

## Biomethan im Gasnetz

# VKU-Positionen zur Zunahme der Einspeisebegehren

### Die VKU-Positionen in Kürze

- Dekarbonisierte Gase - allen voran Biomethan und Wasserstoff - sind Teil einer klimaneutralen Energieversorgung und stärken die Regionen vor Ort.
- Durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen (RED II, BImSchG, 36.-38. BImSchV, Biokraft-NachV, etc.) werden zukünftig nur noch Biomethananlagen attraktiv, die strengen Nachhaltigkeitskriterien entsprechen. Wir wollen ihr Potenzial ausschöpfen.
- Der Bund sollte durch Fördermaßnahmen sicherstellen, dass die lokalen Biomethanpotenziale wirtschaftlich genutzt werden können. Die Fördermaßnahmen müssen auf die volkswirtschaftlich günstigsten Lösungen abzielen.
- Die Zunahme der Biomethan-Einspeisebegehren führt jedoch zu Herausforderungen bei den Gasnetzbetreibern.

### Wir schlagen folgende Maßnahmen vor:

- Der Zusammenschluss von Kleinanlagen sollte, wo dies gesamtwirtschaftlich effizienter gegenüber dem Einzelanschluss kleiner Anlagen ist, priorisiert werden.
- Die Regeln für den Netzanschluss von Biogasanlagen müssen modernisiert werden: Netzbetreiber brauchen in gewissen Situationen das Recht, Anschlüsse zu kündigen und Begehren abzulehnen. Eine uneingeschränkte Verpflichtung der Netzbetreiber, Biogasanlagen vorrangig zu behandeln, kann zu Lock-In-Effekten führen und eine Transformation der Gasnetze behindern.
- Es muss klargestellt werden: Bei bestehenden Netzanschluss-/Anschlussnutzungs- und Einspeiseverhältnissen muss der Anlagenbetreiber im Falle einer frühzeitig angekündigten Umstellung des Erdgasnetzes auf Wasserstoff die entsprechend geänderten technischen Vorgaben (Gasqualität) einhalten können, oder die Kündigung des Netzanschlusses muss möglich sein.
- Der neu zu entwickelnden Regulierungsrahmen für die Gasnetze soll die Nutzungskonkurrenzen von Biomethan- und Wasserstoffnetzen berücksichtigen.

### Im Trend: Biomethan, Biogas und Wasserstoff

Dekarbonisierte Gase werden einen wichtigen Beitrag zum Gelingen der Energiewende spielen. Sie sind speicherbar, vielfältig einsetzbar und können in der gut ausgebauten Gasnetzinfrastruktur transportiert und verteilt werden. Ihr Hochlauf und die damit verbundene Umstellung der Gasinfrastruktur haben unlängst Eingang in die politische Debatte gefunden und sich in gleich mehreren Gesetzen (Gebäude-Energie-Gesetz, Wärmeplanungsgesetz, Renewable Energy Directive III) niedergeschlagen.

### EEG und KWK-G machten Biogas rentabel - was folgt?

Es ist damit zu rechnen, dass bis 2030 rund 50 Prozent der Biogasanlagen aus der EEG-Förderung fallen. Zudem läuft das KWK-Förderregime aus. Eine KWK-G-Novelle ist dringend notwendig, aber Stand Juli 2024 nicht in konkreter Erarbeitung.

Bereits jetzt ist zu beobachten, dass viele Anlagenbetreiber planen, das Biogas zu Biomethan aufzubereiten und Einspeisebegehren ins Gasverteilernetz zu stellen. Weiterhin sollen verstärkt biogene Rest- und Abfallstoffe einer Kaskadennutzung zugeführt werden, d. h. der Vergärung gefolgt von der Kompostierung der Bioabfälle.

