BIOGAS PARTNER

Projektbericht

Branchenbarometer Biomethan 2026

Ein Projekt der

dena

Impressum

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

Tel: +49 30 66 777-0

E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:
Klaus Völler
Toni Reinholz
Jakob Jegal
Christin Schmidt
Lina Weber
Matthias Bock
Sophia Reschke
Sven Kuchmetzki

Stand:
10/2026

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

Bitte zitieren als:
Deutsche Energie-Agentur (dena, 2026): Branchenbarometer Biomethan 2026. Berlin.

KI-Hinweis:
Die Inhalte dieser Publikation wurden von Menschen ausgearbeitet und geprüft. Bei der Erstellung wurde für die folgenden Anwendungen KI verwendet: Kürzen und Zusammenfassen von Inhalten, sprachliches Optimieren, Übersetzungen.

Inhalt

1 Einführung und Kernbotschaften 4

2 Hintergrund des Branchenbarometers 6

3 Beurteilung der allgemeinen Geschäftslage im In- und Ausland 7

4 Status quo der Biomethaneinspeisung in Deutschland 9

4.1 Einspeisung und Anlagenbau 9

4.2 Netzzugang und Netzentwicklung 11

4.3 Beispiele aus anderen Ländern 12

5 Entwicklung der Einsatzstoffe 14

6 Status quo und Ausblick der Biomethanverwendung 15

6.1 Stromsektor 16

6.2 Wärmesektor 17

6.3 Verkehr 20

6.4 Maritim 22

6.5 BioCCS 24

7 Internationaler Handel 26

7.1 Nachweisführung international 27

8 Preisgestaltung und -entwicklung 29

Abbildungsverzeichnis 30

Literaturverzeichnis 31

1 Einführung und Kernbotschaften

Das Branchenbarometer erhebt seit 2012 zentrale Entwicklungen und Trends im deutschen Biomethanmarkt. Die Ergebnisse basieren auf einer umfassenden Befragung von Marktakteuren sowie der Auswertung relevanter Marktdaten. Sie verbinden Einschätzungen der Branche mit nationalen und internationalen Entwicklungen. Damit bietet das Branchenbarometer eine wichtige Grundlage zur Bewertung der aktuellen Marktlage, der regulatorischen Rahmenbedingungen und der zukünftigen Einsatzmöglichkeiten von Biomethan.

Die Geschäftslage im Inland hat sich leicht verbessert, bleibt aber angespannt: Die Ergebnisse des Branchenbarometers 2026 zeigen ein ambivalentes Bild. Einerseits haben sich die Perspektiven für Biomethan insbesondere im Wärme- und Verkehrssektor verbessert. Andererseits bestehen erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Gasnetzinfrastruktur, der langfristigen Netzzugangsbedingungen und der Wirtschaftlichkeit neuer Anlagen. Die Bewertung der allgemeinen Geschäftslage nähert sich wieder einer befriedigenden Einstufung an. Dennoch beurteilt weiterhin rund die Hälfte der Befragten die Lage negativ.

Insgesamt befindet sich die Branche in einer Übergangsphase, in der neue Absatzpotenziale entstehen, zugleich aber bestehende Geschäftsmodelle unter Druck geraten.

Die Biomethaneinspeisung erreicht einen neuen Höchststand: Im Jahr 2025 wurden rund 12,3 Terawattstunden (TWh) Biomethan in das deutsche Gasnetz eingespeist. Damit stieg die Einspeisemenge gegenüber dem Vorjahr um etwa zwölf Prozent. Für 2026 wird eine weitere Steigerung auf rund 13 TWh erwartet. Die Entwicklung neuer Anlagen wird nach wie vor durch lange Umsetzungszeiten, komplexe Genehmigungsverfahren, begrenzte Netzkapazitäten und Lieferengpässe erschwert. Für neue Projekte fehlt weiterhin eine langfristig verlässliche Regelung des Netzanschlusses. Die Möglichkeit einer späteren Stilllegung von Gasnetzen ist insbesondere für Investitionen mit langen Amortisationszeiten ein erhebliches Risiko.

Die Zukunft der Gasnetze wird zum zentralen Standortfaktor: Wer Biomethan einspeist, benötigt langfristige Klarheit darüber, welche Netzabschnitte erhalten, umgewidmet oder stillgelegt werden. Die Netzentwicklungsplanung muss deshalb stärker mit **einer potenziellen** Biomethanstrategie und den regionalen Biomassepotenzialen verknüpft sein. Ohne eine kohärente Verzahnung von Netzplanung, Netzzugang und **Biomethanbedarfsentwicklung** besteht die Gefahr, dass sich vorhandene Erzeugungspotenziale nicht erschließen lassen.

Der Wärmemarkt könnte sich zum größten zukünftigen Absatzsektor entwickeln: Mit dem Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) wurden die Anforderungen an den Einsatz erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase neu geordnet. Die Biotreppe sowie die Grüngas- und Grünölquote sollen den schrittweisen Übergang zu klimaneutralen Brennstoffen unterstützen. Die konkrete Nachfrage nach Biomethan hängt davon ab, wie schnell Gasheizungen ausgetauscht werden, welche Heizsysteme künftig installiert werden und in welchem Umfang Haushalte weiterhin an Gasnetze angeschlossen bleiben.

Je nach Austauschrate der Heizungen und der Entscheidung für eine erneute Gasheizung kann der Biomethanbedarf bis 2045 auf 60 bis 145 TWh steigen und wäre nur durch einen erheblichen Ausbau der deutschen und europäischen Produktion zu decken.

Im Stromsektor zeichnet sich eine kurzfristige Erholung, aber keine dauerhafte Perspektive ab: Nach mehreren Jahren ohne Zuschläge erhielten im April 2026 erstmals wieder sechs Biomethanprojekte einen Zuschlag in der EEG-Ausschreibung. Sie zeigen, dass hochflexible Biomethan-Blockheizkraftwerke (BHKW) einen Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien leisten können. Mit dem Entwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2027 ist jedoch vorgesehen, die bisherigen Ausschreibungen für Biomethananlagen zu streichen.

Der Verkehrssektor bleibt ein wichtiger, aber begrenzter Absatzmarkt: Die Nachfrage nach Biomethan als Kraftstoff ist insbesondere durch den wachsenden Einsatz von Bio-LNG (Liquefied Natural Gas) gestiegen. Im Jahr 2025 nahm der Absatz gegenüber dem Vorjahr um rund 13 Prozent zu. Gleichzeitig bildet die begrenzte Zahl gasbetriebener Fahrzeuge einen natürlichen Deckel für die weitere Ausweitung der Biomethannachfrage im Verkehrssektor.

Für das Jahr 2026 ist anhand der Zulassungszahlen mit einem weiter stabilen bis leicht steigenden Absatz zu rechnen. Erste Lieferverträge und Pilotprojekte im Maritim-Bereich zeigen auch ein wachsendes Interesse der Schifffahrtsbranche.

Der Einsatz von Rest- und Abfallstoffen nimmt weiter zu: Die verschärften Nachhaltigkeitsanforderungen, der Maisdeckel und die stärkere Nachfrage nach emissionsarmen Kraftstoffen führen zu einer zunehmenden Diversifizierung des Substratmixes. Insbesondere Wirtschaftsdünger und andere Reststoffe werden stärker genutzt. Die Verwendung von Gülle zur Biomethanerzeugung hat sich innerhalb der vergangenen fünf Jahre nahezu verdoppelt.

2 Hintergrund des Branchenbarometers

Die Umfrage zum „Branchenbarometer Biomethan“ führt die dena - Deutsche Energie-Agentur seit 2012 jährlich im Rahmen der Biogaspartnerschaft durch. Die Ergebnisse bieten eine umfassende Datengrundlage mit Einschätzungen, Meinungen und Prognosen der Branchenakteure zu aktuellen Entwicklungen, Chancen und Herausforderungen des Biomethanmarktes. Die Datenerhebung erfolgt mithilfe eines Fragebogens, durch Einzelinterviews sowie unter Einbeziehung der Daten des dena Biogasregisters und relevanter Publikationen Dritter.

Das Branchenbarometer stellt ein vertieftes Monitoring der Marktentwicklung von Biomethan dar, indem es Ergebnisse der Umfrage mit nationalen und internationalen Trends verbindet.

Das Projekt Biogaspartner

Die dena-Biogaspartnerschaft vereint Marktakteure entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Biogaseinspeisung und unterstützt deren Aktivitäten zur Marktgestaltung. Die dena - Deutsche Energie-Agentur übernimmt dabei die Rolle der Moderatorin und bietet eine Plattform für den koordinierten Wissens- und Erfahrungsaustausch sowie für die nationale und internationale Informationsbeschaffung und -aufbereitung. Auf diese Weise leistet die Biogaspartnerschaft einen wichtigen Beitrag zur beschleunigten Defossilisierung aller Energieverbrauchssektoren und damit zum Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung. Am Projekt „Biogaspartner“ beteiligen sich die zentralen Akteure der Branche aus Landwirtschaft, Anlagenbau, Energiewirtschaft und Wissenschaft.

An der Umfrage nahmen Vertreterinnen und Vertreter von 31 deutschen und europäischen Unternehmen der Biomethanbranche teil. Die Beantwortung der Fragen erfolgte freiwillig, es gab keine Pflichtfragen. Die Umfrage wurde mithilfe eines Online-Umfragetools durchgeführt. Der Link zur Umfrage wurde den relevanten Unternehmen direkt per E-Mail zugesandt. Der Erhebungszeitraum erstreckte sich vom 28. Mai bis zum 12. August 2026.

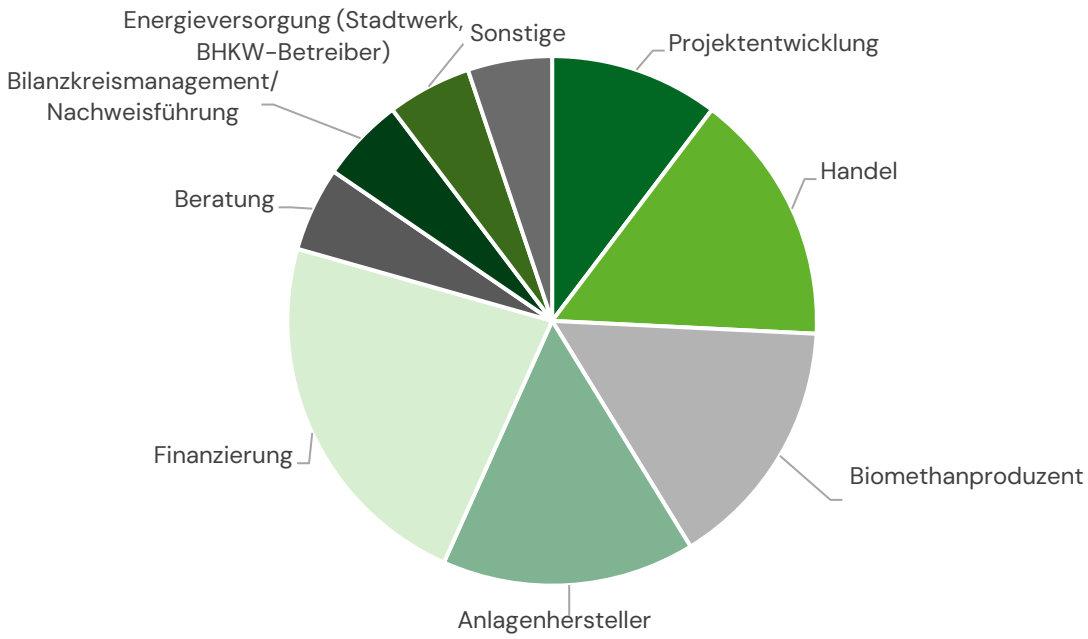

Abbildung 1: An der Umfrage teilnehmende Unternehmen nach Biomethan-Wertschöpfungskette [Mehrfachantworten möglich] (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026)

