



**ANALYSE**

# **Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes?**

Regulatorische Anforderungen und potenzielle Entwicklung des Biomethanbedarfs bis 2040

# Impressum

**Herausgeber:**

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)  
Chausseestraße 128 a  
10115 Berlin

Tel.: +49 30 66 777-0  
Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: [info@dena.de](mailto:info@dena.de)  
Internet: [www.dena.de](http://www.dena.de)

**Autorenschaft:**

Toni Reinholz, dena  
Christin Schmidt, dena

**Bildnachweis:**

Titelseite: shutterstock/Giordano Aita

**Stand:**

1/2024

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

**Bitte zitieren als:**

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024) „Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? Regulatorische Anforderungen und potenzielle Entwicklung des Biomethanbedarfs bis 2040“

# Kernbotschaften

**Biomethan spielt für die Wärmeversorgung bisher nur eine nachgelagerte Rolle.** Im Jahr 2023 wurden in Deutschland rund 10,4 TWh Biomethan produziert. Der Großteil des Biomethans wird derzeit in Blockheizkraftwerken in Fern- und Nahwärme sowie Strom umgewandelt. Der Anteil des Biomethans an der Wärmeerzeugung in Deutschland aus EE über alle Sektoren betrug im Jahr 2022 nur rund 2 Prozent.

**Aufgrund der aktuellen Ausgestaltung des Gebäudeenergiegesetzes könnte sich der Bedarf nach Biomethan bis 2040 wesentlich erhöhen.** Das Gebäudeenergiegesetz ermöglicht weiterhin unter bestimmten Voraussetzungen den Einbau von Gasheizungen in erheblichem Umfang. Diese müssen jedoch sukzessive mit höheren Anteilen erneuerbarer Energieträger wie Biomethan oder Wasserstoff betrieben werden. Sofern jedoch bis 2040 keine ausreichenden Mengen Wasserstoff für die Nutzung in Gebäuden zur Verfügung stehen, und gleichzeitig Gasheizungen durch eine entsprechende Nachfrage eingebaut werden, erhöht sich der zusätzliche Bedarf nach Biomethan bis 2040 auf 13,4 bis 44,6 TWh.

**Um einen solchen höheren Bedarf nach Biomethan zu decken, müsste entweder das bestehende Biomethanpotenzial aus Reststoffen besser genutzt, oder die Importe aus dem Ausland deutlich erhöht werden.** Das derzeit noch ungenutzte Biomethanpotenzial aus Abfall- und Reststoffen liegt je nach Annahme zwischen 40 bis 71 TWh. Zusätzlich könnte vermehrt Biomethan aus dem europäischen Ausland importiert werden. Der REPowerEU-Plan der Europäischen Union plant hier rund 370 TWh bis 2030. Eine Steigerung des Biomethanpotenzials aus Energiepflanzen ist aufgrund der steigenden Nachhaltigkeitsanforderungen dagegen unwahrscheinlich.

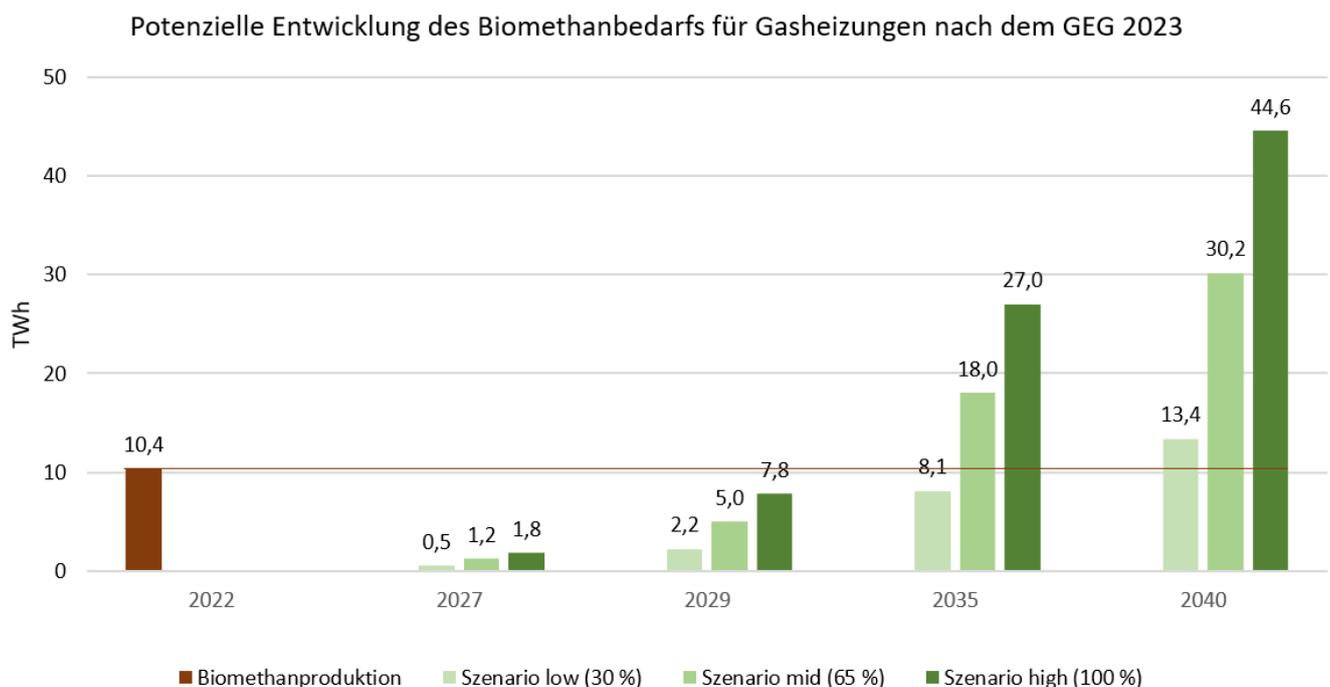


Abbildung 1: Biomethanbedarfsentwicklung für Gasheizungen auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes

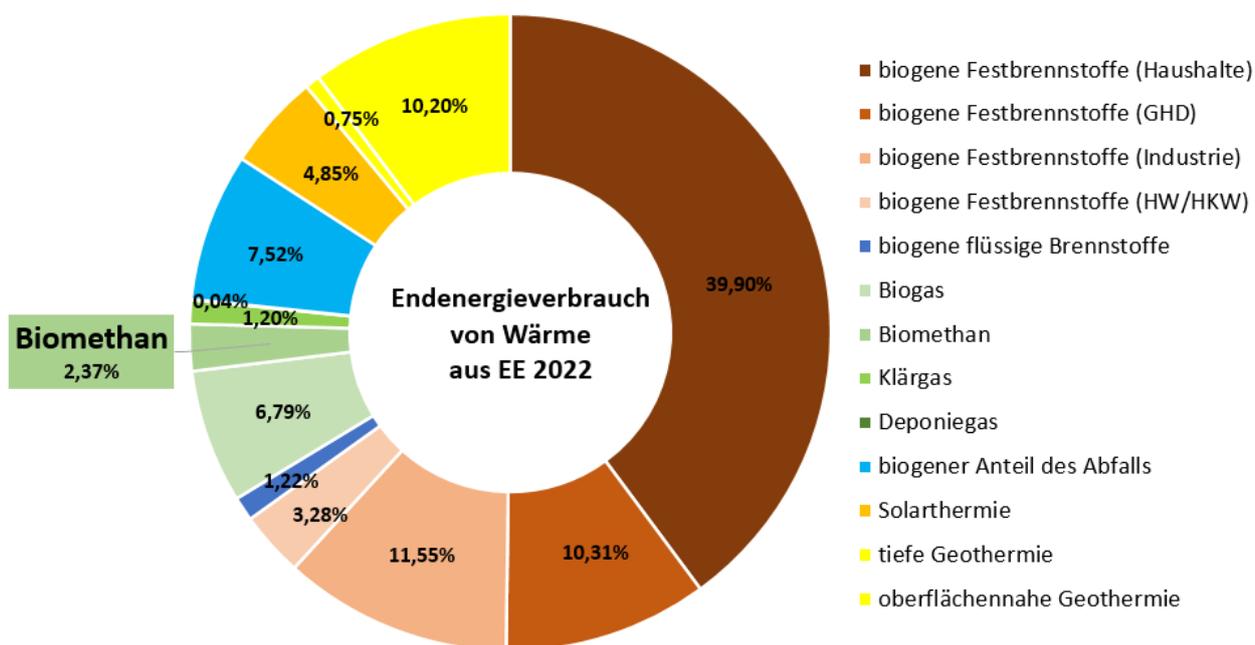
# Biomethan im Wärmesektor & in Wärmenetzen

Der deutsche Wärmesektor wird aktuell von fossilen Energieträgern dominiert. Die aus Erneuerbaren Energien (EE) bereitgestellte Wärme beläuft sich derzeit auf knapp 17 Prozent des Endenergieverbrauchs für Wärme. Den größten Anteil daran haben biogene Festbrennstoffe. Die Wärmebereitstellung durch Biomethan stieg im Verlauf der letzten fünf Jahre stetig an, wenn auch auf niedrigem Niveau, und machte 2022 rund **2 Prozent des Wärmeverbrauchs aus EE** aus (Abbildung 2).

Biomethan stellt eine attraktive und klimafreundliche Option für Anwendungen im Wärmebereich dar und kann direkt als Substitut für Erdgas genutzt werden. Im Jahr 2022 haben in Deutschland 243 Biomethananlagen insgesamt **10,4 TWh** biogenes Gas ins Erdgasnetz eingespeist.

## Biomethan in gekoppelter Wärme

Gegenwärtig wird Biomethan vornehmlich in der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Blockheizkraftwerken (BHKWs) verwendet. Im Jahr 2022 haben in Deutschland insgesamt 946 mit Biomethan betriebene BHKWs mit einer gemeinsamen elektrischen Leistung von 489 MW<sub>el</sub> 4,6 TWh Wärme und 3,8 TWh Strom



Abweichungen bedingt durch Rundungen

Abbildung 2: Endenergieverbrauch von Wärme aus EE in 2022 (eigene Darstellung auf Basis von AGEE-Stat)

Haushalte sorgen mit etwa 45 Prozent für den größten Anteil am Wärmeverbrauch, gefolgt von der Industrie (38 Prozent) und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) (17 Prozent). Der Ausbau der EE für die Wärmeerzeugung stagniert seit vielen Jahren. Als Grund sind hierfür unter anderem zu geringe Anreize für die Nutzung von erneuerbaren Heiztechnologien im Bestand sowie eine schwer zu realisierende technische und wirtschaftliche Umsetzung zu nennen.

erzeugt. Der weit überwiegende Teil wird dabei zur allgemeinen Wärmeversorgung im Bereich GHD und in Haushalten eingesetzt (Abbildung 3). Der Einsatz von Biomethan zur Wärmeerzeugung in der Industrie spielt bisher eine eher untergeordnete Rolle. Allerdings wächst in diesem Bereich mit steigendem CO<sub>2</sub>-Preis das Interesse daran, zukünftig stärker Biomethan einzusetzen. Auch die steigenden Gaspreise machen den Einsatz von Biomethan immer wirtschaftlicher, sodass Biomethan zumindest

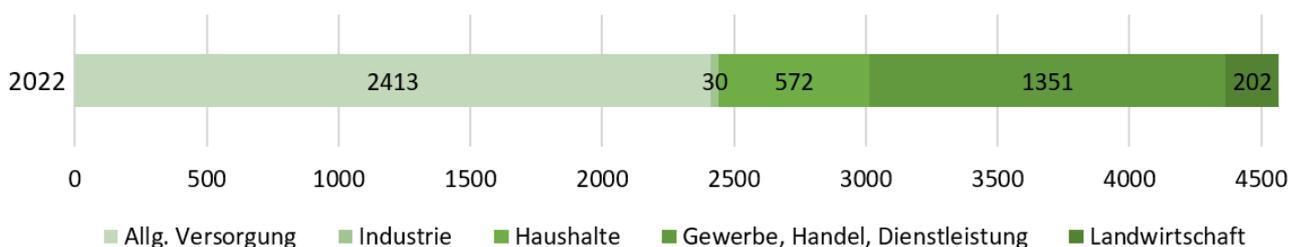


Abbildung 3: Wärmeerzeugung durch Biomethan-BHKWs nach Verbrauchssektoren in 2022 in GWh (eigene Darstellung auf Basis von AGEE-Stat)

