

🌐 www.dvgw.de

Klimaneutral mit Biomethan

Welche Regionen in Deutschland umsteigen könnten

Eine Kurzstudie



Biomethan zwischen Hoffnung und Herausforderungen

Im Zuge der Energietransformation und zur Erreichung der Klimaziele müssen fossile Energieträger zunehmend ersetzt werden. Derzeit stammen rund 80 Prozent des deutschen Primärenergiebedarfs aus fossilen Molekülen wie Erdöl, Erdgas und Kohle (Abbildung 1). Zwar wird der Anteil von elektrischer Energie in den kommenden Jahren steigen, doch molekulare Energieträger bleiben unverzichtbar.

Dies gilt insbesondere in Bereichen, in denen Elektrifizierung an technische oder wirtschaftliche Grenzen stößt. Dazu zählen etwa die stoffliche Nutzung in der Industrie, die Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme sowie die Absicherung der Strom- und Wärmeversorgung. In diesem Kontext spielen klimafreundliche Gase wie Wasserstoff und Biogas, aufbereitet zu Biomethan, eine zentrale Rolle.

Die Energiewende ist ohne Moleküle nicht zu meistern

Gesamtbedarf 2024: 2.255 TWh

Gesamtbedarf 2045: 2.000 TWh

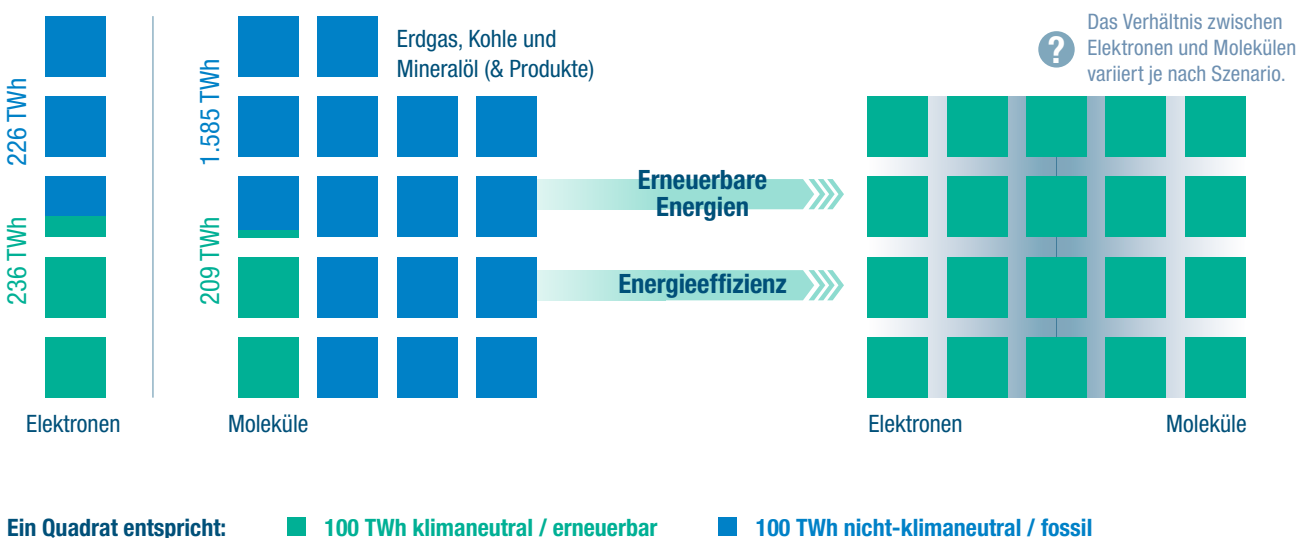


Abbildung 1: Aktueller und zukünftiger Energiebedarf in Deutschland in Terawattstunden (TWh)
Quelle: DVGW-EBI basierend auf [1] für den Endenergieverbrauch 2024 und [2–5] für den Bedarf 2045

Das Klimaschutzpotenzial von Biomethan ist hoch

Biogas entsteht durch die Vergärung organischer Materialien wie Gülle, Bioabfälle, Klärschlamm oder Energiepflanzen (z. B. Mais). In luftdichten Fermentern zersetzen Mikroorganismen die Substrate und erzeugen ein Gasgemisch, das hauptsächlich aus Methan und Kohlenstoffdioxid (CO₂) besteht. Dieses sogenannte Rohbiogas kann entweder direkt in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt oder zu Biomethan aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist werden. Bei der Aufbereitung werden CO₂ und andere Begleitstoffe entfernt, sodass nahezu reines Methan übrig bleibt. Biomethan ist chemisch nahezu identisch mit Erdgas und gilt als klimafreundlich, da bei seiner Verbrennung nur das zuvor gebundene CO₂ freigesetzt wird.

Das theoretische Potenzial von Biomethan für den Klimaschutz in Deutschland ist hoch, doch die Umsetzung steht vor großen Herausforderungen. Die zeitlich begrenzte Förderung für Biogasanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), hohe Kosten für die

Aufbereitung von Rohbiogas und für die Einspeisung von Biomethan, die fehlende Flexibilität der Anlagen bei saisonal schwankendem Gasbedarf sowie offene Fragen zur Netzplanung gefährden die Nutzung dieses Potenzials. Hinzu kommen regulatorische Unklarheiten durch den Wegfall der Gasnetz Zugangsverordnung (GasNZV) und der Nachfolgeverordnung „Festlegung in Sachen Zugang von Biogas – ZuBio“ [6].

Diese Kurzstudie untersucht das verfügbare Biogas-Potenzial in Deutschland, identifiziert zentrale Hürden für den Einsatz von Biomethan und skizziert mögliche Lösungsansätze für dessen nachhaltige Integration ins Energiesystem. Werden die bestehenden Herausforderungen überwunden, kann Biomethan in bestimmten Regionen einen entscheidenden Beitrag zu einer klimaneutralen Gasversorgung leisten und die Energiewende maßgeblich unterstützen.



Biogas in Deutschland: Potenzial und Nutzung

In Deutschland erzeugen mehr als 9.200 Biogasanlagen jedes Jahr rund 110 TWh¹ Rohbiogas [7]. Daraus werden rund 40 TWh Strom gewonnen - das entspricht etwa acht Prozent des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland [8]. Ein weiterer Teil wird als Wärme bereitgestellt und etwa 10 TWh gehen ins Gasnetz.