3 Beurteilung der allgemeinen Geschäftslage im In- und Ausland

Die Beurteilung der allgemeinen Geschäftslage hat sich im Vergleich zur historisch schlechten Bewertung der letzten Befragung leicht erholt und nähert sich wieder der Einstufung als „befriedigend“. Dennoch bewertet die Hälfte der Teilnehmenden die allgemeine Geschäftslage immer noch negativ. Die Nachfrage im Kerngeschäft hat sich dafür für fast 60 Prozent der Befragten in den letzten zwölf Monaten leicht verbessert. Als Ursache für diese Bewertung kann eine allgemeine Unsicherheit gesehen werden, die nach den Krisen der vergangenen Jahre weiterhin anhält. Als Gründe für die überwiegend unzufriedenstellende Lage im Biomethanmarkt werden insbesondere fehlende bzw. nicht erkennbare oder unklare politische Rahmenbedingungen genannt. Mehrere Anpassungen des regulatorischen Rahmens führen zu Verunsicherung im Markt. Insbesondere Unklarheiten bei der Umsetzung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) bremsen Investitionen. Ebenso bleibt die Inbetriebnahme des Gas-Herkunftsnachweisregisters und dessen Rolle weiterhin unklar. Gewünscht wird also mehr Klarheit. Hoffnung wird deshalb in die Umsetzung des GModG und die Grüngasquote als potenzielle Nachfragetreiber gesetzt. Einzelne Stimmen sind zuversichtlich und beschreiben einen langsamen Anstieg der Nachfrage und eine Erholung der Biomethanpreise. Sie erfahren bereits eine wachsende Nachfrage, was den Bau von Neuanlagen und den Ausbau von Bestandsstandorten angeht.

Von nationaler Seite wird die Subventionierung internationaler Mengen kritisiert, die zu niedrigen Biomethanpreisen führen würde. Gleichzeitig wird die eigene Lage in ausländischen Märkten deutlich positiver bewertet als im Inland. Im europäischen Ausland gibt es durch festgelegte Ausbauziele und eine klare Förderregulatorik mehr Planbarkeit. Die Umsetzung der novellierten europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive/RED III) in anderen EU-Mitgliedsstaaten wird als Zeichen eines möglichen Wachstums des EU-Biomethanmarktes gesehen. Zudem wird im Ausland ein steigendes Bewusstsein für die Bedeutung von Biomethan für die Versorgungssicherheit und seine Rolle im künftigen Energiemix beobachtet. Unklarheiten bestehen aber auch hier bei Fragen rund um das Zusammenspiel von Registern bei der Association of Issuing Bodies (AIB) und dem European Renewable Gas Registry (ERGaR), bei der Umsetzung der Unionsdatenbank sowie wegen der Verzögerung einiger EU-Durchführungsverordnungen.

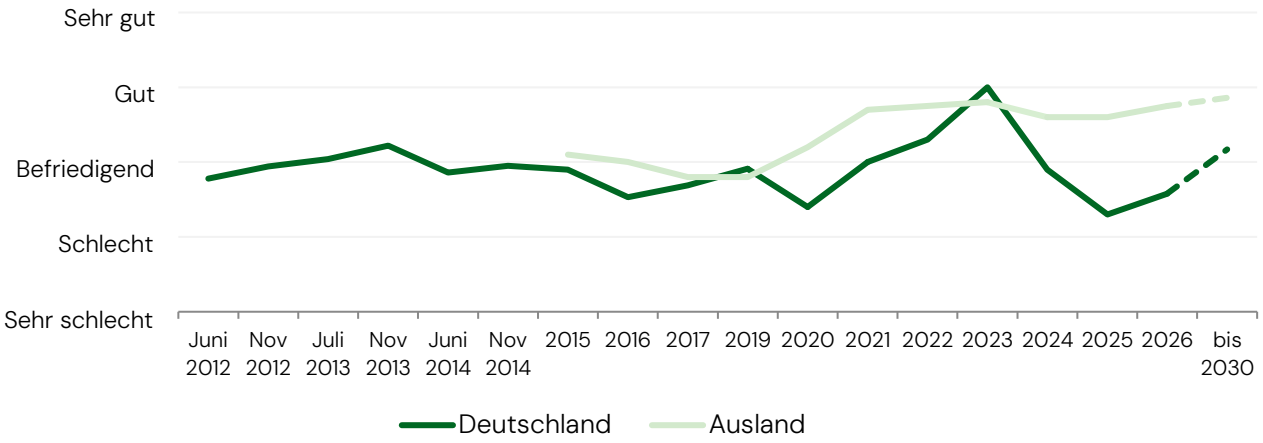

Abbildung 2: Beurteilung der Biomethan-Geschäftslage 2012 - 2026 und Ausblick bis 2030
(Quelle: eigene Darstellung, dena 2026)

Ausblick

Bei den Zukunftsaussichten zeigt sich die Branche gespalten. 50 Prozent bewerten die mittelfristigen Geschäftsaussichten im Inland positiv. Hauptargumente für zuversichtliche Einschätzungen sind das verabschiedete GModG und die angekündigte Grüngasquote mit der Biotreppe, die die Nachfrage künftig anreizen soll, sowie die Treibhausgasminderungs-Quote (THG-Quote), die Nachfrage im Verkehrssektor schafft. Insgesamt wird aber betont, dass die künftigen Geschäftsaussichten stark von Entscheidungen der Politik und den zugehörigen Gesetzgebungsverfahren abhängen. Bei positiven Signalen aus der Politik herrscht eine hohe Bereitschaft seitens der Erzeuger, in den Markt einzusteigen. Kritisch wird die ausstehende Nachfolgeregelung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) gesehen. Mittelfristig werden die Geschäftsaussichten im Ausland weiterhin positiv gesehen, insbesondere wegen höherer Flexibilität bei den Einsatzstoffen und einfacherer Netzzugänge sowie dem Ausblick auf ein gleichbleibend förderliches gesetzliches Umfeld.

Langfristig verlässliche und ambitionierte Quotenvorgaben sowie die Vereinfachung von Genehmigungs- und Netzanschlussverfahren sind die drängendsten Forderungen an die Politik. Darüber hinaus wünscht sich die Branche stärkere Anreize für den Einsatz von Biomethan im Wärmemarkt sowie Planungssicherheit für Post-EEG-Biogasanlagen.

4 Status quo der Biomethaneinspeisung in Deutschland

4.1 Einspeisung und Anlagenbau

Die Biomethaneinspeisung in Deutschland hat 2025 einen neuen Rekordwert erreicht. Nach aktuellen Daten wurden rund 12,3 TWh Biomethan ins Gasnetz eingespeist – ein Plus von etwa zwölf Prozent gegenüber 2024. Dies entspricht einer installierten Kapazität von knapp 178.000 Normkubikmeter pro Stunde (Nm³/h) und 270 Einspeisestandorten (+9 Prozent gegenüber dem Vorjahr). Es gab im Mittel etwa 7.335 Volllaststunden, sodass die Anlagen im Schnitt zu rund 84 Prozent ausgelastet waren. Damit setzt sich der 2024 begonnene Aufwärtstrend nach jahrelanger Stagnation fort. Verantwortlich für den Zuwachs sind vor allem projektierte Anlagen aus den Jahren 2022/23, die nach langen Bauzeiten in den Jahren 2024 und 2025 ans Netz gingen, sowie eine erwartete steigende Nachfrage etwa durch das GModG und die THG-Quote.

Der Output hängt jedoch zunehmend von den restriktiveren Nachhaltigkeitskriterien und dem sich dadurch notwendigerweise ändernden Substratmix ab. So sank 2025 die Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) in Deutschland um zwei Prozent auf geschätzte 2,27 Millionen Hektar. Die Branche setzt stärker auf Rest- und Abfallstoffe (z. B. Wirtschaftsdünger), was sich langfristig auch auf den spezifischen Methanertrag aus der eingesetzten Biomasse auswirkt.

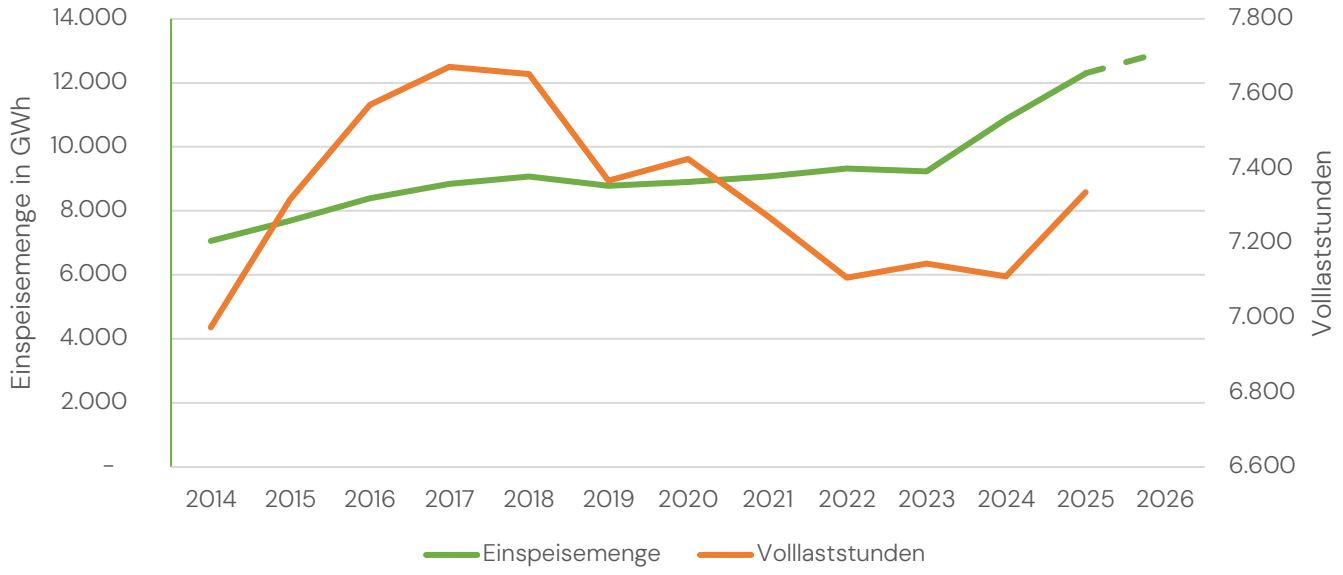

Abbildung 3: Einspeisemenge in GWh (höherer Heizwert) und Volllaststunden deutscher Anlagen 2014 - 2026 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026)

Der Anlagenzubau erlebte 2024 und 2025 trotz komplexer und wechselhafter Rahmenbedingungen im Kraftstoffsektor eine spürbare Dynamik. Zu Beginn des Jahrzehnts war noch eine massive Zunahme der Netzanschlussbegehren zu verzeichnen, die in erster Linie auf die damals historisch hohen Treibhausgas(THG)-Quotenpreise zurückzuführen waren. Ein großer Teil dieser eingereichten Netzanschlussbegehren betraf Biogasprojekte mit bisheriger Vor-Ort-Verstromung, deren EEG-Förderzeitraum allmählich auslief und die auf Biomethanproduktion umgerüstet werden sollten.

