiedelt wurden – in der Verstromung und Wärmeerzeugung.

Besonders die flexibel verfügbare gesicherte Leistung aus der Verstromung von Biogas und Biomethan ist ein echter Vorteil für das Stromnetz – der Bedarf an zusätzlich zu errichtenden H2-Ready-Gas-Kraftwerken ließe sich mit ihrer Hilfe reduzieren. Schon heute können Biogasanlagen bzw. Biogas-/Biomethanbetriebene BHKWs bei flexibler Fahrweise von Strompreisspreads profitieren. Aktuell ist die erforderliche Anfangsinvestition in die Flexibilisierung für Anlagenbetreiber bei unsicheren Erlösen ein Hinderungsgrund, ihren Betrieb darauf umzustellen. Über einen dringend einzuführenden Kapazitätsmarkt entstehen hier perspektivisch sachgerechte finanzielle Anreize. Insoweit gilt es für den Gesetzgeber, eine wirtschaftliche Brücke bis zum Start des Kapazitätsmarktes zu bauen.

Das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung (Februar 2025) weist hier den richtigen Weg: Ansatzpunkte für eine Brücke können verstärkte Flexibilisierungsanreize zur Stromproduktion sein, z.B. über Flexibilitätsprämie im EEG oder Entlastung bei der Initialinvestition zur Flexibilisierung der Bestandsanlage. Auch eine Anschlussförderung im EEG mit dem Fokus auf Flexibilisierung ist zweckdienlich. Standorte, an denen neben der Stromproduktion auch eine Wärmeversorgung aus der Biogas-/Biomethanlage erfolgt, sollten bei einer Anschlussförderung privilegiert werden.

Gleichzeitig besteht an mehreren Stellen in aktuellen Gesetzgebungsprozessen dringender Handlungsbedarf, um die vorrangige Nutzung in der Verstromung weiterhin zu gewährleisten:

(1.) Im Zuge der durch das Bundesministerium der Finanzen umgesetzten Stromsteuerreform soll laut Referentenentwurf Strom aus Bio-, Klär- und Deponiegasanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von über 2 MW künftig **nicht mehr von der Stromsteuer befreit** sein. Betroffen wäre insbesondere der **Eigenverbrauch** des erzeugten Stroms, was die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen erheblich verschlechtert, und den Fehlanreiz

setzt, Biomethan ins Gasnetz einzuspeisen, statt dringend benötigte Flexibilität im Stromnetz bereitzustellen. Dies könnte zu einer weiteren Verschärfung des Drucks auf das Gasnetz führen. Im weiteren Gesetzgebungsverfahren sollte diese Auswirkungen ebenfalls berücksichtigt werden.

Im selben Zug ist vorgesehen den **Schwellwert für Direktvermarktung** auf Anlagen >2MW abzusenken. Für Anlagenbetreiber sinkt die Attraktivität zur Verstromung so weiter. An beiden Stellen sollten die Auswirkungen für die Energiewende darum dringend kritisch geprüft werden.

(2.) Um die Wirtschaftlichkeit von **Biogas-/Biomethan-KWK-Bestandsanlagen** zu sichern, besteht bei der **Umsetzung der RED III** Handlungsbedarf: Derzeit steht Biomethan in der nach RED III erforderlichen Qualität nicht ausreichend zur Verfügung, was die Erfüllung der THG-Minderungsanforderungen gemäß Artikel 29 der RED III in vielen Fällen unmöglich macht. Ohne Anpassungen müssten viele Bestandsanlagen ihren Betrieb vor Ablauf der 20 Jahre einstellen, da der Vergütungsanspruch nach EEG durch Nichterfüllung der Anforderungen als „nachhaltiges“ Biomethan entfällt. Dies betrifft im schlimmsten Fall rund zwei Drittel des nach EEG eingesetzten Biomethans, sodass ca. 2,3 TWh erneuerbare Wärme und 1,9 TWh erneuerbarer Strom dann nicht mehr erzeugt werden könnten.¹

Die Bundesregierung kann gemäß Art. 29 Abs. 15 RED III Bestandsschutz bis zum 31.12. 2030 gewähren, um Anlagen ausreichend Zeit für Umrüstung und Substratumsstellung auf die geforderten THG-Mindesteinsparungen von 80 Prozent zu geben – von dieser Übergangsregelung gilt es jetzt sehr zeitnah Gebrauch zu machen. Wir begrüßen daher, dass der aktuelle Referentenentwurf des Bundesministeriums für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit als Stichtag für die 80% Quote auf den 31.12.2031 vorsieht.

¹ Dena 2024

Tessa-Sophie Schrader

Political Affairs Manager

+49 162 570 6604

tessa-sophie.schrader@eon.com

Oskar Obarowski

Political Affairs Manager

+49 152 0268 1591

oskar.obarowski@eon.com

it's on us

to make new energy work.



eon.com



Political-affairs@eon.com

e-on