Die Anlagen sind jedoch nicht gleichmäßig verteilt (Abbildung 2). Besonders viele und große Erzeugungspotenziale finden sich im Norden, vor allem in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern, sowie im Süden in Baden-Württemberg und Bayern. In der Mitte Deutschlands ist die Dichte der Biogasstandorte dagegen geringer.

In Deutschland gibt es mehr als 9.200 Biogasanlagen



Abbildung 2: Standorte der Biogasanlagen in Deutschland

Quelle: DVGW-EBI nach [7]

In den kommenden Jahren wird die Auswahl der Biomasse, mit der Biogas produziert werden kann, durch die novellierte EU-Richtlinie Renewable Energy Directive (RED) III eingeschränkt. Sie grenzt die Nutzung von Pflanzen ein, die auch als Nahrungsmittel dienen, wodurch sich der Einsatz von Mais als Substrat verringert. Dennoch bleibt das Potenzial groß, wenn verstärkt Reststoffe und Abfälle genutzt werden: Das geschätzte Gesamtpotenzial nach den Vorgaben der RED III liegt bei mindestens 120 TWh [9, 10]. Den größten Beitrag liefert Getreidestroh, gefolgt von Rindergülle.

Auch Bioabfall und Garten- und Parkabfälle tragen zur Biogaserzeugung bei [11]. Zusätzlich erlaubt RED III die Nutzung weiterer Substrate wie Zwischenfrüchte oder Mischkulturen, die die Potenziale weiter erhöhen. Für diese liegen jedoch keine belastbaren Mengenangaben vor. Auch hier sind die Potenziale regional unterschiedlich verteilt, mit den höchsten Potenzialen im Norden Deutschlands. Für das Jahr 2045 wird ein Biomethanpotenzial in Deutschland von 100 bis 200 TWh/a prognostiziert [9, 10, 12].

¹ Alle Angaben in dieser Studie zu Energiemengen aus Biogas/-methan wurden basierend auf dem Brennwert (HHV = higher heating value) berechnet.

Die aktuelle Biogasproduktion deckt 13% des Gesamtgasbedarfs.

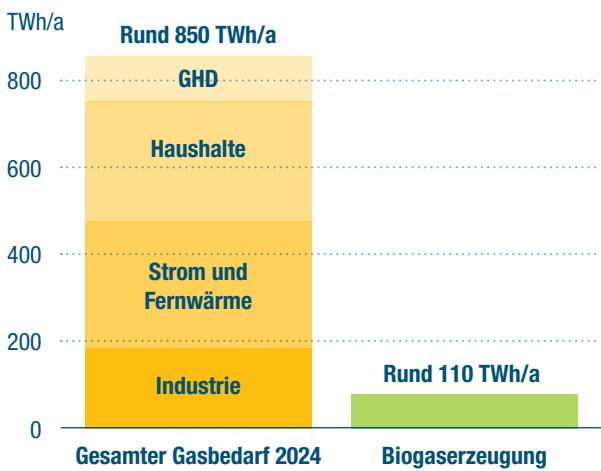


Abbildung 3: Gasbedarf und Biogaserzeugung in Deutschland
Quelle: DVGW-Ebi nach [9–15]

Ein Zehntel der Biogasproduktion geht aktuell ins Gasnetz

Rein rechnerisch ließen sich mit der aktuellen Biogasproduktion 13 Prozent des Gasbedarfs in Deutschland decken (Abbildung 3) [7, 14]. Allerdings liegen Erzeugung und Verbrauch meist nicht am selben Ort: Während in Nord- und Süddeutschland große Mengen Biogas produziert werden, ist der Gasbedarf beispielsweise in Nordrhein-Westfalen besonders hoch. Betrachtet man Erzeugung und Bedarf nach Regionen, zeigt sich jedoch, dass der Gasbedarf in 34 Landkreisen vollständig durch Biogas gedeckt werden könnte (Abbildung 4). Dort wäre also eine klimaneutrale Gasversorgung möglich, wenn das Rohbiogas aufbereitet und als Biomethan in das bestehende Erdgasnetz eingespeist würde.

Derzeit wird allerdings nur ein kleiner Teil des Rohbiogases zu Biomethan aufbereitet. Im Jahr 2024 speisten rund 250 Anlagen insgesamt etwa 11 TWh Biomethan ins Gasnetz ein, also nur rund zehn Prozent der gesamten Rohbiogasproduktion [16]. Der überwiegende Teil wird in Blockheizkraftwerken verstromt. Die dabei entstehende Abwärme wird an vielen Standorten für die Wärmeversorgung genutzt.

In 34 von 401 Landkreisen kann der Gasbedarf gedeckt werden.