Der starke Preisverfall am THG-Quotenmarkt im Jahr 2024 setzte viele Biomethanprojekte unter wirtschaftlichen Druck. Die anschließende Preiserholung verlief je nach Quotensegment unterschiedlich, sodass die Wirtschaftlich-

keit von Neubauprojekten weiterhin maßgeblich von den erzielbaren Vermarktungserlösen und den projektspezifischen Kosten abhing. Die Produktionskosten sanken nach der Gaskrise nicht im selben Maße wie die Quotenpreise, wodurch Geschäftsmodelle, die rein auf den Kraftstoffmarkt abzielten, teils unrentabel wurden. Dennoch kam es in den Jahren 2025 und 2026 zu einem kontinuierlichen Anlagenzuwachs, welche noch unter anderen wirtschaftlichen Vorzeichen geplant wurden und auf die langen Umsetzungszeiten zurückzuführen sind. So wird die Anlagenzahl im Jahr 2026 voraussichtlich auf rund 280 Anlagen mit 184.000 Normkubikmeter pro Stunde (Nm³/h) steigen, die Einspeisung die 13 TWh-Marke erreichen. Weitere 14 Anlagen mit einer Einspeiseleistung von 650 GWh sind für 2027 geplant, sodass sich dieser Trend fortsetzen dürfte.

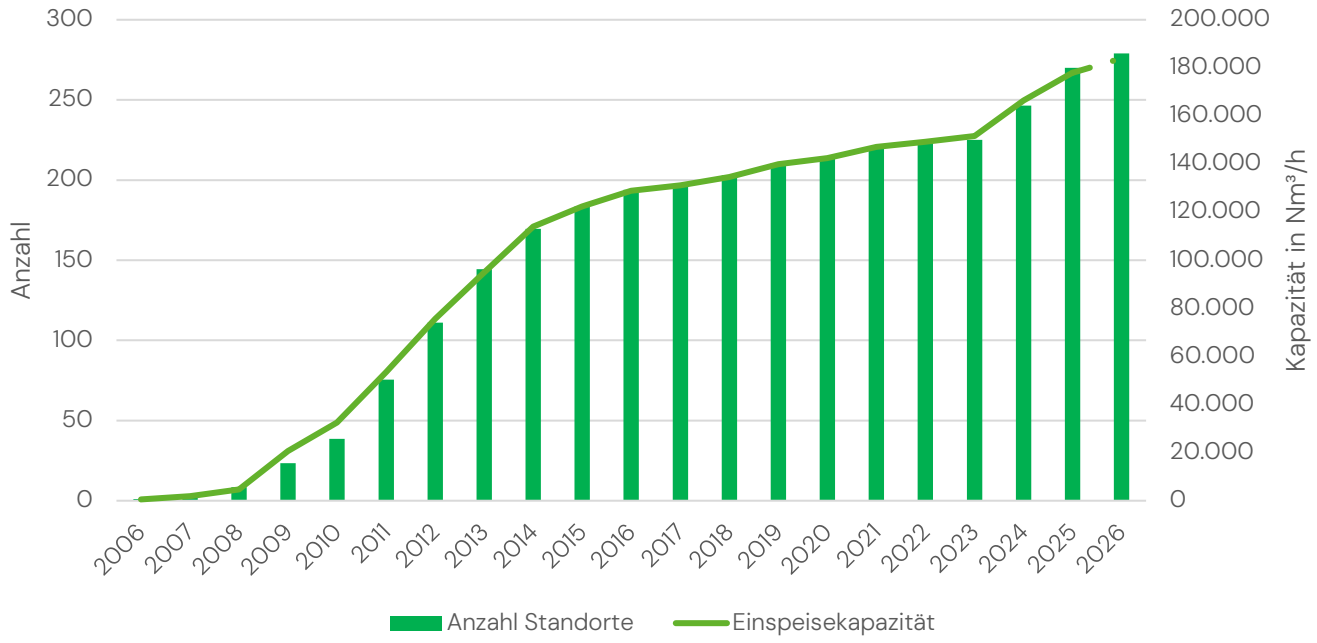

Abbildung 4: Anlagenanzahl und -kapazität Deutschland 2006 - 2026 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026)

Ein zentraler Unsicherheitsfaktor für bestehende Projekte war das Auslaufen der speziellen Biogas-Netzanschlussregelungen der GasNZV zum 1. Januar 2026. Die dort geregelten Privilegien – wie die 75/25-Kostenaufteilung zugunsten der Anlagenbetreiber und die Deckelung der Netzanschlusskosten – drohten wegzufallen. Dies führte zu massiven Unsicherheiten bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung neuer Projekte. Der Gesetzgeber hat hierauf mit einer Übergangsregelung in § 118 Abs. 4 des novellierten EnWG reagiert. Demnach gelten die bisherigen Vorschriften der GasNZV weiterhin, sofern der Vorschuss für die Kosten der Netzanschlussprüfung fristgerecht geleistet wurde. Die so geschaffene Klarheit hat die Wahrscheinlichkeit für die Realisierung geplanter Projekte im Jahr 2026 wieder deutlich erhöht. Für zukünftige Projekte besteht aber weiterhin Unsicherheit in Bezug auf die Möglichkeit, Gasnetze stillzulegen. Dies erschwert eine langfristige Planung.

Trotz der Übergangslösung wirken sich auf Seiten der Netzbetreiber personelle Engpässe und eine mangelnde Standardisierung der Abläufe weiterhin hemmend aus. Erschwerend kommen anhaltende Lieferengpässe bei elektronischen und maschinellen Komponenten für redundant ausgelegte Einspeiseanlagen hinzu, was den Inbetriebnahme-Prozess zusätzlich verzögert.

Wie lange dauert nach Ihrer Erfahrung derzeit ein Netzanschluss von erster Anfrage bis Fertigstellung?	
Dauer des Netzanschlusses	24 – 30 Monate
Dauer des BImSchG-Genehmigungsverfahrens	12 – 24 Monate

Auch die notwendige Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) bleibt ein zeitintensiver Prozess, der bis zu zwei Jahre beanspruchen kann. Dieser gestaltet sich oft individuell und ist abhängig von der Erfahrung der lokalen Behörden. Um diesem Nadelöhr zu begegnen, wurden im Zuge der nationalen Umsetzung der RED III weitreichende Beschleunigungsmechanismen auf den Weg gebracht. Die neuen Vorgaben haben das Ziel, Genehmigungsverfahren künftig auf maximal zwölf Monate zu begrenzen. Diese Vorgabe kann in der Praxis aber nicht immer gehalten werden.

4.2 Netzzugang und Netzentwicklung

Die Einspeisung von Biomethan in die bestehenden Gasnetze steht derzeit vor erheblichen regulatorischen und infrastrukturellen Herausforderungen, die maßgeblich durch die Transformation der Gasversorgung im Zuge der Energiewende geprägt sind. Insbesondere die Unsicherheiten beim Netzzugang sowie die zukünftige Rolle der Gasverteilnetze stellen zentrale Hemmnisse für Investitionen in neue Biomethanprojekte dar.

Ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor ergibt sich aus dem Auslaufen der GasNZV sowie der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) seit Ende 2025. Beide Regelwerke bildeten bislang die Grundlage für privilegierte Netzzugangsbedingungen und eine teilweise sozialisierte Kostenumlage für Biomethan-Einspeiseanlagen. Zwar wurde die Übergangsregelung in § 118 Abs. 4 EnWG bis zum 31. Dezember 2026 verlängert, jedoch fehlt es an klaren langfristigen Anschluss- und Refinanzierungsbedingungen. Parallel dazu sieht die aktuelle Novellierungsdiskussion des EnWG vor, Anschlussverhältnisse nach einer bestimmten Betriebsdauer – es werden Zeiträume zwischen zehn und 20 Jahren diskutiert – zu beenden oder neu zu bewerten. Diese potenzielle „Anschlusstrennung" führt zu erheblicher Investitionsunsicherheit, da sich die Amortisationszeiträume von Biomethananlagen über mehrere Jahrzehnte erstrecken.

Zusätzlich wird die Debatte um den Netzzugang von der grundlegenden Frage überlagert, welche Teile des Gasnetzes im Zuge der Dekarbonisierung langfristig erhalten, umgewidmet oder stillgelegt werden sollen. Vor dem Hintergrund sinkender fossiler Gasnachfrage und steigender Elektrifizierung im Wärmesektor erscheint eine partielle Stilllegung insbesondere von Verteilnetzen wahrscheinlich. Für diejenigen, die Biomethan einspeisen, stellt sich damit die zentrale Frage, ob und unter welchen Bedingungen eine Netzinfrastruktur aufrechterhalten wird, wenn weiterhin Einspeisung erfolgt. Die Netzentwicklungsplanung gewinnt in diesem Kontext erheblich an Bedeutung. Sie fungiert als zentrales Instrument zur Festlegung zukünftiger Netzstrukturen und Investitionen, wobei eine systematische Verknüpfung zwischen Netzentwicklungsplänen und bestehenden sowie potenziellen Biomethan-Einspeisepunkten bislang jedoch nur unzureichend ausgeprägt ist. Vor diesem Hintergrund wird die Einführung von sogenannten Vorrang- und Nachranggebieten für Biomethan diskutiert. Ziel ist es, die Einspeisung räumlich zu steuern und mit der langfristigen Netzplanung zu synchronisieren. In Vorranggebieten soll die Biomethaneinspeisung gezielt gefördert werden, etwa durch privilegierten Netzzugang oder günstigere Kostenregelungen. Diese Gebiete könnten insbesondere dort ausgewiesen werden, wo eine langfristige Nutzung der Gasinfrastruktur – beispielsweise für industrielle

Anwendungen oder flexible Stromerzeugung – wahrscheinlich ist. Demgegenüber würden Nachranggebiete perspektivisch von der Einspeisung entkoppelt, um ineffiziente Netzerhaltungsmaßnahmen zu vermeiden.

Die Entwicklung entsprechender Kriterien erfolgt derzeit unter anderem im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) initiierten „Runden Tischs Biomethan". Dabei stellt sich insbesondere die Frage nach geeigneten Bewertungsmaßstäben für regionale Biomassepotenziale, Netzauslastung und systemische Relevanz. Während die Bundesnetzagentur (BNetzA) eine zentrale Rolle bei der Genehmigung von Netzentwicklungsplänen und potenziell auch bei der Ausweisung von Vorranggebieten einnehmen könnte, erscheint es sachgerecht, die Bewertung von Biomassepotenzialen auf spezialisierte wissenschaftliche Institutionen zu übertragen.

Insgesamt zeigt sich, dass die derzeitige regulatorische Übergangsphase durch erhebliche Unsicherheiten gekennzeichnet ist, die sowohl Investitionsentscheidungen als auch die strategische Weiterentwicklung der Biomethaneinspeisung hemmen. Ohne eine klare, langfristig stabile Regelung des Netzzugangs sowie eine kohärente Verzahnung von Netzplanung und Biomethanstrategie besteht die Gefahr, dass bestehende Potenziale ungenutzt bleiben und der Beitrag von Biomethan zur Dekarbonisierung des Energiesystems hinter den Erwartungen zurückbleibt.

4.3 Beispiele aus anderen Ländern

Wie erfolgreich der Netzzugang für Biomethan gestaltet werden kann, zeigt der Blick ins Ausland. Dabei kommt eine Ausarbeitung der Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestags zu dem Ergebnis, dass im Vergleich zu anderen europäischen Ländern der deutsche Netzzugang bis zu fünfmal teurer ist. Maßgebliche Ursachen dafür sind insbesondere die hohen technischen Anforderungen, fehlende Standardisierung und wenig genutzte Skaleneffekte.