## Biomethan in Gasheizungen (ungekoppelte Wärme)

Die alleinige Erzeugung von Wärme erfolgt bisher in der Regel durch gebäudeeigene Heizsysteme zur Objektversorgung. Auch in der gebäudeeigenen Wärmeversorgung spielt Gas die wichtigste Rolle. Im Jahr 2022 basierten weit über 56 Prozent der Heizungsbestandsanlagen in der Objektversorgung auf Gas. **Neu installiert wurden Gasheizsysteme im Jahr 2022 zu 94 Prozent im Bestand und zu 6 Prozent im Neubau.**<sup>1</sup> Biomethan kann gemäß GEG dabei dem Erdgasnetz beigemischt und anschließend massenbilanziell in Gasheizungen eingesetzt werden, wenn Massenbilanzsysteme für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung über seine Einspeisung in das Erdgasnetz und seinen Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz verwendet worden sind (§ 22 Abs. 1 Nr. 2d GEG). Die Wärmeerzeugung mit Biomethan bietet aufgrund des gut ausgebauten Gasnetzes den Vorteil der Standortflexibilität, um größere Wärmesenken in urbanen Räumen effizient zu erreichen. Der Absatz von Biomethan im Markt für ungekoppelte Wärme ist vor allem durch die Sektoren private Haushalte und GHD getrieben. Im Vergleich zum gesamten Erdgasabsatz (ca. 400 TWh in 2022 in beiden Sektoren<sup>2</sup>) besitzt Biomethan aber einen sehr geringen Marktanteil (ca. 0,1 Prozent).

## Biomethan in Wärmenetzen / der leitungsgebundenen Wärme-/Kälteversorgung

Die Wärmeversorgung aus Wärmenetzen ist seit 2003 (99,7 TWh) in Deutschland nur langsam angestiegen (118,4 TWh in 2022). So gewannen Wärmenetze in den letzten 20 Jahren insbesondere im Industriesektor an Bedeutung (27,2 TWh in 2003; 39,8 TWh in 2022<sup>3</sup>), während die Nutzung im Haushaltsbereich nur leicht gestiegen ist (43,4 TWh in 2003; 50,1 TWh in 2022). Wesentlichste Brennstoffe in Fernheiz- und Heizkraftwerken sind weiterhin **fossile Energieträger**. So nimmt der Anteil von Erdgas zwar stetig ab, es bleibt jedoch der wichtigste Brennstoff für die Wärmebereitstellung in Wärmenetzen, gefolgt von Abfällen aus Hausmüll und Siedlungsabfällen. Weitere fossile Einsatzstoffe sind leichtes Heizöl und Flüssiggas. Seit 2019 wird Kohle nicht mehr direkt eingesetzt (jedoch indirekt durch die Abwärmenutzung von Kohlekraftwerken) und der Beitrag von festen biogenen Brennstoffen, Biogas und Solarthermie steigt. Zukünftig ist von einem deutlichen **Rückgang bei Erdgaskesseln** und einem Ausbau von Wärmepumpen auszugehen, um das Ziel zu erreichen, bis 2045 alle Wärmenetze vollständig zu dekarbonisieren.

# Gesetze & Förderungen

## Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG)

Mit dem 1. Januar 2024 sind die neuen Regelungen des Gebäudeenergiegesetzes in Kraft getreten. Ziel ist dabei, den Gebäudesektor klimaneutraler zu gestalten. Dafür soll ab 2024 zunächst

jeder **Neubau in Neubaugebieten auf Basis von 65 Prozent EE** beheizt werden. Für die Defossilisierung der Bestandsgebäude ist eine verpflichtende Kommunale Wärmeplanung grundlegend. Mit dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) sind die Länder verpflichtet, die Wärmeplanung in **Gemeinden über 100.000 Einwohner (EW) bis 30. Juni 2026** und in **Gemeinden unter 100.000 EW bis 30. Juni 2028** umzusetzen. Eine Heizungsanlage darf dann in einem Gebäude nur eingebaut werden, wenn sie mindestens **65 Prozent** der Wärme mit EE oder unvermeidbarer Abwärme erzeugt. Falls vor diesen Stichtagen noch keine Wärmeplanung vorliegt und keine Ausweisung des Gebietes als Wärmenetz- oder Wasserstoffnetzausbaugebiet erfolgt, können bis zu den genannten Fristen (mit Ausnahme von Neubauten in Neubaugebieten) weiterhin Heizungsanlagen eingebaut werden, die noch nicht die Anforderungen an die Nutzung EE einhalten (§71 Abs. 8 GEG). Die Betreiber der Heizungsanlagen müssen sicherstellen, dass

- ab dem **1. Januar 2029** mindestens **15 Prozent**,
- ab dem **1. Januar 2035** mindestens **30 Prozent** und
- ab dem **1. Januar 2040** mindestens **60 Prozent** der Wärme aus Biomasse oder grünem/blauem Wasserstoff inklusive seiner Derivate erzeugt werden (§71 Abs. 9 GEG).

Weiterhin können Heizungsanlagen, die Erdgas verbrennen und auf Wasserstoff umrüstbar sind, eingebaut werden, wenn sich das Gebäude in einem Wasserstoffnetzausbaugebiet befindet oder nachgewiesen werden kann, dass es möglich ist, das Gasnetz auf Wasserstoff umzurüsten. Bis zum 31. Dezember 2044 sollen die Wasserstoffnetzausbaugebiete vollständig mit Wasserstoff versorgt werden (§ 71k GEG).

§ 71f Abs. 4 GEG schreibt zusätzlich vor, dass in einem Kalenderjahr insgesamt nicht mehr als 40 Masseprozent Getreide oder Mais zur Erzeugung von gasförmiger Bioenergie eingesetzt werden dürfen. Dies gilt für neue Vergärungsanlagen ab einer Leistung von 1 MW, die nach dem 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen werden. Bei Bestandsanlagen kann damit der Anteil an Mais auch über 40 Masseprozent liegen.

## Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (WPG)

Das WPG legt das Ziel fest, bis zum Jahr 2030 im Mittel die Hälfte und bis 2045 100 Prozent der leitungsgebundenen Wärme klimaneutral zu erzeugen. Zudem wird eine Vorgabe für die Betreiber von bestehenden Wärmenetzen vorgesehen, die Wärmenetze bis 2030 mindestens zu 30 Prozent und bis 2040 zu 80 Prozent mit Wärme, die aus EE oder unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination aus beiden hergestellt wurde, zu speisen. Die Erfüllung dieser Vorgabe zur Einbindung von EE oder unvermeidbarer Abwärme wird durch die **Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)** gefördert. Für neue Wärmenetze wird im WPG ab dem 1. März 2025 ein Anteil von 65 Prozent aus EE, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus gesetzlich verlangt. Nach § 30 WPG ist der Biomasseanteil an der jährlich erzeugten Wärmemenge in neuen Wärmenetzen mit einer Länge von mehr als 50 Kilometern ab dem 1. Januar 2024

<sup>1</sup> dena (2023): dena-Gebäudereport 2024

<sup>2</sup> Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023)

<sup>3</sup> Statista (2023): Anteil der Verbrauchergruppen am Erdgasabsatz in Deutschland

auf maximal 25 Prozent begrenzt. Nach § 31 WPG ist der Biomasseanteil an der jährlich erzeugten Wärmemenge in allen Wärmenetzen mit einer Länge von mehr als 50 Kilometern ab dem 1. Januar 2045 auf maximal 15 Prozent begrenzt.

Für kleine Netze mit einer Länge von unter 50 Kilometern gibt es keine Begrenzung des Biomasseanteils. Aufgrund der Betriebs- und Wirtschaftsstruktur in diesen Netzen ist die Erfüllung weitergehender technischer Anforderungen nur begrenzt realisierbar. Außerdem soll es in ländlichen Regionen möglich sein, das Wertschöpfungspotenzial lokal verfügbarer Biomasse, bei der keine großen Nutzungskonkurrenzen bestehen, auszu-schöpfen.

Für den erforderlichen Wärmeplan sind als Ergebnis der Potenzialanalyse für das beplante Gebiet die Standorte der ermittelten technischen Angebotspotenziale unter Benennung der jeweiligen Technologie sowie der Art der Energiegewinnung unter Angabe der auf das Jahr bezogenen nutzbaren Energiemenge kartografisch auszuweisen.

## Förderungen

Die **Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)** fördert unter anderem den Einsatz neuer und die Optimierung bestehender Heizungsanlagen. Ab 2024 wird es dabei folgende Investitionskostenzuschüsse geben:

- Grundförderung von 30 Prozent für alle Heizungen auf Basis von EE
- Einkommensbonus von 30 Prozent für selbstnutzende Eigentümerinnen und Eigentümer mit bis zu 40.000 Euro zu versteuerndem Haushaltseinkommen pro Jahr
- Klima-Geschwindigkeitsbonus von maximal 20 Prozent bis 2028 für den frühzeitigen Austausch alter fossiler Heizungen in Wohngebäuden

Dabei müssen Biomasseheizungen mit einer anderen erneuerbaren Anlage zur Trinkwassererwärmung (Warmwasser-Wärmepumpe, Solarthermie oder elektrische Warmwasserbereitung mit PV-Strom) kombiniert werden, wenn der Klima-Geschwindigkeitsbonus genutzt werden soll. Biomasseanlagen für feste Brennstoffe erhalten außerdem einen Emissionsminderungszuschlag in Höhe von 2.500 Euro, wenn sie einen Emissionsgrenzwert für Staub von 2,5 mg/m<sup>3</sup> einhalten.

Die Errichtung, der Umbau oder die Erweiterung eines Gebäudenetzes sind außerdem förderfähig, sofern die Erzeugung der Wärme, mit der das Gebäudenetz gespeist wird, nach Durchführung der Maßnahme zu mindestens 65 Prozent durch EE und/oder durch unvermeidbare Abwärme erfolgt. Der Anteil der Wärmeerzeugung aus Biomasseheizungen ist dabei auf maximal 75 Prozent begrenzt.

Für Fernwärmesysteme ist weiterhin eine Förderung nach dem **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)** möglich. Dafür muss der Dauerbetrieb des Wärmenetzes bis zum 31. Dezember 2026 aufgenommen werden. Wenn ein Wärmenetz nach diesem Gesetz gefördert wird, gibt es hier unter anderem die Voraussetzung, dass alle angeschlossenen Abnehmer ihre Wärme zu

mindestens 50 Prozent<sup>4</sup> aus EE-Wärme, KWK-Wärme oder Abwärme beziehen (beliebig kombinierbar). Hierbei kann Biomethan den EE-Wärmeanteil stellen.

# Potenzielle Entwicklungen des Biomethanbedarfs nach GEG 2023

## Berechnungen im Gebäudebestand

Ausgehend von den dargestellten regulatorischen Vorgaben hinsichtlich der Verwendung von Biomethan als Erfüllungsoption im GEG soll dessen potenzieller Bedarf ermittelt werden. Dabei ist davon auszugehen, dass vor 2035 noch kein Wasserstoff in den Gasverteilnetzen in einem signifikanten Umfang für die Endkundschaft im Wärmebereich zur Verfügung steht, da er vorerst für die Industrie, für Kraft- und Heizwerke sowie für Schiffe, Züge und den Schwerlastverkehr genutzt werden soll. Die Anwendung in privaten Haushalten steht an letzter Stelle.<sup>5</sup> Deswegen wird in diesem Hintergrundpapier, das LFS, welches vor allem auf Wasserstoff für die THG-Neutralität Deutschlands bis 2045 setzt (T45-H2) nicht betrachtet. Auch das LFS, das auf eine starke Nutzung von erneuerbarem Strom setzt (T45-Strom) findet in dieser Studie keine Anwendung, da in diesem Szenario ab 2020 Gasheizungen überwiegend gegen Wärmepumpen ausgetauscht werden, sodass keine neuen Gasheizungen eingebaut werden und damit der Biomethanbedarf auf null sinkt.

Generell sind Annahmen zur zukünftigen Rolle von Gasheizungen beim Heizungsaustausch mit vielen Unsicherheiten behaftet, wodurch sich eine große Bandbreite möglicher Entwicklungen ergibt. Grundlage für die Gasheizungsentwicklung soll das LFS T45-PtG/PtL sein, da in diesem Szenario PtG/PtL durch Biomethan substituiert werden kann, falls PtG/PtL nicht im ausreichenden Maße zur Verfügung steht oder Biomethan günstiger als PtG/PtL auf dem Markt verfügbar ist.