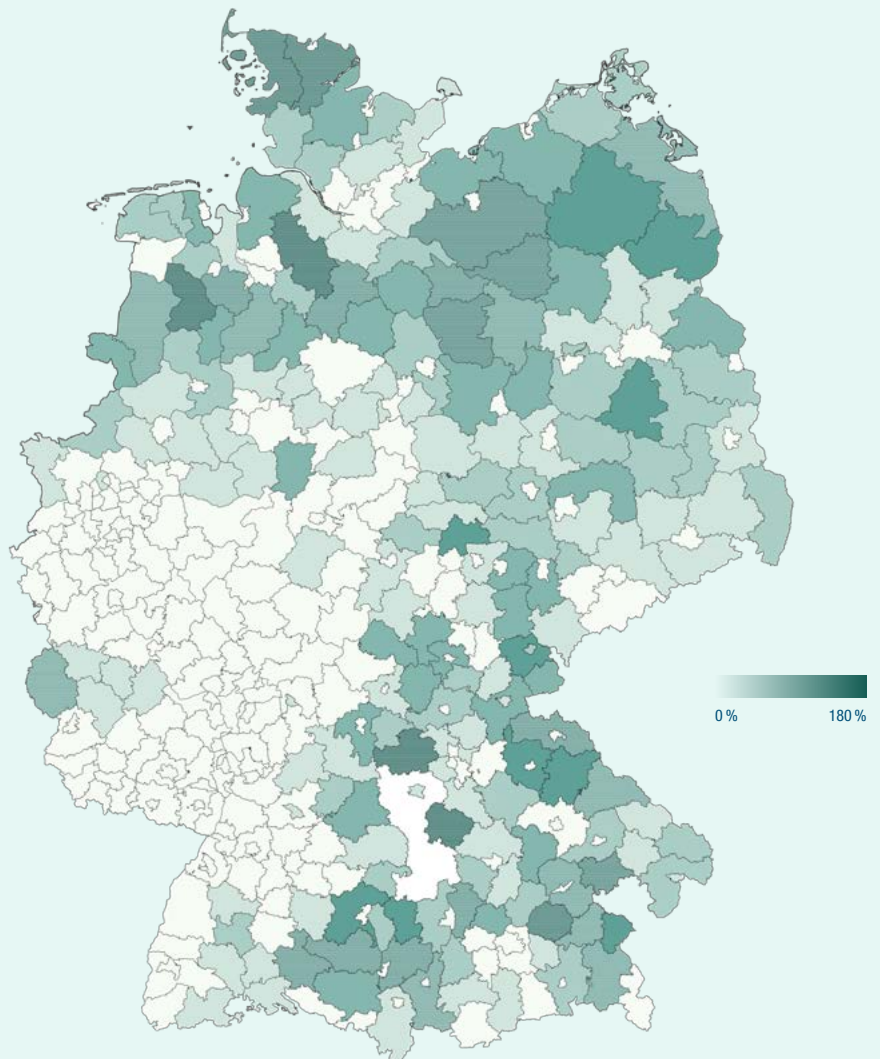


Abbildung 4: Prozentualer Anteil des Gasbedarfs der durch Biomethan ersetzt werden könnte

Quelle: DVGW-EBI nach [7, 15]

Zahlen, Daten, Fakten zu Biogasanlagen in Deutschland

9.240

Anzahl

4,5 GW

Elektrische Leistung

108 TWh/a

Erzeugte Biogasmenge
2024

39 TWh/a

Erzeugte Strommenge
2024

Quelle: [7]

Die Biogas-Hürden – und wie man darüber springen kann

1

Aufbereitung in Biogas-Clustern, um Fortbestand der Anlagen nach Wegfall der EEG-Förderung zu sichern

Derzeit wird der größte Teil des erzeugten Biogases direkt in Blockheizkraftwerken verstromt. Das liegt vor allem an der EEG-Förderung, die den Biogasanlagen für zwanzig Jahre feste Vergütungssätze für den eingespeisten Strom garantiert und so den Ausbau der Biogasanlagen maßgeblich vorangetrieben hat. Nun läuft diese Förderung für die ersten Anlagen aus und für viele Betreiber stellt sich die Frage, wie sie ihre Anlagen künftig wirtschaftlich betreiben können. In den kommenden Jahren benötigen zahlreiche Anlagen ein alternatives Geschäftsmodell, um eine Stilllegung zu vermeiden und das erhebliche Erzeugungspotenzial zu erhalten.

Eine Möglichkeit, Biogas auch nach dem Ende der EEG-Förderung effizient zu nutzen, ist die Aufbereitung zu Biomethan und die Einspeisung ins Gasnetz. Allerdings ist die Umrüstung auf Biomethan mit Investitionskosten verbunden: Für die Aufbereitung sind Aufreinigungsanlagen notwendig. Ebenso müssen Leitungen und Einspeiseanlagen gebaut werden, die das Gas ins Netz bringen.

Hier setzt das Konzept der „Clusterung“ an. Dabei schließen sich mehrere Biogasanlagen, die sich in räumlicher Nähe befinden, über eine gemeinsame Sammelleitung zusammen, um gemeinsam als Cluster aufzubereiten und einzuspeisen. Durch die gemeinsame Infrastruktur lassen sich die gesamten Investitionskosten deutlich senken – um bis zu 80 Prozent [17].

Potenziale hierfür bestehen in weiten Teilen Deutschlands: In 70 Prozent der Landkreise ist eine Clusterung möglich². Im Schnitt kann dort 65 Prozent der Energie geclustert werden. In Landkreisen mit hoher Anlagendichte, wie in Niedersachsen oder Schleswig-Holstein, ist die Clusterung sogar für über 80 Prozent der Anlagen interessant (siehe Abbildung 5). In den verbleibenden Landkreisen ist keine Clusterung möglich, da hier die Entfernungen zwischen den Anlagen zu groß ist.

Was ist ein Biogasanlagen-Cluster?

Ein Biogasanlagen-Cluster bedeutet, dass sich mehrere Biogasanlagen zusammenschließen und ihr Rohbiogas über eine Sammelleitung zu einer zentralen Anlage zur Aufbereitung transportieren. Dort muss das Biogas zunächst gereinigt und getrocknet werden. Anschließend wird geprüft, wie das Gas zusammengesetzt ist und wie viel Methan es enthält, denn diese Werte sind wichtig für die spätere Abrechnung. Das gereinigte Rohbiogas, das im Wesentlichen nur noch

aus Methan und Kohlenstoffdioxid besteht, gelangt dann zur Aufbereitungsanlage. Dort wird es zu Biomethan veredelt und weiter zur Einspeiseanlage geleitet. In der Einspeiseanlage wird die Qualität und Menge erneut kontrolliert, der Brennwert angepasst und das Gas odorisiert. Schließlich wird es auf den für das vorliegende Gasnetz nötigen Druck gebracht und ins Gasnetz eingespeist. Dann kann es wie derzeit genutztes Erdgas verwendet werden.

² mit einer Energiebelegung von 2.000 Kilowattstunden pro Meter und Jahr (kWh/m*a)

Mit diesem vielversprechenden Ansatz können Biogasanlagen auch nach dem Ende der EEG-Förderung wirtschaftlich betrieben werden und gleichzeitig einen Beitrag zur Systemintegration leisten. Durch die Bündelung mehrerer Anlagen wird nicht nur die Kosteneffizienz gesteigert, sondern auch die Flexibilität erhöht, sodass Biogas über die reine Stromerzeugung hinaus genutzt werden kann. In der Praxis wird dieses Modell bisher selten umgesetzt, oft aufgrund fehlender Informationen oder mangelnder Abstimmung zwischen den beteiligten Akteuren.

Eine mögliche Lösung wäre die Einrichtung einer zentralen Koordinierungsstelle, die die Verantwortung übernimmt und die Zusammenarbeit organisiert. Dies könnte eine Institution auf Landesebene sein. Ebenso denkbar ist, dass sich aus der Idee der Clusterung ein neues Geschäftsmodell entwickelt, bei dem ein privater Akteur die Koordination übernimmt.