Frankreich

In Frankreich gelten sowohl für die Netzeinspeisung (Droit à l'injection) als auch für die Genehmigungsphase (ICPE n°2781) allgemeingültige, standardisierte Verfahren zur Genehmigung. Es gibt national gültige Anweisungen (arrêtés types), die die erforderlichen Prüfungen und Nachweise für die verschiedenen Kategorien (autorisation, enregistrement, déclaration) regeln und national gültige technische, organisatorische und administrative Vorgaben für Planung, Bau, Betrieb und Überwachung der Anlagen festlegen. Dadurch werden die Verfahren nicht beschleunigt, jedoch vereinfacht und vereinheitlicht, da die Planung nicht durch komplexe Landesvorschriften und spontane Gutachtennachforderungen verzögert werden.

Auch der Netzzugang ist in Frankreich garantiert, wird allerdings gleich mit einer Kapazitätsprüfung des aufnehmenden Netzes verbunden (zonage de raccordement), um einerseits netzverstärkende Maßnahmen zu ermöglichen, aber andererseits auch, um vermaschte oder gesammelte Einspeisung mit anderen Anlagen zuzulassen. Dazu müssen Kapazitätsbedarfe in einem Register (Registre des capacités) angemeldet werden. Sie werden nach Verfügbarkeit durch den Netzbetreiber vergeben.

Die Kostenteilungsregelung ist der bisherigen deutschen Regelung nicht unähnlich, allerdings wird der Anlagenbetreiber stärker in die Zahlungspflicht genommen. Leitungskosten werden 40/60 zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber geteilt, die Einspeisestation errichtet der Netzbetreiber, vermietet sie aber an den Einspeiser, der dann die laufenden Kosten trägt. Auch für die Netznutzung zahlt der Einspeiser Netzentgelte.

Dänemark

Auch in Dänemark ist der Genehmigungsprozess für Biomethananlagen im Vergleich zu anderen europäischen Ländern effizient und standardisiert, was maßgeblich zum schnellen Ausbau der Biomethanproduktion beigetragen hat. Insbesondere folgt das Verfahren in Dänemark dem „One-Stop-Shop"-Ansatz und wird durch die Kommune, in der

die Anlage errichtet werden soll, koordiniert. Die Standortsuche zusammen mit dem Gasnetzbetreiber, klar definierte, national einheitliche Regelungen in Leitfäden der dänischen Energieagentur und der Kommunen, frühzeitige Beratung sowie klare, kurze Fristen sorgen dafür, dass die Genehmigungsverfahren selten länger als zwölf Monate dauern. Darüber hinaus ist der gesamte Prozess digitalisiert. Status der Anträge, anstehende Fristen und fehlende Unterlagen können online eingesehen und nachgereicht werden. Auch in Dänemark haben Einspeiseanlagen ein Recht auf Einspeisung und die Kostenteilung erfolgt nach einem dem deutschen, sehr ähnlichen System.

5 Entwicklung der Einsatzstoffe

In den letzten Jahren hat sich in Deutschland der Substrateinsatz in Biogas- und Biomethananlagen stark gewandelt. Zentrale Treiber dieser Entwicklung waren die gestiegenen Treibhausgas-Minderungsanforderungen gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (REDIII), kombiniert mit regulatorischen Maßnahmen wie dem Maisdeckel in EEG und GModG sowie der doppelten Anrechnung von Biomethan aus Gülle auf die THG-Minderungsquote. Diese Rahmenbedingungen haben dazu geführt, dass viele Anlagenbetreiber ihre Einsatzstoffe stärker diversifiziert haben, um die Vorgaben zu erfüllen und gleichzeitig die Nachfrage nach besonders klimafreundlichem Biomethan zu bedienen. Vor allem im Kraftstoffsektor stieg die Nachfrage nach Biomethan mit hoher THG-Einsparung. Dies führte zu einer stärkeren Nutzung bestehender Güllepotenziale, entweder durch die Umlenkung von Gülle aus Biogasanlagen in Biomethananlagen oder durch die Erschließung bisher ungenutzter Stoffströme. Innerhalb der letzten fünf Jahre hat sich die Nutzung von Gülle zur Biomethanerzeugung fast verdoppelt. Allerdings blieb der Anteil in den vergangenen drei Jahren recht stabil zwischen 23 und 27 Prozent. Energetisch betrachtet ist dieser Zuwachs aufgrund des geringen Energiegehalts von Gülle jedoch weniger signifikant.

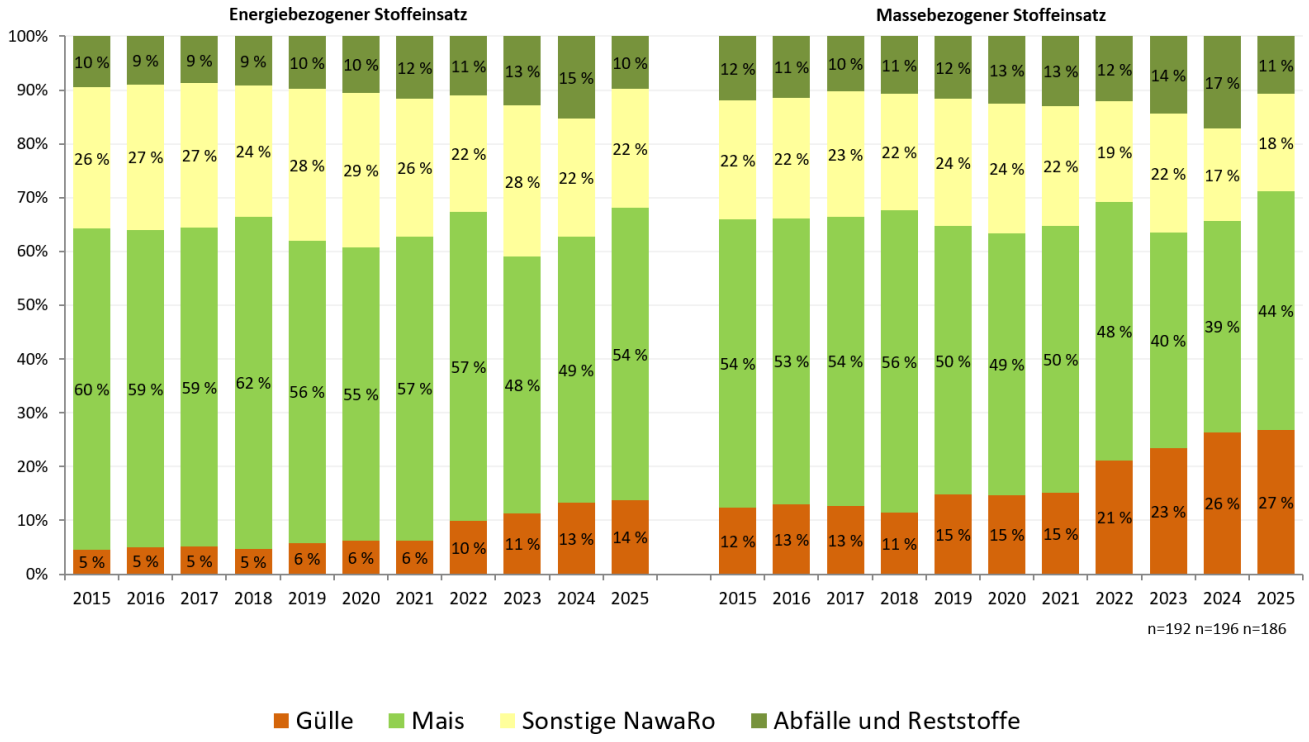

Abbildung 5: Masse- und energiebezogener Stoffeinsatz zur Biomethanerzeugung 2015 – 2025 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026)

6 Status quo und Ausblick der Biomethanverwendung

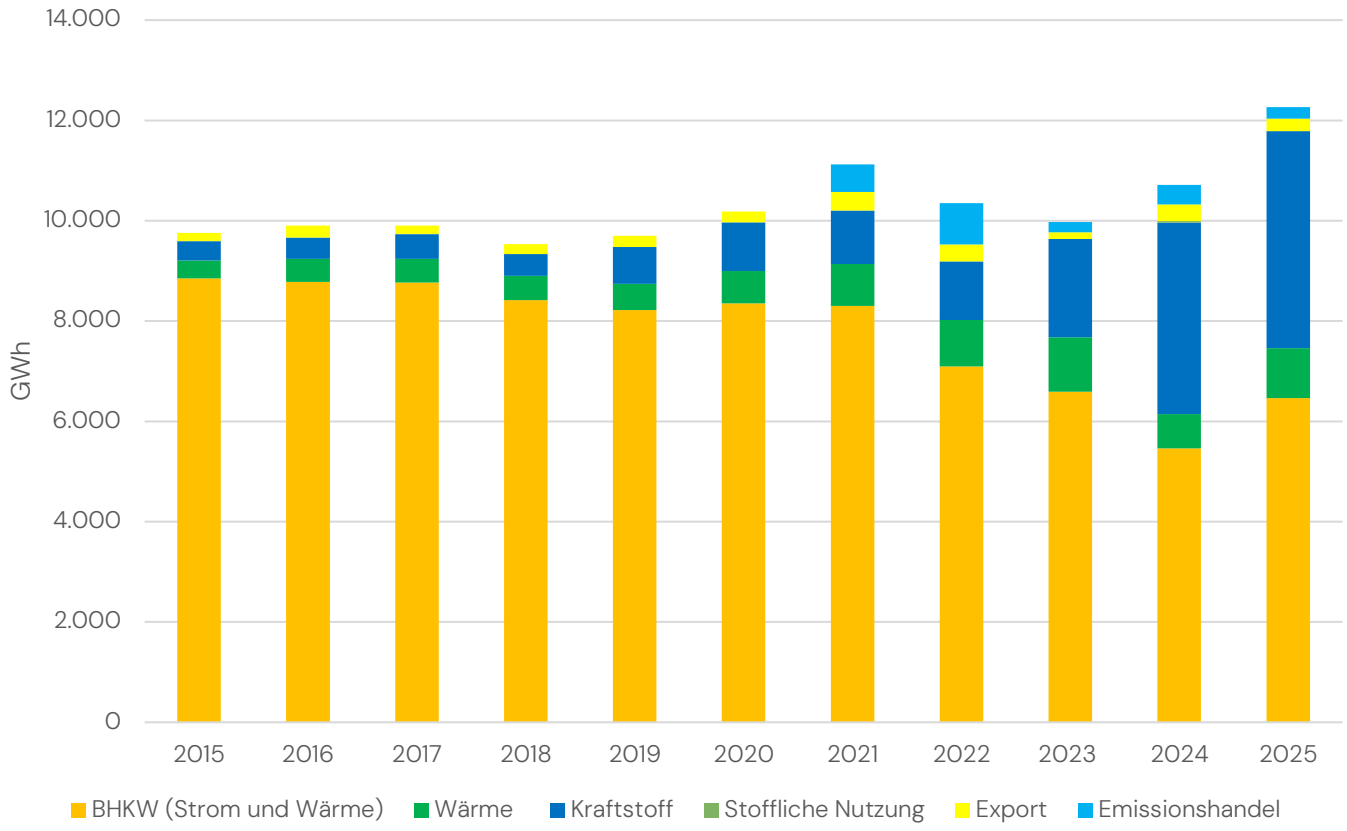

Abbildung 6: Zeitreihe Biomethan Verwendung nach Sektoren 2015 – 2025 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026)

Die bis 2024 gesunkene Nachfrage nach Biomethan im Stromsektor hat sich 2025 leicht erholt, steigt allerdings nicht mehr auf das hohe Niveau, das um 2020 erreicht wurde. Begründet war der Einbruch durch Lieferschwierigkeiten im Rahmen von Insolvenzen in den Jahren 2022 und 2023, woraufhin einige BHKW auf Erdgas umgestellt oder vorübergehend gedrosselt betrieben wurden. Ein Teil dieser BHKW scheint wieder mit Biomethan zu laufen.