Auf Grundlage des LFS T45-PtG/PtL<sup>6</sup> wird davon ausgegangen, dass sich der Gasheizungsbestand von 14,3 Mio. Gasheizungen (Stand 2022) auf 9,1 Mio. bis 2045 reduzieren wird. Von diesen 9,1 Mio. Gasheizungen erfüllen ca. 2 Mio. Gasheizungen den 65 Prozent EE-Anteil, da Sie als Hybridlösung mit Wärmepumpen eingebaut werden. Ausgehend vom Mittelwert des Einbaus von neuen Gasheizungen im Bestand über die letzten zehn Jahre (563.067 Gasheizungen) und der angestrebten Reduktion der Gasheizungen bis 2045, ergeben sich im Durchschnitt über die betrachteten Jahre 249.023 Gasheizungen, die jährlich neu eingebaut werden. Da es keine Statistiken gibt, die den jährlichen Austausch dieser Gasheizungen nach Art des Gebäudes oder die zu beheizende Wohnungsgröße nach Wärmeerzeuger aufschlüsseln, wird vereinfacht mit einem durchschnittlichen Gasverbrauch der Gasheizungen von 16.000 kWh gerechnet. Es ist jedoch anzumerken, dass sich dieser Bedarf mit steigenden Energieeffizienzmaßnahmen über die Jahre verringern sollte.

<sup>4</sup> Ab dem 1. März 2025 fordert das WPG 65 Prozent aus EE-Wärme, KWK-Wärme oder Abwärme.

<sup>5</sup> BMWK (2023): Fortschreibung Nationaler Wasserstoffstrategie

<sup>6</sup> Fraunhofer ISI (2022): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 – Modul Rahmendaten

Mit Blick auf die Anforderungen zur Umsetzung der Wärmeplanung wird zusätzlich angenommen, dass sich 35 Prozent der Heizungen in Gemeinden über 100.000 EW befinden und die restlichen 65 Prozent der Heizungen in Gemeinden unter 100.000 EW. Dabei wird unterstellt, dass die Heizungen, welche in Gemeinden mit Wärmeplanung neu eingebaut werden, keinen Zugang zu einem Wärmenetz haben, sondern weiterhin über das Erdgasnetz versorgt werden. Denn auch wenn ab Juni 2028 alle Kommunen ein Wärmenetz geplant haben sollten, sind diese Wärmenetze nicht direkt bis 2029 realisierbar und die Kommunen könnten noch einmal ca. zehn Jahre für den Ausbau benötigen.

Um die allgemeinen Unsicherheiten der tatsächlichen Entwicklung des Heizungsmarkts für Bestandsgebäude abzudecken, wird in die Szenarien „low“, „mid“ und „high“ unterschieden, die mit folgenden Annahmen hinterlegt sind und von linearen Austauschraten ausgehen:

- Das **Szenario „high“** unterstellt, dass **100 Prozent** des ermittelten Gasheizungsabsatzes (249.023 Gasheizungen) wieder durch Gasheizungen ersetzt werden.
- Das **Szenario „low“** geht davon aus, dass zukünftig **30 Prozent** des ermittelten Gasheizungsabsatzes durch Gasheizungen ersetzt werden.
- Das **Szenario „mid“** stellt den Mittelweg zwischen den Szenarien „low“ und „high“ dar und dient der besseren Orientierung. Hier werden zukünftig **65 Prozent** des ermittelten Gasheizungsabsatzes durch Gasheizungen ersetzt werden.

**2029 erhöht sich der Biomethanbedarf in Bestandsgebäuden auf 2,1 bis 7,3 TWh.** Dies ergibt sich aus der Pflicht zur Beimischung von Biomethan in neu eingebauten Gasheizungen zwischen 01. Januar 2024 und 30. Juni 2028 von 15 Prozent (je nach Szenario 0,7 bis 2,5 TWh) sowie den neu eingebauten Heizungen innerhalb der Wärmeplanung, die für Gemeinden mit weniger als 100.000 EW ab 30. Juni 2028 und für Gemeinden mit mehr als 100.000 EW ab 30. Juni 2026 verpflichtend ist. Innerhalb der Wärmeplanung beträgt die Beimischungspflicht 65 Prozent, wodurch sich ein Bedarf von 1,4 bis 4,8 TWh ergibt.

**2035 steigt der Biomethanbedarf in Bestandsgebäuden auf 7,9 bis 26,2 TWh.** Den geringeren Beitrag haben hier wiederum die eingebauten Gasheizungen aus 2024 bis Juni 2028 mit 1,5 bis 5,0 TWh. Den weitaus höheren Anteil bilden die neuen Gasheizungen in Kommunen mit verpflichtender Wärmeplanung mit 6,4 bis 21,2 TWh.

**2040 erhöht sich der Biomethanbedarf in Bestandsgebäuden letztendlich auf 13,1 bis 43,6 TWh.** Die neuen Gaskessel aus dem Zeitraum vor der Wärmeplanung müssen nun einen EE-Anteil von 60 Prozent aufweisen, sodass sich ein Bedarf von 3,0 bis 9,9 TWh ergibt. Die neuen Gasheizungen innerhalb der Wärmeplanung schaffen einen Bedarf von 10,1 bis 33,7 TWh.

Im Ergebnis erhöht sich demnach der Biomethanbedarf gemäß GEG signifikant und liegt ab 2035 im Szenario „mid“ über der heutigen gesamten deutschen Biomethanproduktion. Im Vergleich zu den Sektoren Strom und Verkehr wird der Wärmesektor demnach der Bereich mit der höchsten Nachfrage nach Biomethan werden.