2 Speicher als Ausgleich bei schwankendem Bedarf und konstanter Biogaserzeugung

Eine weitere Herausforderung ist die ganzjährig weitgehend konstante Biogaserzeugung. Aus technischen und biologischen Gründen können Biogasanlagen nur begrenzt flexibel betrieben und nicht kurzfristig hoch- und runtergefahren werden. Anders als Wind- oder Solaranlagen sollten sie relativ kontinuierlich laufen, um stabile Prozesse in den Fermentern sicherzustellen.

Das steht im Gegensatz zum Gasbedarf, der starken saisonalen Schwankungen unterliegt (Abbildung 5). Während im Winter eine hohe Nachfrage nach Gas besteht, insbesondere für die Wärmeversorgung von Haushalten, Gewerbe und Wärmenetzen, sinkt der Gasverbrauch in den Sommermonaten deutlich, da kaum Heizenergie benötigt wird. Damit es in Zeiten geringer Nachfrage nicht zu einer Überlastung des Netzes kommt, sind Ausgleichsmechanismen erforderlich, denn ein Gasüberschuss lässt sich nicht durch das Abschalten der Anlagen ausgleichen.

Ein schwankender Gasverbrauch steht einer relativ konstanten Biogasproduktion gegenüber

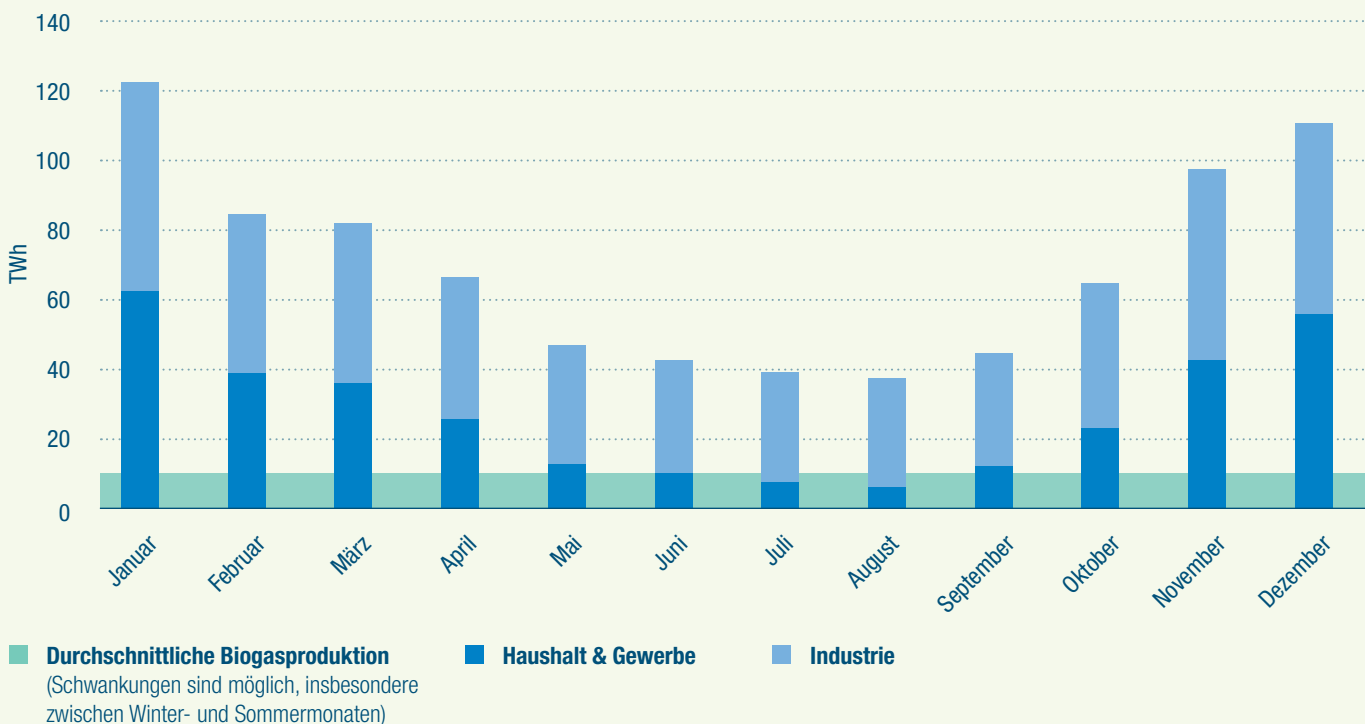


Abbildung 5: Monatlicher Gasverbrauch in Deutschland im Jahr 2024 und die durchschnittlich produzierte Biogasmenge
 Quelle: DVGW nach [13]

Eine praktikable Lösung wäre die Einspeicherung des überschüssigen Biomethans in Untertagegasspeichern. Diese Speicher dienen als Puffer zwischen kontinuierlicher Erzeugung und schwankendem Verbrauch. Die Verteilung der Speicherkapazitäten ist regional sehr unterschiedlich, was eine strategische Planung erfordert. In einigen Regionen deckt sich eine hohe Biogasproduktion mit vorhandenen Speicherstandorten – vor allem im Nordwesten Deutschlands sowie in Südbayern (Abbildung 6).

3 Verfahrenstechnische Umwandlungsprozesse können flexible Nutzung von Biomethan und Wasserstoff ermöglichen

Auch wenn einige Gasnetzbetreiber bereits die parallele Nutzung ihrer Leitungen für Biomethan und Wasserstoff planen, liegt eine weitere Hürde in der Netzentwicklung und der Umstellung von Teilen der Infrastruktur auf Wasserstoff. Ist dies umgesetzt und sind keine parallelen Infrastrukturen möglich, könnte Biomethan nicht mehr ins Netz eingespeist werden. Um dennoch eine flexible Nutzung beider Energieträger zu ermöglichen, kommen verfahrenstechnische Umwandlungsprozesse ins Spiel, die Methan und Wasserstoff ineinander umwandeln können.