Weiterhin hoch ist die Nachfrage im Verkehrssektor, insbesondere durch einen Nachfrageschub im Bereich Bio-LNG. Zugleich dürfte sich die Nachfrage in diesem Bereich aber bereits an der physischen Obergrenze befinden, da sie beinahe den Gesamtbedarf der Gasmobilität abdeckt.

Die Nachfrage im Wärmesektor bleibt weiterhin auf niedrigem Niveau. Durch die Anpassungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und in dessen Folge der Verabschiedung des GModG mit Biotreppe und Grüngasquote ist in diesem Bereich allerdings ab 2028 mit deutlich steigender Nachfrage insbesondere nach Mengen aus dem Ausland zu rechnen.

Der Emissionshandel und die stoffliche Nutzung weisen 2025 aufgrund hoher Differenzkosten zu Erdgas noch keine größeren Nachfragen auf. Allerdings ergeben sich in diesem Bereich auch gewisse Unsicherheiten, da die verfügbaren Daten die Zuordnung der Nutzung importierter Biomethanmengen zu diesen Sektoren nur unvollständig abbilden. So ist der Import von rund einer Terawattstunde Biomethan aus Frankreich bekannt; auch gibt es Hinweise zur stofflichen Nutzung durch BASF (BASF SE, 2024) in Ludwigshafen oder als Teil der Dekarbonisierungsstrategie der Energieversorgung der VW Kraftwerke GmbH (VW Kraftwerke GmbH, 2026). Sie sind aber aufgrund eingeschränkt verfügbarer Informationen zur konkreten Verwendung in obiger Abbildung nicht enthalten.

6.1 Stromsektor

Die Nutzung von Biomethan für die Stromerzeugung war bereits in den vergangenen Jahren aufgrund diverser Marktverwerfungen rückläufig. Nachdem es in den letzten Jahren keine Beteiligungen an den EEG-Ausschreibungen für Biomethan gab, u. a. wegen zu niedriger Höchstpreise in den Ausschreibungen und komplexer Anforderungen, gab es 2026 eine Wende und EEG-Ausschreibungen mit neuer Dynamik. Bei dem Gebotstermin im April 2026 erfolgten insgesamt sechs Zuschläge für Biomethananlagen, darunter zwei in Sachsen, zwei in Niedersachsen, eine in Nordrhein-Westfalen und eine in Schleswig-Holstein. Vor dem Hintergrund des Wegfalls der Südquote – sie sah vor, dass 100 Prozent des Ausschreibungsvolumens an Betreiber aus südlichen Regionen Deutschlands vergeben werden sollten, um eine süddeutsche Konzentration der Stromproduktion zu erreichen und Netzengpässe zu vermeiden – ist interessant, dass alle Projekte in Mittel- oder Norddeutschland lokalisiert sind. In Niedersachsen befinden sich beide Projekte, die einen Zuschlag erhalten haben, im Landkreis Osnabrück. Eine der Anlagen wird die EfB Energie für Berge GmbH & Co. KG in der Gemeinde Berge betreiben. Ziel des Unternehmens ist die nachhaltige Wärmeversorgung für die Gemeinde Berge aus verschiedenen Quellen. Teil davon soll künftig auch ein BHKW sein. Die zweite bezuschusste Anlage in Niedersachsen wird die Rasche & Weßler GmbH in Alfhausen betreiben, sie ist Teil eines Forschungsvorhabens zur Auslegung hochflexibler Biomethan-BHKW (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2025). Die beiden Projekte in Sachsen sind zwei Anlagen der SKW Speicherkraftwerk GmbH in Thiendorf im Landkreis Meißen. Das Unternehmen betreibt das Speicherkraftwerk Thiendorf, das ein Heizkraftwerk und einen Energiespeicher kombiniert und Biomethan als nachhaltigen Energieträger einsetzt. Hier ist der Ausbau eines Fernwärmenetzes geplant. In Schleswig-Holstein hat die BioEnergie Gettorf GmbH & Co. KG im Landkreis Rendsburg-Eckernförde den Zuschlag erhalten; das Unternehmen setzt ein Nahwärmenetz für die Region um.

Das Ergebnis der Ausschreibung spiegelt die in vorangegangenen Befragungen genannten Hemmnisse wider. Im Branchenbarometer 2024 wurde die Erhöhung der Gebotshöchstwerte als wichtigste Maßnahme des Solarpakets genannt, der Wegfall der Südquote als zweitwichtigste Maßnahme. Durch den Wegfall der Hemmnisse konnten erstmals wieder erfolgreich Projekte umgesetzt werden und zeigen, welche Rolle hochflexible Biomethan-BHKW im Zusammenhang mit Wärmenetzen und -speichern spielen können. Allerdings hat das Bundeskabinett am 29. Juli 2026 den Entwurf für das EEG 2027 beschlossen. Ziel der umfassenden Novelle ist es, den Ausbau erneuerbarer Energien stärker an Marktpreisen, Netzauslastung und Systembedarf auszurichten. Dem Kabinettsbeschluss gingen längere Abstimmungen innerhalb der Bundesregierung voraus. Wie bereits im Referentenentwurf formuliert, werden die bisherigen Ausschreibungen von Biomethananlagen im Kabinettsentwurf EEG 2027 gestrichen. Die Entscheidung spiegelt eine Neuausrichtung der Förderlogik wider: Die Argumentation seitens der Bundesregierung ist, dass Biomethan künftig stärker in anderen Sektoren gebraucht wird. Während Biomethan als speicherbarer und steuerbarer Energieträger für Sektorkopplung und Netzstabilität große Vorteile mitbringt, wurde seine Kostenwirksamkeit im Vergleich zu Wind und Solar infrage gestellt. Mit dem Ziel, die EU-Vorgaben einzuhalten und die nationalen Klimaziele 2030 zu erreichen, wird auf skalierbare und vor allem kurzfristig umsetzbare Lösungen gesetzt. Insofern die vorgeschlagenen Regelungen für Biomethan im EEG 2027 vom Bundestag verabschiedet werden, kann ab dem Jahr 2027 nicht mehr an die ersten positiven Entwicklungen aus dem Jahr 2026 und die endlich erfolgreichen Zuschläge für die Biomethanausschreibung angeknüpft werden.

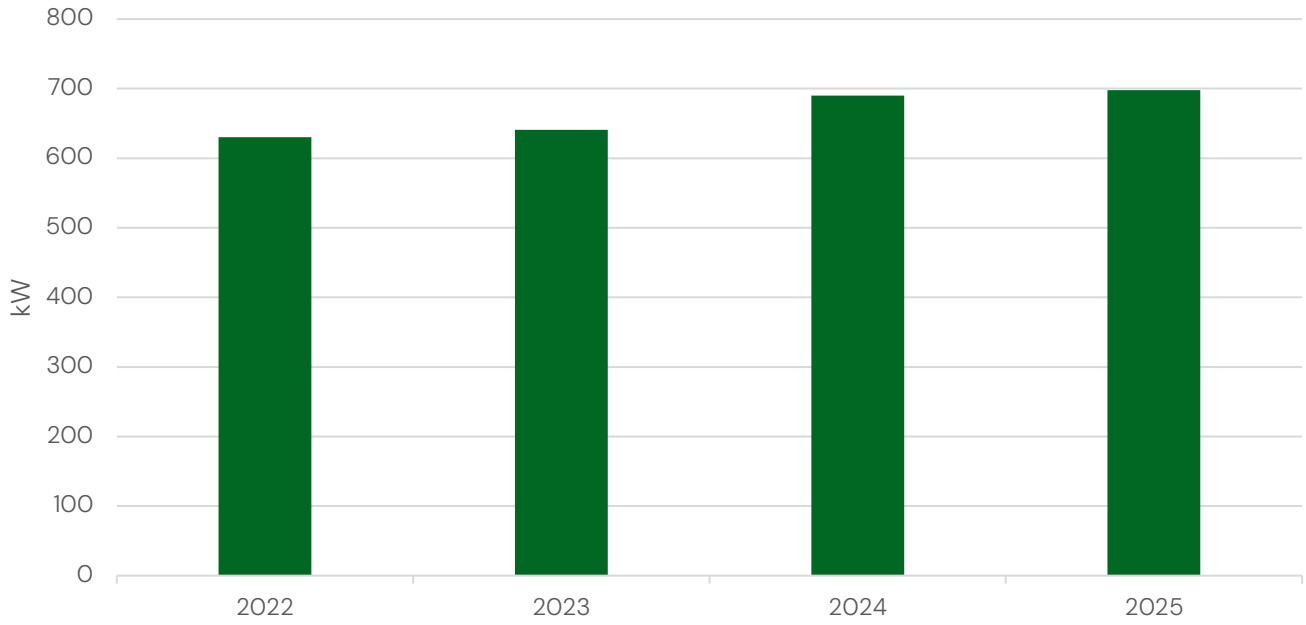

Abbildung 7: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Biomethan-BHKW (Quelle: Daten auf Basis „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Zahlen", AG EE-Stat, Umweltbundesamt, Stand September 2026; eigene Darstellung, dena 2026)

6.2 Wärmesektor

Der Wärmemarkt ist bereits bei der vorhergehenden Bundesregierung in den Fokus der Dekarbonisierung gerückt. Aufgrund geringer Sanierungsraten, komplexer Heizstrukturen und sozialer Herausforderungen ist die Dekarbonisierung des Wärmemarktes eine der drängendsten und zugleich herausforderndsten Aufgaben. Zentrales Instrument ist das GModG. Bereits das 2023 novellierte GEG sah bei der Sanierung von Gebäuden oder Heizungen übergangsweise die Nutzung einer Biotreppe vor, deren Prinzip durch das GModG als Dauerlösung für neue Heizungen bis 2040 verlängert wurde. Zusätzlich soll eine, in ihrer konkreten Ausgestaltung noch zu definierende, Grüngas-/Grünölquote parallel zur Biotreppe die bestehende Heizungsstruktur kontinuierlich „vergrünen"; sie soll also über einen definierten Pfad auf klimaneutrale Brennstoffe umgestellt werden.

Der Gebäudesektor ist mit rund 380 TWh Erdgas pro Jahr der größte Gasverbraucher in Deutschland. Heizungsstruktur, Austauschdynamik und Sanierungsrate sorgen für ein Absinken um nur knapp zwei Prozent pro Jahr. Selbst wenn sich dieses Tempo verdoppelt, bleibt 2045 nach Fortschreibung der aktuellen Trends eine Gasnachfrage der Gebäude von über 100 TWh bestehen; das ist ein Vielfaches der inländischen Biomethanerzeugung im Jahr 2025. Diese Lücke lässt sich nur mit einem erheblichen Ausbau der Erzeugung in Deutschland und im europäischen Ausland schließen. Wie das die Nachfrage treiben wird, bleibt abzuwarten. Denn der zukünftige Biomethanbedarf hängt stark von neu eingebauten Gasheizungen gemäß Gebäudemodernisierungsgesetz, der Preisentwicklung im Emissionshandel sowie der kommenden Grüngasquote ab.

Gas dominiert die Wärmeversorgung

Nach der Erhebung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (BDEW, 2026) zur Beheizungsstruktur 2025 werden von 43,8 Millionen Wohnungen in Deutschland 56,1 Prozent mit Gas beheizt (einschließlich Biomethan und Flüssiggas) und 17,2 Prozent mit Heizöl. 53 Prozent der Wohngebäude heizen primär mit Gas, 22 Prozent mit Öl, 75 Prozent insgesamt fossil und weniger als zehn Prozent mit Wärmepumpen. 2025 verbrauchten private Haushalte rund 265 TWh Erdgas und der Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor (GHD-

Sektor) rund 114 TWh. Zusammen sind das gut 380 TWh, also rund 44 Prozent des deutschen Erdgasverbrauchs von 862 TWh im Jahr 2025.