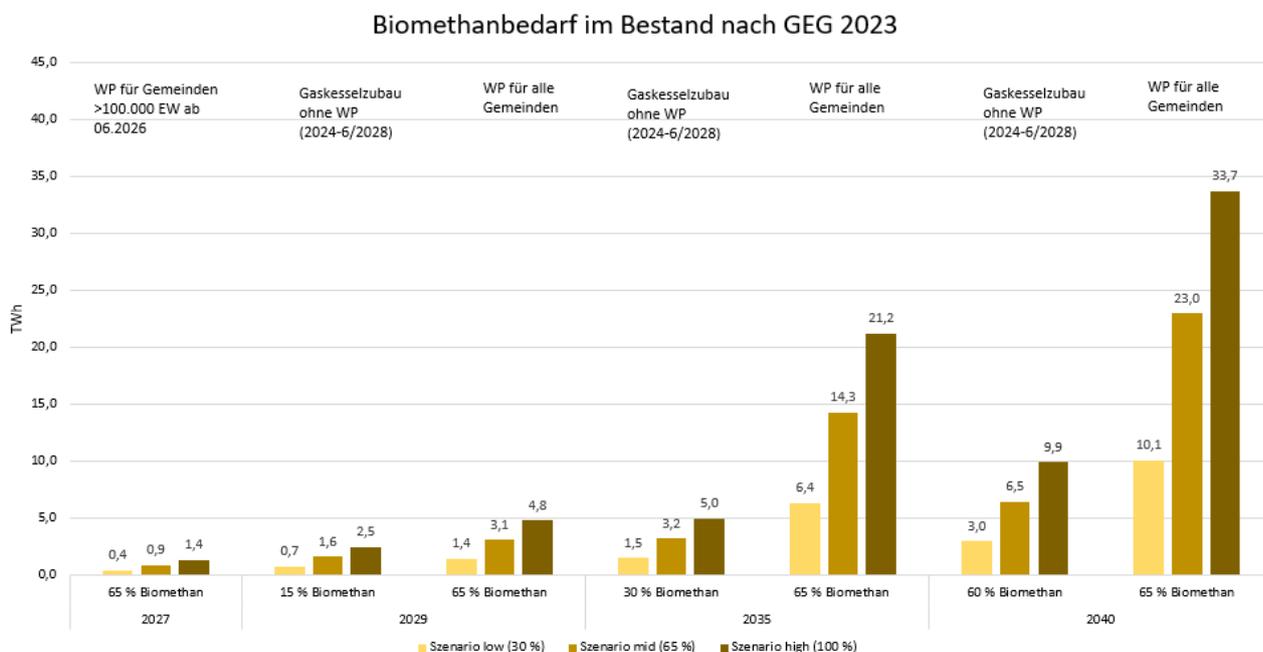


Abbildung 4: Berechnung zum potenziellen Biomethanbedarf in Bestandsgebäuden nach dem GEG 2023

Die Ergebnisse in Abbildung 4 zeigen, dass der Biomethanbedarf nach dem GEG 2023 schon ab 2027 um 0,4 bis 1,4 TWh steigen wird. Grund dafür ist die Wärmepflichtumsetzungspflicht für Gemeinden mit mehr als 100.000 EW.

## Biomethanbedarf im Neubau in Neubaugebieten nach GEG 2023

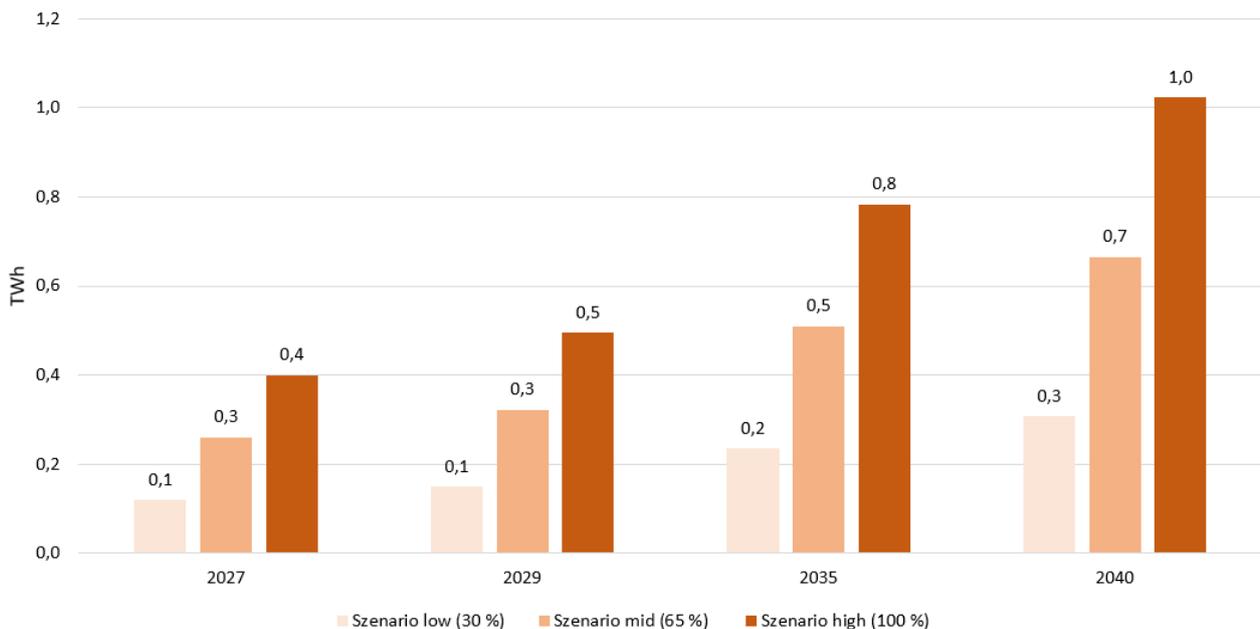


Abbildung 5: Berechnung zum potenziellen Biomethanbedarf im Neubau nach dem GEG 2023

### Berechnungen im Gebäudeneubau

Für den Neubau ergibt sich im Vergleich zum Bestand ein anderes Bild: Es ist davon auszugehen, dass gasförmige Energieträger in Ein- und Zweifamilienhäusern im Neubau in Neubaugebieten zukünftig nicht mehr zum Einsatz kommen. Lediglich bei Mehrfamilienhäusern könnten auch zukünftig aufgrund des erhöhten Wärmebedarfs zu einem geringen Teil (5 Prozent) Gaskessel als Spitzenlastkessel eingebaut werden. Ausgehend von 13.625 neuen Mehrfamilienhäusern (MFH) pro Jahr werden daher für diese 681 neue Gasheizungen angenommen. Der durchschnittliche Gasverbrauch liegt bei MFH bei 108.442 kWh. Auch hier wird in der Berechnung wieder zwischen drei Szenarien – „low“, „mid“ und „high“ – unterschieden, um eine bessere Vergleichbarkeit herzustellen.