Für die Umwandlung von Methan zu Wasserstoff gibt es zwei Ansätze: Ein etabliertes Verfahren ist die **Dampfpreformierung**. Bei diesem Verfahren reagiert Methan mit Wasserdampf und bildet Wasserstoff sowie Kohlenstoffdioxid und -monoxid. Dieses Verfahren wird bereits weltweit im großen Maßstab in der chemischen Industrie und in der Petrochemie eingesetzt. Ein weiterer Weg ist die **Methanpyrolyse**, bei der Methan zu Wasserstoff und festem Kohlenstoff gespalten wird. Der feste Kohlenstoff kann anschließend dauerhaft gespeichert oder für andere Anwendungen genutzt werden, etwa als Rohstoff in industriellen Prozessen oder zur Verbesserung von Böden mit geringem Kohlenstoffgehalt. Da der Kohlenstoff aus dem Biomethan ursprünglich aus der Atmosphäre durch Pflanzenwachs-

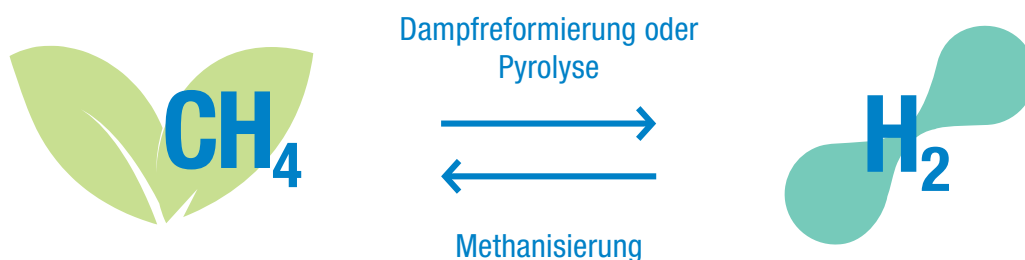
Eine theoretische Alternative wäre die Rückspeisung des „überschüssigen“ Biomethans in das vorgelagerte Transportnetz, um es überregional oder sogar europaweit zu verteilen. In der Praxis erweist sich dieser Ansatz jedoch meist als technisch und wirtschaftlich aufwendig. Unter anderem muss das Gas verdichtet und wieder deodoriert sowie eventuell verbliebener Sauerstoff entfernt werden.

tum gebunden wurde, kann die Anwendung dieses Verfahrens bei Biomethan zu einer negativen CO_2 -Bilanz beitragen. Zudem benötigt dieses Verfahren weniger Energie als die klassische Elektrolyse, weshalb der so erzeugte „türkise“ Wasserstoff effizienter ist. Weltweit laufen derzeit Pilot- und Demonstrationsprojekte, um die Technologie aus dem Labor in die Praxis zu überführen.

Auch der umgekehrte Weg ist möglich: Bei der **Methanisierung** wird Wasserstoff zusammen mit CO_2 , zum Beispiel aus dem Rohbiogas, zu Methan und Wasser umgesetzt. Dieser Prozess wird heute in Power-to-Gas-Anlagen genutzt, um erneuerbares Methan herzustellen und so Überschüsse aus der erneuerbaren Stromerzeugung in speicherbare Energie umzuwandeln.

Diese Technologien eröffnen die Chance, Wasserstoff- und Methanetzgebiete miteinander zu verbinden und regionale Unterschiede auszugleichen. Allerdings schlägt sich dies auf die Kosten und die Effizienz nieder. Voraussetzung dafür ist eine integrierte Netzentwicklungsplanung, die sowohl den Aufbau von Wasserstoffnetzen berücksichtigt als auch den Erhalt einer Methaninfrastruktur beinhaltet. Dabei muss geprüft werden, in welchen Regionen Biogas ein besonders hohes Potenzial hat und wie es dort effizient genutzt werden kann. Gleichzeitig muss auch geklärt werden, in welchen Netzgebieten gegebenenfalls parallele Infrastrukturen sinnvoll sind.

Methan und Wasserstoff können ineinander umgewandelt werden



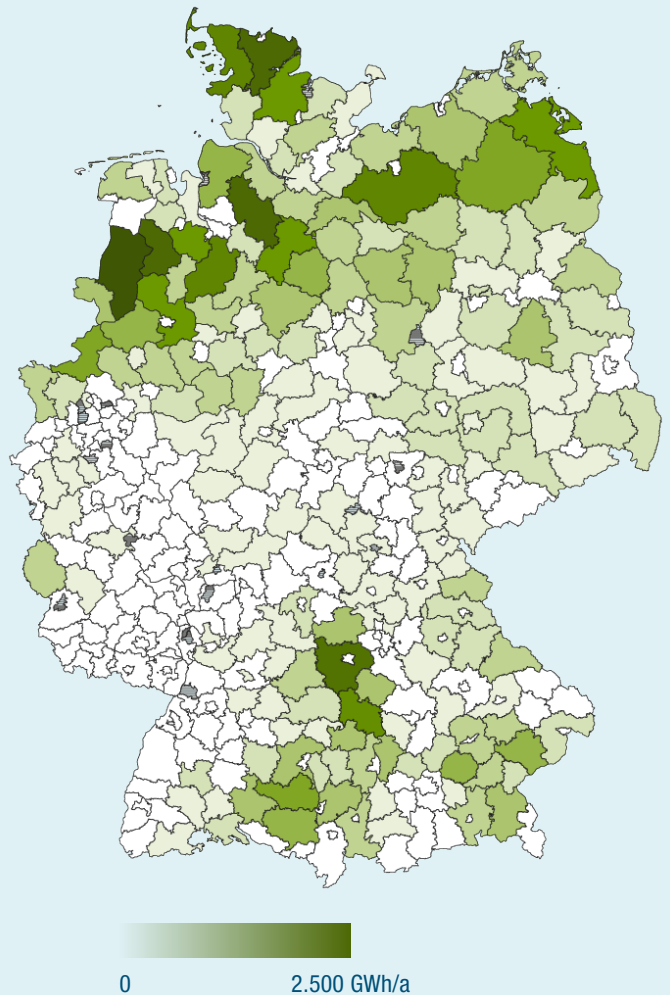
Biomethan-Vorzugsregionen als Schlüssel

Die Überlagerung der Schlüsselkriterien ergibt folgendes Bild:

- ➔ Norddeutschland verfügt über zahlreiche bestehende Anlagen, ein hohes Clusterpotenzial und große Mengen an RED-III-konformen Reststoffen. Im Nordwesten kommen umfangreiche Erdgasspeicher hinzu.
- ➔ Süddeutschland weist ebenfalls vielversprechende Strukturen auf, insbesondere im Südosten von Baden-Württemberg und im südlichen Bayern.
- ➔ In Südbayern sind zahlreiche Porenspeicher vorhanden, die sich besonders für die Speicherung von Methan eignen.