Am Absatzmarkt dominiert hingegen klar die Wärmepumpe. 2025 wurden laut Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) 299.000 Heizungs-Wärmepumpen (+55 Prozent zum Vorjahr) und 276.500 Gas-Wärmeerzeuger (-33 Prozent) verkauft (BDH, 2026). Im Neubau ist die Wärmepumpe also bereits Standard: Für mehr als zwei Drittel der 2025 genehmigten Neubauwohnungen ist laut BDEW eine Wärmepumpe vorgesehen.

Entscheidend für die Gasnachfrage ist vor allem der Bestand, nicht der Neubau. Von den bestehenden Heizungsanlagen sind über zwei Drittel älter als 20 Jahre. Der hohe Anteil alter Anlagen bedeutet in den nächsten zehn bis 15 Jahren einen großen Austauschbedarf. Die Entscheidung, welche Heizung bei Austausch eingebaut wird, ist maßgeblich für die Entwicklung der Heizungsinfrastruktur, des Gasbedarfs sowie in dessen Folge auch des Bedarfs an grünen Gasen.

Biotreppe und Grüngasquote

Das GModG ist seit dem 29. Juli 2026 in Kraft. Es hebt die 65-Prozent-Pflicht für erneuerbare Energien (EE) auf und ersetzt sie für neue Gas- und Ölheizungen durch die Biotreppe. Neu eingebaute Heizungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden müssen also aktiv einen Biomethan-Beimischtarif nutzen, der die Stufen und Anforderungen der Biotreppe erfüllt. Anrechenbar sind Biomethan, Bioheizöl, biogenes Flüssiggas sowie verschiedene Wasserstoffarten und deren Derivate. Für den Nachweis bleibt das GModG bei den Regeln des GEG und der Vorgängerregelungen. Anrechenbares Biomethan muss massenbilanziell geliefert sein, die Voraussetzungen der Anlage 1 Nummer 1 Buchstabe a bis c des EEG 2014 erfüllen (maximaler Stromverbrauch, maximaler Methanschlupf, erneuerbar beheizter Fermenter) und einen Maisdeckel von 50 Prozent einhalten. Darüber hinaus müssen bei Heizungsanlagen von über zwei Megawatt (MW) auch Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß der Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biomasse zur Stromerzeugung (BioSt-NachV) eingehalten werden.

Für den Bestand, der nicht unter die Biotreppe fällt, sieht das GModG eine Quote auf Ebene der Inverkehrbringer vor. Die Grüngas-/Grünheizölquote startet 2028 mit einem Prozent und steigt dann kontinuierlich bis auf 100 Prozent im Jahr 2045. Damit soll bis 2030 die geforderte zusätzliche THG-Einsparung von zwei Millionen Tonnen (t) CO_2 erreicht werden. Die Quotenerfüllung ist technologieoffen gestaltet, das heißt, zulässig sind alle erneuerbaren sowie kohlenstoffarmen Brennstoffe, die die Nachhaltigkeitsanforderungen und THG-Minderungsvorgaben gemäß RED III und der Richtlinie (EU) 2024/1788 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff einhalten. Zunächst sind nur private Haushalte betroffen. Industrie und Gewerbe, der Verkehrssektor sowie die Strom- und Fernwärmeerzeugung sind ausgenommen. Zudem gilt das Prinzip des „Banking and Borrowing“, das bedeutet, dass im Sinne des „Banking“ eine Übererfüllung der Quote im nächsten Jahr angerechnet werden und im Sinne des „Borrowing“ eine Untererfüllung im Folgejahr ausgeglichen werden kann. Wenn die Quote nicht erfüllt wird, ist eine Pönale fällig. Eine Quotenerfüllung kann gehandelt werden. Die im Oktober 2026 vom BMWE vorgelegten Eckpunkte halten zudem offen, ob ein Quotenanstieg marktbedingt zeitlich verschoben werden kann, ohne jedoch das Ziel von 100 Prozent im Jahr 2045 zu kippen.

Biomethanbedarf im Jahr 2045

Der Biomethanbedarf wird also in Abhängigkeit von der Austauschrate und der Heizungsentscheidung durch eines der beiden Instrumente steigen. Es entsteht daher eine immer größer werdende Bandbreite bei der Bedarfsentwicklung. Wird eine Wechselrate von 90 Prozent unterstellt – das heißt, eine Gasheizung wird aufgrund von Alter oder Sanierung ersetzt –, wird nur jede zehnte Heizung wieder eine Gasheizung sein, würden jährlich rund 500.000 Heizungen auf Wärmepumpe oder Fernwärme umgestellt und würde der Biomethanbedarf auf über 60 TWh im Jahr 2040 ansteigen und danach wieder leicht absinken. Bei moderateren Wechselraten von 35 Prozent steigt der Bedarf an Biomethan bis auf 145 TWh im Jahr 2045.

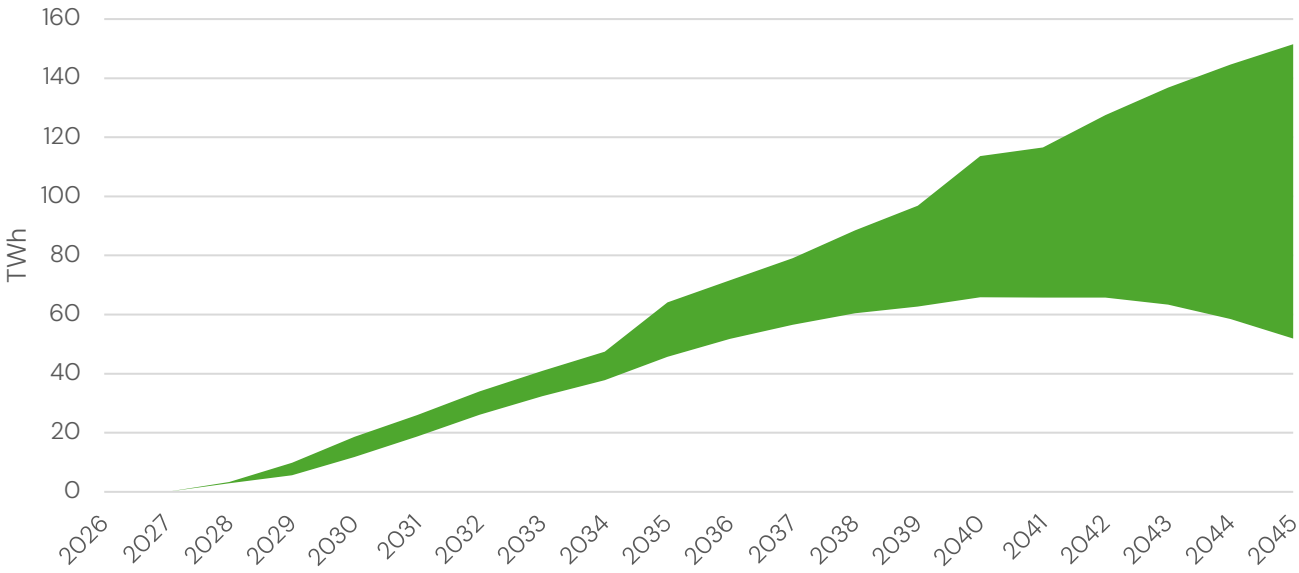

Abbildung 8: Bandbreite der Biomethan-Bedarfsentwicklung 2026 – 2045 in Abhängigkeit von der Heizungsaustauschrate und der Heizungsentscheidung (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026)

Entwicklung von Biogastarifen

Seit Ende 2025 erfasst die dena monatlich alle verfügbaren Biogastarife für Berlin, Hamburg, Köln und München mit verschiedenen Beimischanteilen von Biomethan für einen Privathaushalt mit einem jährlichen Gasverbrauch von 18.000 Kilowattstunden (kWh) über die Vergleichsplattform Verivox.de. Zur besseren Vergleichbarkeit werden parallel die Erdgastarife der Grundversorger sowie von vier etablierten Gasversorgern erhoben.

Die Entwicklung der verschiedenen Tarife zeigt dabei eine interessante Dynamik: Die Analyse der Preisentwicklung offenbart einen Trend zur Annäherung der Biogas- an die Erdgastarife, insbesondere bei Tarifen mit niedrigen Biomethananteilen. Die Erdgastarife steigen seit 2026, wohingegen die Preise der Biogastarife sinken, stagnieren oder nur leicht steigen, vor allem bei Tarifen mit einem Beimischanteil von zehn bis 15 Prozent Biomethan. Der preisliche Abstand zwischen Erdgas- und Biogastarifen schrumpft damit deutlich. Hintergründe dieser Preisentwicklungen sind die krisenbedingt gestiegenen Erdgaspreise sowie geringe Preise für importiertes Biomethan mit bereits erhaltener Förderung, welches vornehmlich für Biogastarife genutzt wird. Die Anzahl der Biogastarife wächst seit dem letzten Jahr, und es kommen stetig weitere Anbieter hinzu. Die Tarifkosten variieren in den erfassten Städten, doch die Annäherung an die Erdgaspreise ist in allen vier Städten zu beobachten.

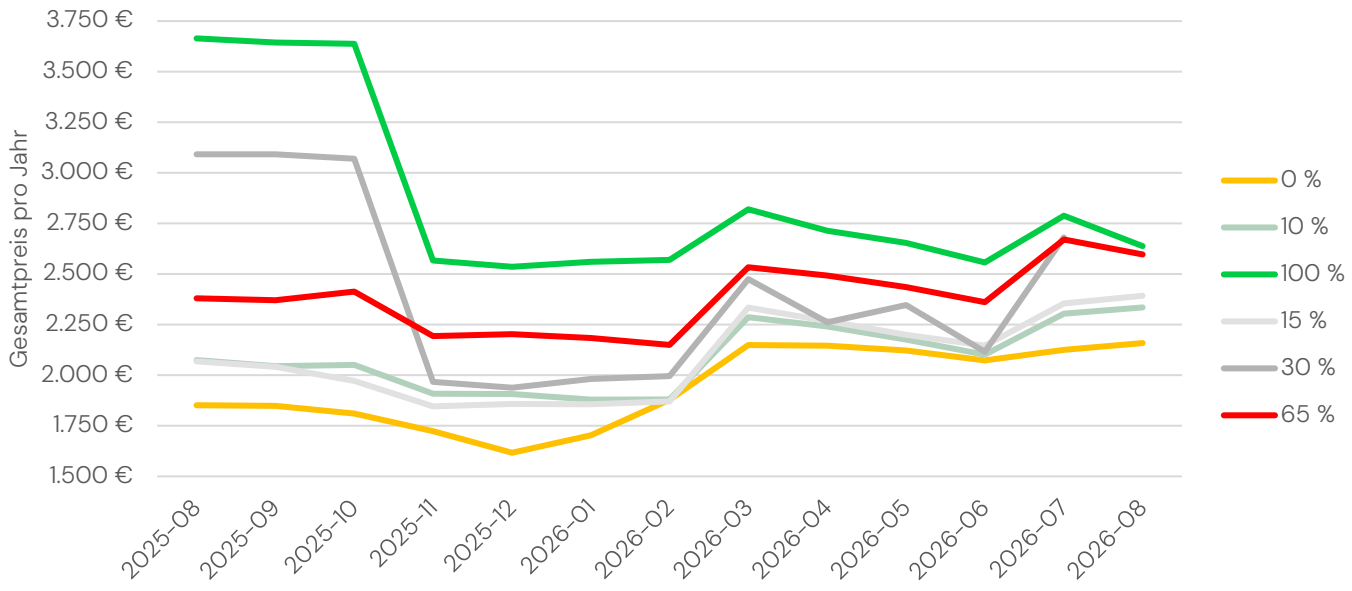

Abbildung 9: Entwicklung der durchschnittlichen jährlichen Biogastarifkosten mit den verschiedenen Beimischanteilen von Biomethan (10 bis 100%) inklusive Grundgebühr bei einem Jahresverbrauch von 18.000 kWh bundesweit im Vergleich zum Erdgastarif mit null Prozent Biomethan 2025 – 2026 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026)

6.3 Verkehr

Die Anzahl erdgasbetriebener Fahrzeuge im Bereich Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge ist gemäß den Angaben des Kraftfahrt-Bundesamts (KBA) wie bereits in den Vorjahren weiterhin rückläufig. Gründe hierfür sind das im Vergleich zur Elektromobilität geringe Angebot an Fahrzeugmodellen sowie die schlechter werdende Tankstellstelleninfrastruktur.