Im Ergebnis (Abbildung 5) ist der **Bedarf an Biomethan im Neubau in Neubaugebieten gering**, obwohl hier direkt 65 Prozent Biomethan bzw. Wasserstoff in den Gasheizungen eingesetzt werden müssen. So würde 2029 ein Biomethanbedarf von 0,1 bis 0,5 TWh entstehen und 2040 ein Bedarf von 0,3 bis 1,0 TWh.

### Biomethanbedarf in Wärmenetzen

Nur unzureichend kann der Bedarf an Biomethan in Wärmenetzen in die Betrachtungen einbezogen werden, auch wenn klar ist, dass die praktischen Umsetzungen der Vorgaben aus WPG und GEG stark miteinander verzahnt sein werden. Hier könnte es zu gewissen Wechselwirkungen beim berechneten Biomethanbedarf kommen, insbesondere dann, wenn es einen signifikanten Ausbau von Wärmenetzen gibt. Dabei ist zukünftig zu beachten, dass Biomethan vor allem in **hochflexiblen KWK-Anlagen** zur Stromproduktion gemäß EEG zum Einsatz kommen soll, wodurch sich die Möglichkeiten für die Nutzung der ausgekoppelten Wärme im Vergleich zu Bestandsanlagen verändern sollten. Dies liegt daran, dass Bestandsanlagen derzeit vornehmlich wärmegeführt laufen. In größeren Wärmenetzen ist es denkbar, dass hochflexible KWK-Anlagen oder Gaskessel mit Biomethan und

ihren geringen Betriebsstunden als eine Art Spitzenlast zur Residuallastdeckung verwendet werden. In kleineren gebäude-nahen Wärmenetzen ist es wahrscheinlicher, dass weiterhin Gaskessel als Spitzenlast zum Einsatz kommen, um die Anforderungen sowohl an den EE-Anteil als auch an den Primärenergiebedarf zu erfüllen. Kleine hochflexible KWK-Anlagen sind aufgrund der geringen Wirtschaftlichkeit in diesen Fällen eher unwahrscheinlich.

### Einordnung der Ergebnisse

Der sich aus den Berechnungen ergebende Biomethanbedarf ist mit vielen Unsicherheiten behaftet und soll nur eine grobe Vorstellung für eine mögliche Entwicklung bieten. Faktoren wie zum Beispiel die unsichere Entwicklung der Biomethan-, Erdgas- und Strompreise oder Änderungen in strukturellen und technischen Aspekten konnten im Rahmen der Analyse nur qualitativ zur Definition der Szenarien berücksichtigt werden. Gleichwohl zeigen die Ergebnisse, dass der **Bedarf an Biomethan signifikant steigen wird**, wenn Erdgas und dessen erneuerbare Substitute weiterhin eine bedeutende Rolle in der Wärmeversorgung spielen.

Der Biomethanbedarf für 2040 im Szenario „high“ entspricht ungefähr dem vierfachen der heutigen Produktion. Die heutige Biogas- und Biomethanproduktion basiert überwiegend auf nachwachsenden Rohstoffen, insbesondere Mais. Das GEG sieht hier eine Deckelung von 40 Masseprozent für Neuanlagen ab 1 MW vor. Damit könnte sich für die Biogasbestandsanlagen durch Anschluss an das Gasnetz im Wärmemarkt eine Perspektive bieten, sollte es in der Tat zu einer sehr hohen Biomethannachfrage kommen. Allerdings ist hier auch die Sinnhaftigkeit mit Blick auf die Kapazität von Biogasanlagen und den Gasnetzgegebenheiten (insbesondere Druckebene) zu beachten. Zusätzlich verlangen die europäischen Nachhaltigkeitsanforderungen mit steigenden THG-Mindesteinsparungen von 80 Prozent gegenüber einem fossilen Referenzwert für biogene Energieträger einen stärkeren Einsatz von Abfall- und Reststoffen

für die Biogaserzeugung. Das heißt, dass neben dem Ausbau der Biomethanherstellungskapazitäten auch eine stärkere Transformation hin zu abfall- und reststoffstammiger Biomasse vollzogen werden muss. Dies wird auch mit steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen an Bedeutung gewinnen, da die Befreiung von Biomethan an hohe THG-Einsparungen gekoppelt ist, die mit nachwachsenden Rohstoffen nur schwer zu erreichen sind.

### Potenziale durch Abfall- und Reststoffe

Je nach Studie unterscheiden sich die zukünftig zur Verfügung stehenden Biomethanpotenziale zum Teil erheblich. Laut DBFZ<sup>7</sup> gibt es ein wirtschaftlich mobilisierbares Potenzial von rund 50 TWh, das über die Steigerung der Nutzung von Abfall- und Reststoffen sowie von tierischen Exkrementen erschlossen werden könnte. Andere Studien (z. B. UBA<sup>8</sup>) schätzen das unerschlossene mobilisierbare Potenzial aus Abfall- und Reststoffen mit ca. 30 TWh niedriger ein. Darüber hinaus könnten weitere 10 bis 21 TWh durch Umrüstung bestehender Biogasanlagen zur Biomethanaufbereitung generiert werden, da sie sich aufgrund entsprechend vorliegender Kapazitäten dafür eignen würden. Daraus ergibt sich eine Spannweite des **zusätzlichen Biomethanpotenzials von 40 bis 71 TWh**. Im Szenario „high“ würden in 2040 dabei 44,6 TWh Biomethan allein für den Wärmesektor benötigt werden.

### Potenziale durch Anbaubiomasse

Aufgrund der Anforderungen der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) ist nicht mit einer Steigerung der Fläche für Anbaubiomasse zu rechnen. Außerdem ist der potenzielle Energie-Output stark abhängig davon, welche Pflanzen angebaut werden. Die derzeit dominierende Energiepflanze ist Maissilage aufgrund ihres hohen Flächen- und Energieertrags im Vergleich zu anderen Anbaubiomassen. Bei zumindest gleichbleibender Flächennutzung und dem Einsatz anderer Kulturen, um die Biodiversität zu verbessern und die heutzutage eingeschränkten Fruchtfolgen zu verringern, wird der Biogasertrag aus Anbaubiomasse mit hoher Wahrscheinlichkeit abnehmen. Gleichzeitig leisten Anbaubiomasse und der Gärrest der Biogasanlagen einen wichtigen Beitrag zum Ausbau der Kreislaufwirtschaft in der Landwirtschaft.<sup>9</sup> Es ist festzuhalten, dass eher **keine zusätzlichen Potenziale aus Energiepflanzen** für den Biomethanbedarf im GEG bereitstehen werden.