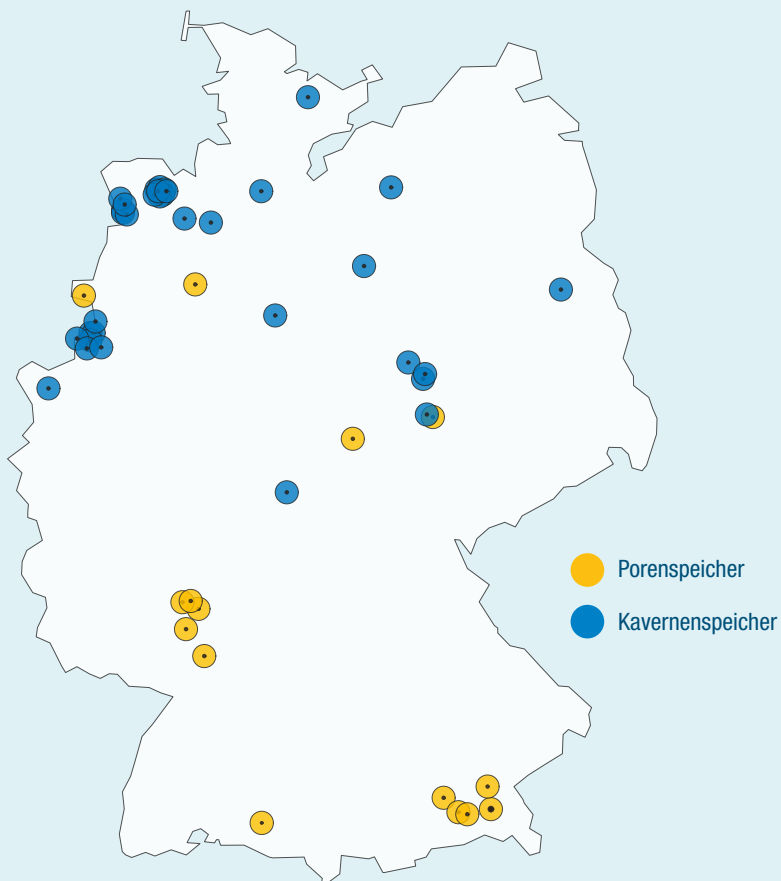
Biogaserzeugung

Die gesamte Energiemenge produziert in Biogasanlagen je Landkreis bezogen auf das Jahr 2024



Gasspeicher

Standorte und Art der aktuell betriebenen Untertagegasspeicher

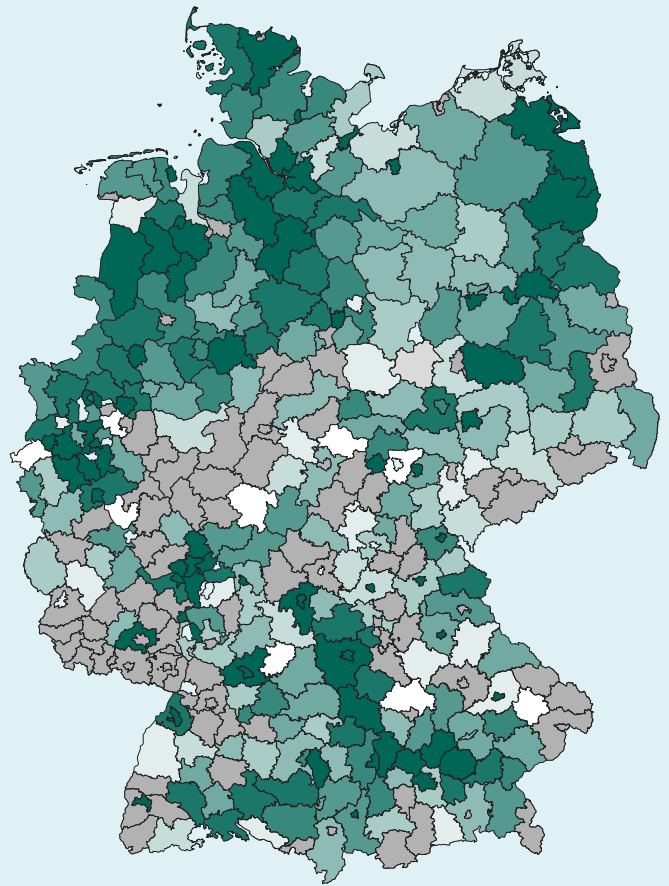
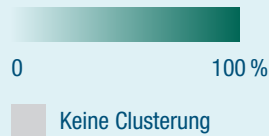


Biogasanlagen in Deutschland produzieren jedes Jahr rund 110 TWh Energie.

Clusterung

Prozentualer Anteil der Anlagen je Landkreis, die geclustert werden können

In 70% der Landkreise ist die Clusterung von Biogasanlagen möglich.



Biomassepotenzial

Geografische Verteilung der RED-III-konformen Biomassepotenziale nach Landkreisen

Das RED-III-konforme Gesamtpotenzial liegt bei mindestens 120 TWh.