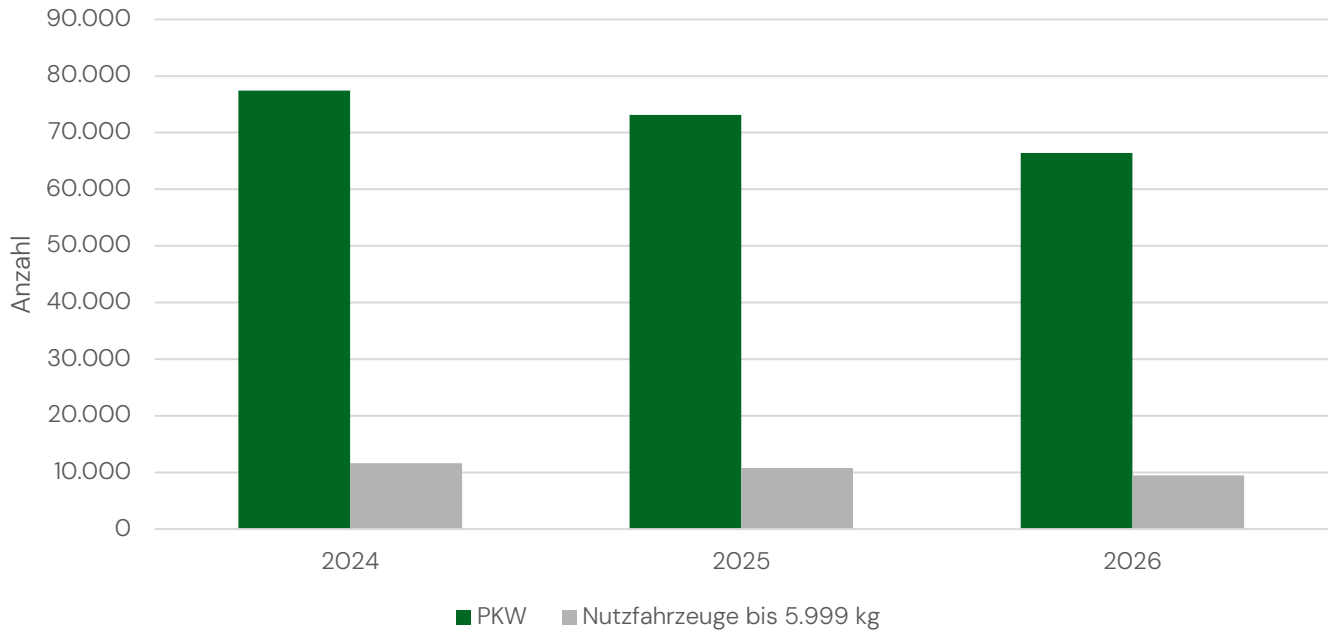

Abbildung 10: Erdgasbetriebene Fahrzeuge im Bestand (Quelle: Daten auf Basis des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA) zum 1. Januar des Jahres (FZ 13); eigene Darstellung, dena 2026)

Im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge stellt sich die Situation anders dar. In den Jahren 2020 bis 2022 kam es bei Herstellern zu einer höheren Nachfrage nach CNG- und LNG-Lkw (CNG = Compressed Natural Gas). Hintergrund war die damalige Mautbefreiung für gasbetriebene Lkw. Mit dem Ausbruch des Ukraine-Kriegs flachte die Nachfrage nach LNG-Modellen aufgrund der stark gestiegenen Gaspreise allerdings wieder ab: Es gab zu diesem Zeitpunkt keine flächendeckende Versorgung mit Bio-LNG, welches in Verbindung mit der THG-Quote den LNG-Preis an der Tankstelle hätte stabil halten können. Mit der Ausweitung des Bio-LNG-Angebots an deutschen Tankstellen konnte sich die Nachfrage nach LNG-Lkw wieder stabilisieren. Das KBA erfasst LNG-Lkw nicht als eigenständige Kategorie, wodurch hierfür keine amtlichen Zahlen vorliegen. Anfang 2026 waren aber laut Schätzungen in Deutschland über 5.000 Lkw mit CNG- und LNG-Antrieb im schweren Segment zugelassen.

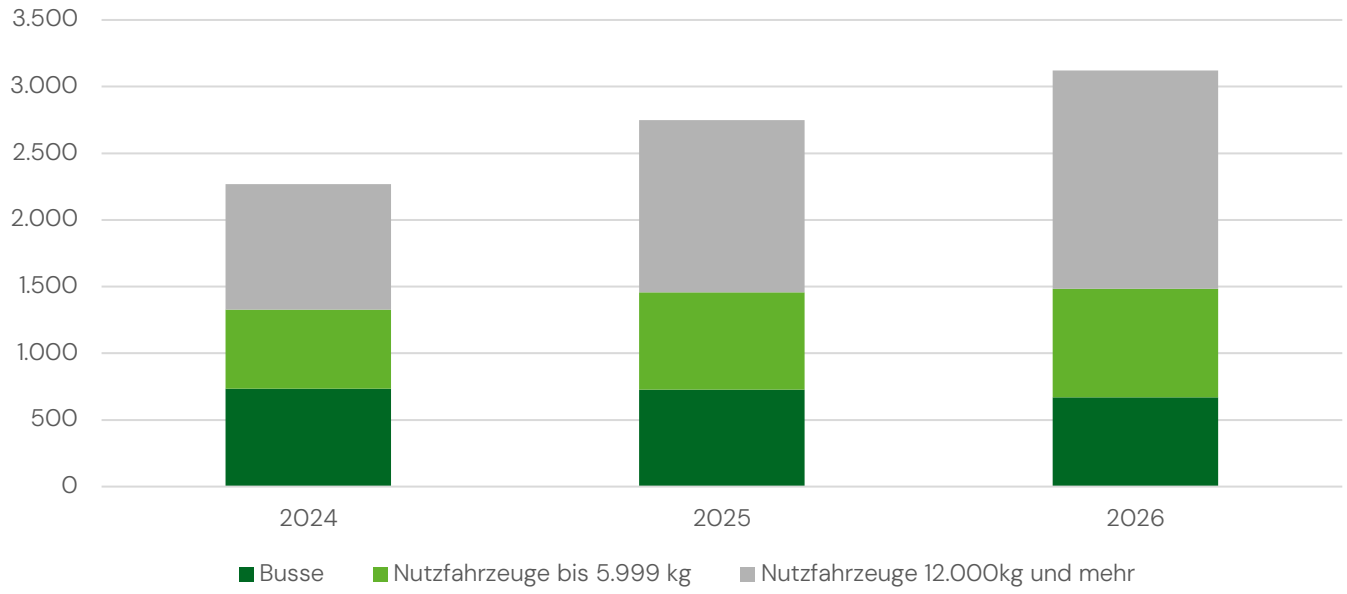

Abbildung 11: Entwicklung erdgasbetriebener Nutzfahrzeuge und Busse (Quelle: Daten auf Basis des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA) zum 1. Januar des Jahres (FZ 13); eigene Darstellung, dena 2026)

In Deutschland existieren derzeit rund 190 Lkw-fähige LNG-Tankstellen, von denen die überwiegende Mehrheit Bio-LNG anbietet. Bei den CNG-Tankstellen besteht seit einigen Jahren eine Konsolidierung und der Markt wandelt sich von reinen Pkw-Mischzapfsäulen hin zu leistungsstärkeren Hochdruckanlagen für Nutzfahrzeuge. Dies ist mit der Entwicklung des Fahrzeugbestandes zu erklären. So waren Ende 2025 640 CNG-Tankstellen in Betrieb, an denen nahezu ausschließlich Bio-CNG angeboten wurde.

Ein zentraler Treiber für den zunehmenden Einsatz gasbetriebener Lkw sind die hohen Dieselpreise. Für Speditionen haben Bio-CNG und Bio-LNG in Verbindung mit der THG-Quotenregelung gegenüber Diesel klare wirtschaftliche Vorteile in Form von niedrigeren und stabileren Kraftstoffkosten. Allein im Jahr 2025 betrug die durchschnittliche Kraftstoffersparnis rund 30 Prozent gegenüber Diesel. Nach einem sprunghaften Anstieg der Inverkehrbringung von Biomethan im Jahr 2024 durch die bessere Versorgung mit Bio-LNG stieg der Absatz im Jahr 2025 im Vergleich zum Vorjahr um circa 13 Prozent an. Dies ist in einer besseren Abdeckung mit Bio-LNG sowie in einem leichten Anstieg der CNG-Mobilität begründet. Für das Jahr 2026 kann anhand der Zulassungszahlen mit einem weiter stabilen bis leicht steigenden Absatz gerechnet werden.

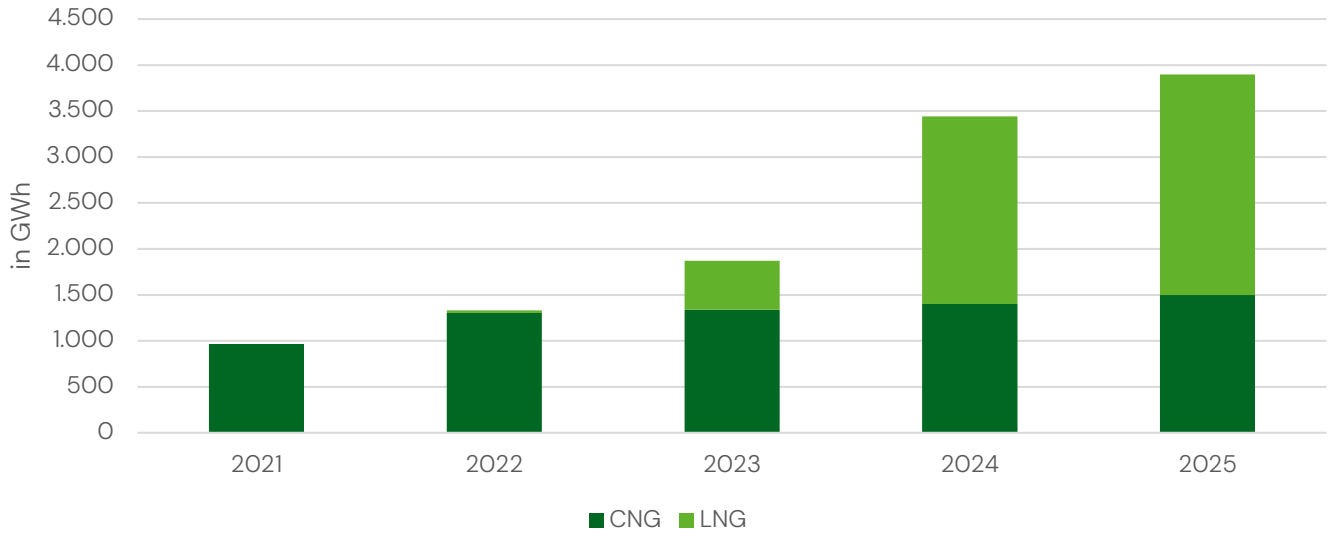

Abbildung 12: Biomethan im Verkehr (Quelle: Daten auf Basis des Umweltbundesamtes (UBA) sowie eigene Berechnungen; eigene Darstellung, dena 2026)

Die Umsetzung der RED-III-Vorgaben in nationales Recht und die damit verbundenen Änderungen für die THG-Quote bringen einige Neuerungen für Biomethan. Die wesentlichen Änderungen gegenüber den Regelungen bis 2025 sind:

- Anhebung der THG-Quote bis 2040 auf 65 Prozent,
- Fortschreibung der Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe bis 2040 auf neun Prozent,
- Anhebung der Obergrenze für abfallbasierte Biokraftstoffe (gemäß Anhang IX Teil B der RED II) auf 2,8 Prozent ab dem Jahr 2039,
- Anhebung der Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe auf 5,5 Prozent ab dem Jahr 2033,
- Mehrfachanrechnung von Emissionsminderungen aus Biowasserstoff,
- Einführung einer Mindestquote für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs inklusive stufenweise Absenkung der Mehrfachanrechnung der THG-Minderung auf die THG-Quote,
- Zusätzlicher Faktor für Mehrfachanrechnung der THG-Minderung aus Strom in batterieelektrischen Bussen und Lkw sowie stufenweise Absenkung der Mehrfachanrechnung der THG-Minderung auf die THG-Quote.