### Gasnetze sind fit für Biomethan

Gasnetze und -Verbrauchseinrichtungen transportieren heute ohne größere Anpassungsmaßnahmen Biomethan und EE-Methan. Wasserstoff kann dem Methan i. d. R. bis zu 20 % beigemischt werden. Bei bestimmten Kunden (Gastankstellen, Gasturbinen, Gas-BHKWs, ...) sind geringere Beimischungen zulässig. Bei höheren Beimischungen wäre eine technische Umrüstung von Komponenten notwendig.

### Gasnetze im Wandel

Die Gasnetzinfrastruktur erfährt einen Wandel: Für die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft werden Gasverteilernetzbetreiber (GasVNB) ihre Leitungen auf Wasserstoff umstellen oder teilweise stilllegen.

Die GasVNB haben sich aktiv in diesen Transformationsprozess eingebracht und mit dem Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) ambitionierte Etappenziele zur Umstellung ihrer Gasnetze auf den Transport und die Verteilung von Wasserstoff formuliert.

Zudem laufen die Prozesse für die integrierte Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff sowie die Systementwicklungsstrategie.

Erschwert werden die Planungen der GasVNB durch die folgenden **Unsicherheitsfaktoren**:

- Die Kommunale Wärmeplanung (KWP) ist nicht abgeschlossen, sondern läuft (bis 2026/2028).
- Für die integrierte Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff ist die Berücksichtigung der VNB-Bedarfe noch nicht geklärt. Der VKU setzt sich dafür ein, dass die Ergebnisse des GTP-Prozesses möglichst umfassend Eingang finden.
- Die nationale Biomassestrategie (NABIS) sowie die Kraftwerksstrategie liegen noch nicht vor.
- Es fehlen nationale Leitlinien dazu, wie das Bekenntnis der freiwilligen RePowerEU Strategie von 35 Milliarden Kubikmeter Biomethan/Biogas, die in der EU produziert werden sollen, umgesetzt werden soll.
- Das BMWK diskutiert mit seinem Green Paper die Transformation der Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze mit starkem Fokus auf die strukturierte Stilllegung des Gasnetzes bis 2045. Der VKU setzt sich für Verbindlichkeit und klare Regeln auch für die Weiternutzung der Netze ein.
- Die anstehende Überführung des EU-Gaspakets in nationales Recht wirft bei GasVNB viele Fragen auf (bspw. Einführung einer Regionalplanung, Umsetzung der Transformationsoptionen, ...).

## Trend trifft auf Wandel und erhöht die Komplexität

Die Zunahme an Einspeisebegehren führt zu folgenden **Herausforderungen**:

- Für Betreiber von Biomethananlagen besteht aktuell ein vorrangiger Anschlussanspruch gegen den Gasnetzbetreiber. Diese Anschlussverpflichtung bedarf zwingend einer Anpassung (s. unten).
- Die Ablehnungsgründe für ein Anschlussbegehren sind praktisch auf wenige Ausnahmen begrenzt, die in der Praxis jedoch nur selten überhaupt zum Tragen kommen.
- Netzbetreiber haben die dauerhafte Verfügbarkeit des Netzanschlusses, mindestens aber zu 96 Prozent, sicherzustellen (§ 33 Abs. 2 Satz 1 GasNZV). Es **drohen dort Lock-in-Effekte** in eine Methan-Netzinfrastruktur, wo es möglicherweise volkswirtschaftlich effizienter wäre, Wasserstoff- und/oder Stromnetze zu betreiben oder die Infrastruktur (teilweise) stillzulegen. Dabei stehen Netzteile, die für die Aufnahme und den Transport von Biomethan benötigt werden, weder für die Umstellung auf Wasserstoff zur Verfügung noch können diese Netzteile ohne Weiteres stillgelegt werden. Dies verhindert die Transformation der Gasnetze. Wo solche Einspeisungen „auftauchen“, kann zufällig und ungesteuert sein. Hier ist mit zusätzlichem technischen Aufwand (Verdichter) zu rechnen.
- Die aktuell geltende Kostenteilung bei den Anschlusskosten nach § 33 Abs. 1 GasNZV sollte überdacht werden: GasVNB müssen den **Großteil der Kosten** für den Netzanschluss und alle Kosten für eine eventuelle Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene tragen. Die Netzanschlusskosten bekommt der GasVNB im Rahmen des Umlagemechanismus erstattet, genauso wie weitere mit dem Biogasanschluss und der Biogaseinspeisung zusammenhängende Kosten (vgl. § 20b GasNEV). Diese Kosten werden über die Umlage (bundesweit) sozialisiert, die auf GasVNB-Ebene Teil der Netzentgelte ist und nicht gesondert abgerechnet wird. Allerdings müssen die GasVNB die Finanzierung der erheblichen Investitionen bewältigen. Auch wenn die regulatorische Anerkennung der Kosten grundsätzlich eine Refinanzierung dieser Investitionen ermöglicht, führt die Zunahme der Umsetzungsprojekte zu einer massiven Liquiditätsbelastung der Netzbetreiber. Diese Entwicklung muss entschärft werden.
- Denkbar wäre eine Erweiterung der Kostentragungsregelung über den Netzanschluss hinaus auf alle Systemelemente (insbes. Rückspeiseverdichter), verbunden mit einer höheren Kostenbeteiligung des Einspeisers.
- **Netzentgelte** drohen aufgrund sinkender Nutzerzahlen und Mengen bundesweit stark zu steigen. Dieser Effekt wird zusätzlich durch die Biogas-Umlage aufgrund der hohen Anschlusskosten für Biomethananlagen und die Kosten für die Vorhaltung des Methan-Netzes verstärkt. Der Energieträger Gas/Biomethan droht aufgrund steigender Netzentgelte unattraktiver zu werden. Das kann in einem sich selbst verstärkenden Effekt zu einem Rückgang der Anschlusskunden führen, deren individuelle Netzentgelte wiederum steigen.
- Das Speichervolumen des Gasverteilernetzes ist begrenzt. Der Bedarf an Rückspeisung kann insbesondere in der „lauen Sommernacht“ erheblich sein und die drohenden Lock-In-Effekte in eine Methan-Infrastruktur auf vorgelagerte Netzebenen erhöhen.