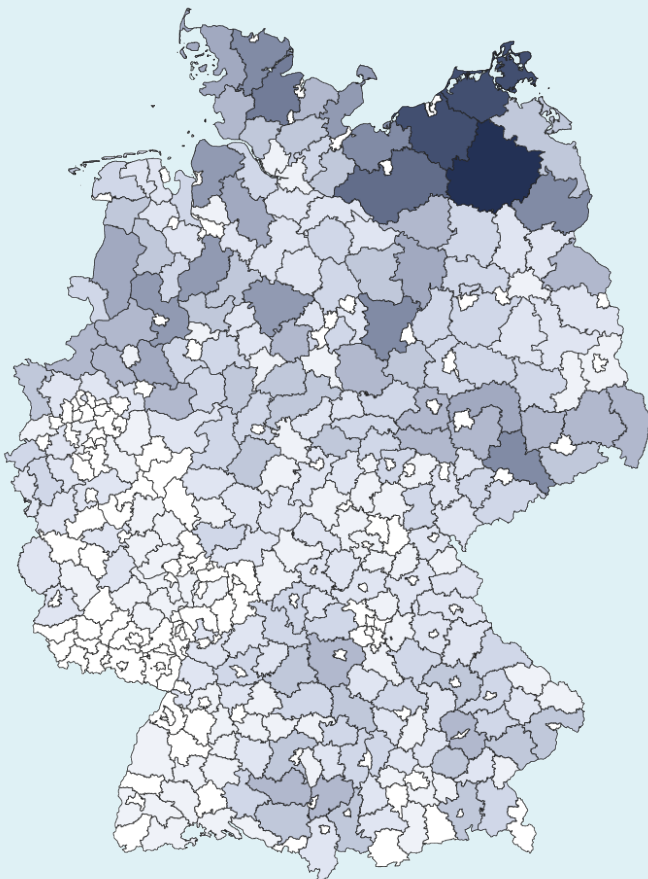


Abbildung 6: Geografische Verteilung der Schlüsselkriterien für die Identifikation für Regionen mit hohem Biomethanpotenzial
Quelle: DVGW-EBI basierend auf Daten von [7, 11, 15]

4

Regulatorische Unklarheit gefährdet Nutzung des Biogas-Potenzials

Neben diesen praktischen und technischen Herausforderungen gibt es auch regulatorische Hürden, die aktuell die Einspeisung von Biomethan und damit den Fortbestand vieler Biogasanlagen gefährden.

Die Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz wurde seit 2010 maßgeblich durch die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) geregelt. Sie schuf einen verlässlichen rechtlichen Rahmen für Anschluss und Netzzugang und verpflichtete Gasnetzbetreiber, Biogasanlagen anzuschließen und Biomethan aufzunehmen. Zudem legte sie die Verteilung der Anschlusskosten zwischen Gasnetz- und Biogasanlagenbetreibern fest. Diese Regelungen waren eine zentrale Voraussetzung dafür, dass Biomethanprojekte wirtschaftlich umsetzbar waren. Die GasNZV ist offiziell Ende 2025 ausgelaufen; Festlegungen der Bundesnetzagentur sollen zunächst den Übergang regeln. Dadurch entstehen jedoch erhebliche Unsicherheiten.

Als Nachfolgeregelung entwickelt die Bundesnetzagentur derzeit das Festlegungsverfahren in Sachen Zugang von Biogas (ZuBio), das künftig den Netzzugang für Biomethan regeln soll. Ziel ist es, die bisherigen Regelungen an neue europäische Vorgaben und die veränderten Rahmenbedingungen im Gasmarkt anzupassen. Viele zentrale Fragen sind jedoch noch nicht abschließend geklärt, wie etwa zur Kostenverteilung beim Netzanschluss und zu den künftigen Pflichten der Netzbetreiber.

Diese fehlende Klarheit führt dazu, dass Investitionen in Biomethanprojekte ausbleiben. Biogas-Anlagenbetreiber wissen nicht, inwieweit sie bei Planung, Finanzierung und Netzanschluss gehen können. Auch für die Netzbetreiber bleibt offen, welche Kosten sie übernehmen müssen und unter welchen Bedingungen ein Anschluss verpflichtend ist. Werden diese Fragen nicht zeitnah geklärt, droht nach dem Auslaufen der EEG-Förderung die Stilllegung zahlreicher Anlagen – und damit der Verlust von wertvollen Potenzialen für die deutsche Energietransformation.

Regionale Potenziale nutzen und regulatorische Klarheit schaffen

Für eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems reicht es nicht aus, einzelne Technologien isoliert zu betrachten. Erneuerbare Gase bleiben unverzichtbar, insbesondere dort, wo die Elektrifizierung an ihre Grenzen stößt.

Neben Wasserstoff muss auch das Potenzial von Biogas konsequent genutzt werden. Dafür ist ein integriertes Gesamtkonzept erforderlich, das beide Energieträger systemisch miteinander verknüpft. Nur so lassen sich Synergien erschließen, Doppelstrukturen vermeiden und Investitionen effizient steuern. Die Kombination beider Pfade eröffnet zusätzliche Möglichkeiten und stärkt die Versorgungssicherheit. Einige europäische Länder wie zum Beispiel Frankreich oder Dänemark nutzen dieses Potenzial bereits und setzen mittels gezielter Förderinstrumente auf den weiteren Ausbau ihrer Biomethanmärkte. Ein europaweit verbundenes Methanetz und die Versorgung mittels Importen wäre damit perspektivisch denkbar.

Identifikation und Förderung von Biomethan-Vorzugsregionen

Ein entscheidender nächster Schritt wäre die Identifikation und gezielte Förderung von sogenannten „Biomethan-Vorzugsregionen“. Die Ermittlung von Biomethan-Vorzugsregionen basiert auf einer systematischen Analyse und Überlagerung mehrerer Schlüsselfaktoren: Biogaserzeugung, Potenzial zur Clusterung, Biomassepotenzial, Gasverbrauch sowie die Lage von Gasspeichern.

Die Überlagerung dieser Kriterien zeigt, dass weite Teile im Norden und auch Regionen in Mittel- und Süddeutschland ein hohes Biomethanpotenzial besitzen. Norddeutschland verfügt über zahlreiche bestehende Anlagen, ein hohes Clusterpotenzial und große Mengen an RED-III-konformen Reststoffen. Im Nordwesten kommen umfangreiche Erdgasspeicher hinzu. Auch Süddeutschland weist vielversprechende Strukturen auf, insbesondere Südost-Baden-Württemberg und Südbayern. In Südbayern sind zahlreiche Porenspeicher vorhanden, deren Umrüstung auf Wasserstoff komplex ist, weshalb sie sich besonders für die Speicherung von Biomethan eignen würden. Auf Basis dieser regionalen Differenzierung kann eine zielgerichtete Förderpolitik sowie eine strategische Infrastrukturplanung erfolgen. Vorzugsregionen, Cluster und regionale Potenziale müssen zudem in der Systementwicklungsstrategie sowie in der Netzplanung berücksichtigt werden.



Langfristige Lösung für Biomethan-Einspeisung ermöglichen

Damit das Potenzial von Biomethan voll ausgeschöpft werden kann, müssen kurzfristig klare regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden. Zunächst gilt es, den Weiterbetrieb bestehender Biogasanlagen zu sichern. Dafür brauchen Anlagenbetreiber verlässliche wirtschaftliche Perspektiven über die EEG-Förderung hinaus, beispielsweise über die erleichterte Einspeisung ins Gasnetz.