### Potenziale durch Importe von Biomethan

Es bietet sich ebenfalls die Option des Imports von Biomethan über das Erdgasnetz an. Im REPowerEU-Plan wird eine Steigerung der europäischen Erzeugung von Biomethan auf 35 Mrd. m<sup>3</sup> (ca. 370 TWh) bis 2030 angestrebt. Hierfür sollen Kapazitäten zur Erzeugung von Biogas in der EU erhöht und die Umwandlung in Biomethan gefördert werden. Dafür sind Investitionen von schätzungsweise 37 Mrd. Euro erforderlich. Wenn das ambitionierte Ausbauziel erreicht wird, würden im Jahr 2040 im Szenario

„high“ allein 26 Prozent des durch das REPower-EU erzeugten Biomethans in Deutschland für das GEG vereinnahmt werden. Deutschland bietet mit den Rahmenbedingungen des GEG und der THG-Quote im Verkehr einen der attraktivsten Absatzmärkte für Biomethan in Europa. Daher ist anzunehmen, dass aus dem europäischen Ausland weitere Biomethanmengen zur Bedarfsdeckung importiert werden. Allerdings bestehen nach wie vor gewisse Unsicherheiten hinsichtlich der gesetzlichen Anforderungen an Biomethanimporte in Bezug auf die Zielerreichung der Mitgliedsstaaten, eine erhaltene Förderung im Herkunftsland sowie die Anerkennung des leitungsgebundenen Transports aus Staaten außerhalb der EU.

### Biomethan- und Erdgaspreise

Die Preise für Biomethan in Deutschland sind vor allem vom eingesetzten Rohstoff und der Marktnachfrage in verschiedenen Sektoren abhängig. Im Allgemeinen ist der Biomethanpreis aufgrund der Gestehungskosten tendenziell höher als der von konventionellem Erdgas.

Das eingesetzte Biomethangemisch zur Erfüllung der GEG Anforderungen, darf höchstens zu 40 Prozent aus Mais hergestellt worden sein. Der restliche Teil des Gemisches muss demnach aus Abfall- und Reststoffen oder aus anderen nachwachsenden Rohstoffen bestehen. Ein solches Biomethangemisch ist für einen Arbeitspreis von ca. 13,4 ct/kWh (inkl. Handelsmargen, Steuern und Entgelte) durch langfristige Lieferverträge bis 2028 zu erwerben.<sup>10</sup> Neue Gaskessel können dabei weiterhin zu 35 Prozent mit Erdgas betrieben werden. Der Erdgaspreis liegt derzeit für Terminkontrakte für das Jahr 2028 bei ca. 3 ct/kWh<sup>11</sup>, jedoch muss nach BEHG ein steigender Anteil an CO<sub>2</sub>-Steuer gezahlt werden, sodass der Arbeitspreis auf ca. 8,5 ct/kWh (inkl. Handelsmargen, Steuern und Entgelte) bis 2028 steigt. Damit ist unter Berücksichtigung der aktuellen Preise eine 65-prozentige Beimischung von Biomethan mit Mehrkosten von ca. 58 Prozent gegenüber dem Einsatz von reinem Erdgas verbunden. Für Einfamilienhäuser bedeutet dies, je nach Alter und Energieeffizienz des Hauses, im Schnitt ein Mehraufwand von ca. 450 bis 1.150 Euro pro Jahr.<sup>12</sup>

### Ausblick

2022 wurden 10,4 TWh Biomethan in Deutschland erzeugt. Davon wurden 8,4 TWh zur flexiblen Stromerzeugung in EEG-Anlagen und 1,2 TWh im Verkehr zur Anrechnung auf die THG-Quote verwendet. Der zukünftige Biomethanbedarf im EEG zur flexiblen Stromerzeugung wird bei Erfüllung der vorgesehenen Ausschreibungsvolumen bis 2030 steigen. Gleiches gilt für den Verkehrsbereich, in dem Biomethan vor allem im Schwerlast- und Schiffsverkehr eine größere Rolle im direkten Einsatz in verflüssigter Form oder als Zwischenprodukt einnehmen könnte. Allein aus diesen beiden Sektoren ergibt sich bis 2030 ein potenzieller Biomethanbedarf von über 20 TWh. Zur Deckung des Biomethanbedarfs ist in jedem Fall ein signifikanter Ausbau der

<sup>7</sup> DBFZ (2023): Ressourcendatenbank

<sup>8</sup> UBA (2018): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem

<sup>9</sup> European Biogas Association (2023): Beyond energy – monetising biomethane's whole-system benefits

<sup>10</sup> Berechnungen auf Basis von Biomethanpreisen agriportance (2024): <https://agriportance.com/de/tools/biomethan-entwicklung-preise/>

<sup>11</sup> EEX Marktdaten Erdgas Futures (2024):

<https://www.eex.com/de/marktdaten/erdgas/futures/#%7B%22snippetpicker%22%3A%22215%22%7D>

<sup>12</sup> EFH Baujahr >2002: 9000 kWh Erdgasverbrauch, <1977: 23000 kWh Erdgasverbrauch, durchschnittlicher Endverbraucherpreis Erdgas 12 ct/kWh

Biomethanerzeugungskapazitäten notwendig, der bereits zeitnah umgesetzt werden müsste. Zubauraten bei Biomethananlagen wie in den Jahren 2011 bis 2014 von bis zu 50 Anlagen pro Jahr wären notwendig, um langfristig den Bedarf decken zu können. Der Neubau von Biomethananlagen und die verstärkte Nutzung von Abfall- und Reststoffen sind allerdings mit langwierigen sowie komplizierten Planungs- und Genehmigungsverfahren verbunden, was einen schnelleren Zubau erschwert. Hinzu kommen noch lange Lieferzeiten für wichtige technische Komponenten, wie z. B. Verdichter. Will man den Ausbau der Biomethanerzeugung beschleunigen, bedarf es einer ganzheitlichen Strategie. Diese muss neben regulatorischen Maßnahmen auch klare Ziele formulieren, um so für Investitionssicherheit zu sorgen. Nur dann wird man das nachhaltige Biomassepotenzial heben können.