## Empfehlungen des VKU

- Die verschiedenen Planungsinstrumente (integrierte Netzentwicklungsplanung, Regionalpläne, Kommunale Wärmeplanung, Gasnetzgebietstransformationsplan) müssen besser verzahnt werden. Und sie müssen Biomethan einbeziehen, um seine Rolle als Erfüllungsoption im Rahmen des GEG und des WPG zu stärken. Wenn als Ergebnis der Planungen Biomethan eine Rolle spielt, müssen sich solche Anlagen inkl. Anschlüsse und Netze in einem Förderregime oder in wirtschaftlich auskömmlichen Rahmenbedingungen widerspiegeln, um den Mengenhochlauf von Biomethan zu ermöglichen.
- **Biomethan-Nutzungsgebiete (s. u.) und Cluster (s. u.)** können zum Tragen kommen, wenn es das ganze Jahr über einen stetigen Grundlastbedarf gibt. Weitere Bedingung ist, dass der Biomethan-Abnehmer eine alternative Energiequelle hat, um eventuellen Ausfälle der Biomethananlage abzusichern. Andernfalls wäre ein Speicher erforderlich, den das Gasverteilernetz i. d. R. nicht hat.
  - In Anlehnung an Wasserstoff- oder Fernwärmevorranggebiete sollte es auch **Biomethan-Nutzungsgebiete** geben. Sie sollten sich an den Biomasse-Potenzialen und am -Verbrauch orientieren. Biomethanpotenziale – beispielsweise in Form von Bioabfällen – können hier wirtschaftlich sinnvoll gehoben werden. Die Ausweisung von Biomethan-Nutzungsgebieten verschafft Erzeugern, Netzbetreibern und Endkunden **Planungssicherheit**, ohne dabei andernorts die Netzumstellung auf Wasserstoff oder die Stilllegung von Netzteilen zu gefährden.
  - Der Anschluss von einzelnen kleinen Anlagen kann hohe spezifische Investitionskosten verursachen, die sich perspektivisch auf eine im Rahmen der Energie- und Wärmewende kleiner werdende Zahl an Anschlussnehmern verteilen wird. Der Zusammenschluss von Kleinstanlagen als **Cluster** bringt für Anschlussnehmer, Netzbetreiber und Netznutzer erhebliche Kostensenkungen mit sich.
- Fortsetzung der **Erarbeitung der NABIS**: Klarheit und Ziele erwarten wir von einer offiziellen nationalen Biomassestrategie. Der VKU steht gerne als Ansprechpartner zur Verfügung.
- **Evaluierung der Anschluss- und Zugangsregelungen**: Grundsätzlich besteht die Notwendigkeit einer stärkeren Lenkungswirkung der Kostenteilung beim Netzanschluss zwischen Netz- und Anlagenbetreiber. Konkret könnte dies wie folgt aussehen:
  - Für Clusterbildungen und Biomethan-Nutzungsgebiete könnten zusätzliche Anreize durch eine verringerte Kostenbeteiligung der Einspeiser für die Netzanschlusskosten geschaffen werden, sofern diese Gebiete, analog der Prüfung zur wirtschaftlich günstigsten Versorgungsoption im Rahmen des Wärmeplanungsgesetzes, als solche identifiziert worden sind.
  - Die pauschale Deckelung der Anschlusskosten (bspw. bei einer Anschlusslänge von bis zu 1 km auf aktuell 250.000 EUR für den Anschlussnehmer (§ 33 GasNZV Abs. 1)) sollte hinterfragt werden, um die oben dargestellte Lenkungswirkung sicherzustellen. Da die verbleibenden Netzanschlusskosten von der Allgemeinheit aller Netznutzer über die Biogasumlage bzw. auf VNB-Ebene die Netzentgelte getragen werden, sollte über eine höhere Kostenbeteiligung des Anschlussnehmers nachgedacht werden. Zudem ist der Kostendeckel von 250.000 Euro seit 2010 der Höhe nach unverändert. Die Anhebung sollte mind. in Höhe der Geldwertentwicklung/Inflationsrate erfolgen.
  - Die mit dem Netzanschluss einhergehenden Investitionen des Netzbetreibers (und damit der Netznutzer über die Netznutzungsentgelte) sollten den Investitionen des Anlagenbetreibers gegenübergestellt werden. Ab einem Netzkostenanteil von bspw. 25

Prozent der Gesamtinvestitionen des Anlagenbetreibers (inkl. Grundstück, Erschließung, und Gasaufbereitung) sollte der Netzbetreiber das Anschlussbegehren auf Grund von Unwirtschaftlichkeit ablehnen können. Die Kosten sind beiderseits nach definierten Regeln offen zu legen. Ist die Biomethananlage Teil einer geschlossenen Kreislaufwirtschaft (z. B. Abfall- oder Klärschlammverwertung) wäre eine Anhebung des Prozentsatzes gerechtfertigt.