Die auslaufende Gasnetzzugangsverordnung muss dringend durch verlässliche Nachfolgeregelungen ersetzt werden, die Investitionssicherheit für Anlagen- und Netzbetreiber gewährleisten. Ein zentraler Punkt ist dabei eine verbindliche Definition von „Wirtschaftlichkeit“ bzw. ein Verweis darauf, dass der Aufbereitungs- und Einspeiseprozess kostenoptimal zu gestalten ist. Dies könnte beispielsweise über einen Schwellenwert erfolgen: Kosten bis zu diesem Wert werden umgelegt, darüber hinausgehende Mehrkosten trägt der Anschlussnehmer, also der Anlagenbetreiber [18].

Darüber hinaus braucht es ein Beschleunigungsgesetz für Biomethan und andere Gase, um vorhandene Potenziale zu heben. Klimaneutrale Gase einschließlich Biomethan könnten als „im überragenden öffentlichen Interesse“ eingestuft werden. Eine weitere Option, die die Marktentwicklung unterstützen und absichern könnte, wäre eine Grüngasquote. Ein bundesweit vereinheitlichtes, digitalisiertes und beschleunigtes Genehmigungsverfahren, sowie die personelle Aufstockung und Weiterbildung der zuständigen Behörden sind weitere entscheidende Stellschrauben [19].

Durch diese Maßnahmen kann eine zukunftsfähige, integrierte Lösung entstehen, die das Potenzial von Biomethan nutzbar macht, ökologische und ökonomische Vorteile vereint und den Beitrag zu einer klimaneutralen Energieversorgung ermöglicht – und Biomethan als erneuerbare, heimische Stütze der deutschen Energiewende nutzbar macht.

Literaturverzeichnis

- [1] AG Energiebilanzen e. V.: „Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland-Daten für die Jahre von 1990 bis 2024.“ 2025. Online verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/EBD24p2_Auswertungstabellen_deutsch.xlsx
- [2] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut: „Klimaneutrales Deutschland 2045,“ 2021. Online verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-2045-1>
- [3] Kopernikus-Projekte des Bundesministeriums für Forschung, Technologie und Raumfahrt: „Ariadne-Projekt“. Online verfügbar unter: <https://ariadneprojekt.de/>
- [4] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec GmbH, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Lehrstuhl für Energie- und Ressourcenmanagement der TU Berlin: „Langfristszenarien - Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands“ Online verfügbar unter: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>
- [5] Deutsche Energie-Agentur (dena): „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität,“ 2021. Online verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- [6] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): „Festlegung in Sachen Zugangsregelungen für Biogas – „ZuBio“,“ 2025. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2024/BK7-24-0010/Anlagen/BK7-24-01-0010_Beschluss_Download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- [7] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): „Marktstammdatenregister (MaStR) Gesamtdatenauszug vom 1.1.2025“ 2025. Online verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Datendownload>
- [8] Umweltbundesamt: „Stromverbrauch“, 2025. Online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch#entwicklung-des-stromverbrauchs>
- [9] J. Schaffert, L. Heidbrecher, N. Brede, E. Grube, P. Pietsch, F. Mörs und C. Staudt: „Vielversprechende Zukunftsoptionen mit Biomethan: Ergebnisse aus dem DVGW-Forschungsprojekt ENEVEG“ energie-wasser-praxis, pp. 46-50, 01 2024
- [10] J. Schaffert, L. Heidbrecher, M. Fiebrandt, N. Brede, J. Senner, E. Tali, F. Burmeister, R. Albus, E. Grube, P. Pietsch, P. Enzmann, C. Staudt, F. Mörs und F. Graf: „Erweiterte Nutzung von erneuerbaren Gasen (G 202114)“, herausgegeben durch Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW), 2023
- [11] Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH: „DBFZ-Dashboard Biomassepotenziale in Deutschland (BETA)“. Online verfügbar unter: <https://www.arcgis.com/apps/dashboards/c663c0f999e141d38e6606a55cc79539>
- [12] Guidehouse Netherlands B.V.: „Biomethane production potentials in the EU. Feasibility of REPowerEU 2030 targets, production potentials in the Member States and outlook to 2050“, 2022. Online verfügbar unter: <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2023/12/bio-potential-webinar.pdf>
- [13] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): „Erdgasabsatz in Deutschland nach Verbrauchsgruppen - Zehnjahresvergleich“, 2025. Online verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Erdgasabsatz_nach_Kundengruppen_Vgl_10J_online_o_jaehrlich_FS_22032025.pdf
- [14] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): „Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland“. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html
- [15] MethQuest-Verbundpartner: „MethSys“. Online verfügbar unter: <https://www.methquest.de/ueber-methquest/methsys/>
- [16] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): „Monitoringbericht 2025“, 2025. Online verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>
- [17] F. Mörs: „Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz - Aktuelle Situation und Herausforderungen“, 2025. Vortrag im Rahmen des 3. Biomethantages am Forschungsstandort „Unterer Lindenhof“ der Universität Hohenheim am 11. Juli 2025. Vortragsfolien online verfügbar unter: https://la-bioenergie.uni-hohenheim.de/fileadmin/einrichtungen/la-bioenergie/Veranstaltungen/Vortraege_Biomethantag_2025/01_Moers_Einspeisung_Erdgasnetz_2025-07-11.pdf (abgerufen am 5. Februar 2026).
- [18] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): „Umsetzung eines effizienten Anschlusses von Biogasaufbereitungsanlagen an Gasversorgungsnetze“, 2025. Online verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/2025_07_30_BDEW-Positionspapier_effizienter_Anschluss_Biomethananlagen.pdf
- [19] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW): „Zukunftsbild Biomethan 2025-2045“, 2025. Online verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/zukunftsbild-biomethan-dvgw.pdf>



www.dvgw.de/biomethan

Impressum

Herausgeber:

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3 · 53123 Bonn
info@dvgw.de · www.dvgw.de

Copyright Titelbild:

AdobeStock_Animaflora PicsStock

Gestaltung:

waf.berlin

© DVGW e.V., Bonn
Stand Februar 2026