- Es sollte klargestellt werden, dass bei bestehenden Netzanschluss-/Anschlussnutzungs- und Einspeiseverhältnissen der Anlagenbetreiber im Falle einer Umstellung des Erdgasnetzes auf Wasserstoff die entsprechend geänderten **technischen Vorgaben an die Einspeisung** einhalten muss. In Verteilnetze sollen Biomethananlagen oder H<sub>2</sub>-Produktionen nur Austauschgas einspeisen, also Biomethan bei Methanetzen und Wasserstoff bei Wasserstoffnetzen. Dabei kann eine zeitliche Orientierung am Transformationsplan (bspw. dem GTP) des Netzbetreibers erfolgen. Der Transformationsplan muss dem Biomethaneinspeiser vor Inbetriebnahme vorliegen, damit er Planungssicherheit hat und eventuelle Zusatzkosten berücksichtigen kann.
- Die Netzbetreiber sollten die Möglichkeit erhalten, Anschlussbegehren von Biogasanlagen **abzulehnen** und bestehende Anschlüsse zu **kündigen**, wenn eine **Umstellung des Netzes auf Wasserstoff oder eine Stilllegung von (Teil-)Netzen** vorgesehen und angekündigt ist und eine technische Anpassung der Gasqualität nicht möglich ist. Gleichzeitig sollen sie bei ihrer Transformationsplanung neu vorgesehene Biomethananlagen einbeziehen. Durch angemessene Kündigungsfristen oder ggf. Entschädigungen, die auch die Nutzungskonzepte des Biomethans berücksichtigen, muss sichergestellt sein, dass Biomethananlagenbetreiber ihre gesetzlichen Pflichten bspw. zur Abfallentsorgung erfüllen können.

Diese Modernisierung der Anschlussregelungen würde die Netzentgelte begrenzen, so die Kosten auf Endverbraucherseite eindämmen und der Netztransformation die nötige Flexibilität verleihen. Modernere Anschlussregelungen sind schon deshalb zwingend erforderlich, da sie energiewirtschaftliche Handlungsspielräume sichern und für die bevorstehende Netztransformation größere Rechtssicherheit verleihen würden.

- **Individuelle Netzanschlussverfügbarkeit aushandeln:** Statt der Garantie, dass der Netzanschluss zu 96 Prozent des Kalenderjahres verfügbar ist, könnten Anschlussnehmer und Netzbetreiber einen individuellen Wert vereinbaren. Denkbar wären hier auch unterjährige Kapazitätsszusagen/Fahrpläne. Hierzu bedarf es entsprechender Regelungen.
- **Regulierungsrahmen anpassen:** Regulatorische Anpassungen sollten den finanziellen Herausforderungen der Netzbetreiber Rechnung tragen. Sie sollen auch den Investitionsbedarf berücksichtigen, der in anderen Energieinfrastrukturbereichen anfällt.
  - Durch die Verkürzung der Abschreibungsdauer der Anschlusskosten auf fünf Jahre, könnte ihre Refinanzierung beschleunigt werden.
  - In einem nun zu entwickelnden Regulierungsregime, das die BNetzA mit dem Eckpunktetpapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ (NEST) begonnen hat, sollten die Auswirkungen der Gasnetztransformation auch mit Blick auf Biomethaneinspeisung Eingang finden.

## Praxisbeispiele

### Beispiel für einen kommunalen Gasverteilerbetreiber

- Geplant ist eine Aufbereitungsanlage mit einer Einspeiseleistung von 200 m<sup>3</sup>/h
- Bei angenommenen 8.000 Benutzungsstunden wird so eine Menge von rd. 16 Mio. kWh erzeugt (entspricht rd. 2 % der gesamten Netzmenge)
- Die hierfür notwendigen Netzinvestitionen sind in etwa so hoch wie der aktuelle Restwert seines Erdgasnetzes (!).

### Beispiel für einen kommunalen Biomethananlagenbetreiber aus der Abfallwirtschaft

- Betrieben wird eine Aufbereitungsanlage, die jährlich 30 GWh Biomethan erzeugt
- Mit dem erzeugten Biomethan wird die unternehmenseigene Flotte von 180 Abfallsammel-fahrzeugen klimaneutral betrieben
- Würde der Gasnetzbetreiber den Anschluss kündigen, bedeutete dies für den Anlagenbetreiber
  - o die Suche eines neuen Absatzmarktes ohne Zugriff auf das Gasnetz für sein erzeugtes Biomethan sowie
  - o den Verlust seiner Flottenversorgung mit klimaneutral erzeugtem Biomethan - die Mehrkosten für ein klimaneutral betriebenes Ersatzfahrzeug liegen aktuell bei rund 550.000 € insgesamt rund 99 Mio. Euro (!)