Verschiedene Berechnungen prognostizieren einen steigenden Bedarf erneuerbarer Kraftstoffe bis Ende des Jahrzehnts. Ob Biomethan hierbei eine größere Rolle spielen kann, hängt vor allem von der weiteren Entwicklung der CNG- und LNG-Mobilität im Nutzfahrzeugbereich ab. Diese stellt aktuell einen natürlichen Deckel für die Inverkehrbringung für Biomethan als fortschrittlichem Kraftstoff dar. Mit der rechtlichen Klarstellung bezüglich der Zulässigkeit von Biomethanimporten zur Anrechnung auf die THG-Quote existieren ausreichend Biomethan-Bezugswege, um weiterhin jederzeit eine Vollversorgung der CNG- und LNG-Mobilität mit Biomethan zu gewährleisten.

6.4 Maritim

Im Schiffssektor spielt Biomethan bisher eine eher untergeordnete Rolle, es ist aber in den nächsten Jahren von einem wachsenden Markt auszugehen. Seit 2025 gilt EU-weit die FuelEU-Maritime-Verordnung (EU) 2023/1805 mit dem Ziel der Reduktion von THG-Emissionen im Schiffsverkehr.

Zentrales Instrument der FuelEU-Maritime-Verordnung ist die Quote zur THG-Minderung, die von jedem einzelnen Schiff zu erfüllen ist. Im Vergleich zu einem fossilen Referenzwert von 91,16 Gramm CO_{2eq}/Megajoule (g CO_{2eq}/MJ) müssen die Emissionen schrittweise reduziert werden.

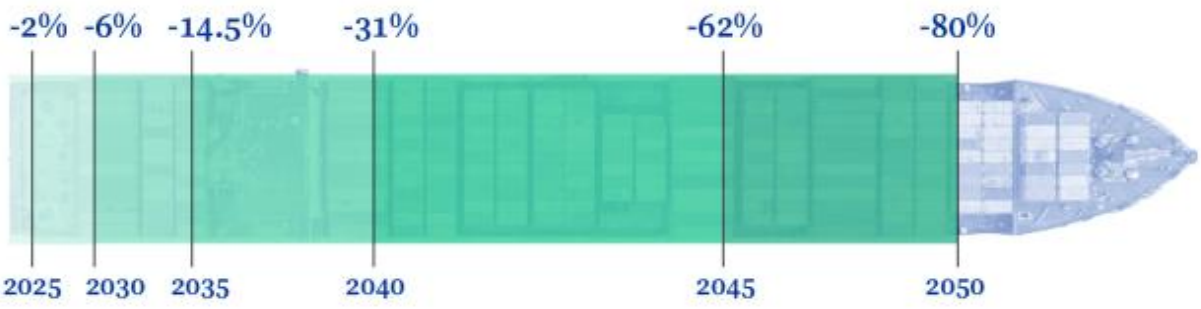

Abbildung 13: Reduktionsziele im Vergleich zu 2020 (Quelle: European Commission, 2025)

Besonders gefördert wird der Einsatz von Renewable Fuels of non-biological origin (RFNBO), die bis einschließlich 2033 mit einem Multiplikator von 2 angerechnet werden können. Die Erfüllung der Quote muss für jedes Schiff mit einer Bruttoraumzahl (BRZ) ab 5.000, das einen Hafen im Europäischen Wirtschaftsraum (EWR) anläuft, nachgewiesen werden. Wird diese Verpflichtung nicht eingehalten, sind Strafzahlungen in Höhe von rund 640 Euro/t CO_2 zu leisten. Zusätzlich wurde Anfang 2024 der Schiffsverkehr in das europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) einbezogen. Seit diesem Jahr müssen alle Emissionen im Schiffsverkehr über den Kauf von ETS-Zertifikaten ausgeglichen werden, wobei neben CO_2 auch Methan- und Lachgasemissionen berücksichtigt werden. Zertifizierte Biokraftstoffe, RFNBO sowie Recycled Carbon Fuels (RCF) werden mit null Emissionen angerechnet. Für den Einsatz von Biomethan ergeben sich somit zwei sich ergänzende Anreize – über die FuelEU-Maritime-Verordnung und über das EU ETS.

Darüber hinaus wurde im Jahr 2025 von der Weltschifffahrtsorganisation IMO (International Maritime Organization) der Versuch gestartet, global einheitliche Grundsätze für die Zertifizierung von kohlenstoffarmen Kraftstoffen und für den Weg zu einer klimaneutralen Schifffahrt einzuführen. Die Abstimmung über diese Pläne wurde im Jahr 2025 aufgrund des Widerstands der USA und anderer Erdöl-exportierender Staaten wie Saudi-Arabien verschoben. Seitdem laufen weitere Verhandlungen über die konkrete Ausgestaltung dieser Grundsätze; eine Einigung ist aber nicht absehbar. Mögliche Änderungen an diesen Rahmenbedingungen spielen gerade im maritimen Verkehr, der stark auf globaler Ebene stattfindet, eine große Rolle für die künftige Marktentwicklung.

Einige große Reedereien setzen indessen bereits verstärkt auf die Nutzung von Biomethan als Bio-LNG, wie beispielsweise der große, mehrjährige Liefervertrag der Reederei Hapag-Lloyd mit Shell Western LNG zeigt (Hapag-Lloyd AG, 2025). Zeitgleich ist bei vielen Marktakteuren aber nach wie vor eine gewisse Skepsis vorhanden, ob eine größere Marktdurchdringung von Bio-LNG im maritimen Bereich realistisch ist. Als primäre Optionen für eine Reduktion der Emissionen werden eher die Nutzung von Bio- bzw. E-Diesel oder von Bio- bzw. E-Methanol angesehen, während die Zukunft von Bio-LNG von vielen Reedereien beobachtet wird (A.P. Møller – Mærsk, 2026).

Diese Entwicklungen finden vor dem Hintergrund statt, dass der Anteil des LNG an den global verwendeten Schiffsantrieben in den nächsten Jahren deutlich steigen dürfte. Aktuell liegt er nach IMO-Angaben global bei etwa sechs Prozent, (IMO, 2024) allerdings sind die Bestellungen neuer Schiffe mit LNG-Antrieb in den letzten Jahren sehr nach oben gegangen, sodass LNG den Großteil der alternativen (also nicht mit Schiffsdiesel betriebenen) Antriebe ausmacht (Engine, DNV, 2025). Die zunehmende Nutzung von LNG-Antrieben kombiniert mit den steigenden Emissionsreduktionsverpflichtungen der FuelEU-Maritime-Verordnung lassen einen wachsenden Markt für Biome-

than bzw. Bio-LNG im maritimen Bereich erwarten, gerade ab den 2030er Jahren. Aktuell sind die meisten Marktakteure aber zurückhaltend und es sind eher einzelne Pilotprojekte zu verzeichnen als ein insgesamt großes Marktwachstum.

6.5 BioCCS

Die Speicherung der CO_2-Emissionen aus Biomethan als eine Technologie von BioCCS (Biogenic Emissions Capture with Carbon Storage) befindet sich in Deutschland in einer frühen Hochlaufphase. Erste Projekte gehen über die reine Pilotierung hinaus, während international Großprojekte wie das dänische Greensand-Projekt, das im September 2026 in Betrieb ging, zeigen, dass dauerhafte geologische CO_2-Speicherung aus Biomethan im industriellen Maßstab technisch machbar ist (INEOS Holdings Ltd., 2026).

Als deutsches Projekt bereitet die MVV-Bioabfallvergärungsanlage in Dresden-Klotzsche jährlich rund 46.500 Tonnen Bioabfälle zu Biomethan auf (MVV Energie AG, 2026). Das bei der Aufbereitung abgeschiedene CO_2 wird vom Schweizer Climate-Tech-Unternehmen neustark zur Mineralisierung in Abbruchbetongranulat in Berlin-Marzahn genutzt, wo im September 2023 die erste kommerzielle Anlage für permanente CO_2-Speicherung in der Europäischen Union eröffnet wurde (neustark AG, 2023). Eine zweite MVV-Anlage in Bernburg befindet sich bereits in Betrieb, die CO_2-Abscheidung ist dort jedoch noch in Planung und wird im Rahmen der Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK) – Förderung von CCU und CCS mit 1,9 Millionen Euro gefördert (Projektträger Jülich, 2026).

Eine der zentralen Hürden für die Skalierung von BioCCS in Deutschland ist der Zugang zur CO_2-Transport- und Speicherinfrastruktur. Die dezentrale Struktur deutscher Biomethananlagen – überwiegend klein, abgelegen und an landwirtschaftliche Rohstoffverfügbarkeit gebunden – erschwert den Anschluss an überregionale CO_2-Netze. Zielführender als individuelle Netzanschlüsse erscheinen daher regionale Cluster- und Sammelstrukturen, insbesondere in Ostdeutschland, wo eine geografische Häufung von Anlagen erkennbar ist (Bellona Deutschland, 2026). Die RED-Methodik zur Berechnung der THG-Emissionen von Biokraftstoffen ermöglicht die Abscheidung und Nutzung von CO_2 als Gutschrift. Dadurch besteht für Betreiber ein wirtschaftlicher Anreiz, das CO_2 primär zu nutzen statt dauerhaft zu speichern, was den Anreiz zur tatsächlichen CO_2-Speicherung im Sinne dauerhafter Negativemissionen vergleichsweise gering hält. Jedoch ist diese Möglichkeit nur bis zum Jahr 2036 gegeben. Insofern weiterhin Gutschriften für Biomethan geltend gemacht werden sollen, ist das nur noch über die CO_2-Speicherung möglich. Die CO_2-Gestehungskosten für die Abscheidung aus Biogas-Aufbereitungsanlagen liegen bei etwa 117 Euro pro Tonne CO_2. Diese Kosten ergeben sich daraus, dass bei der Biomethanaufbereitung CO_2 mit einem Reinheitsgrad von über 98 Prozent anfällt und die Kosten primär die Verflüssigung umfassen (Hauptstadtbüro Bioenergie, 2026).[1] Die Erlöse für das verflüssigte E290-CO_2 („Kohlensäure") liegen aber in der Regel unter den Gestehungskosten, wodurch ein Teil der Kosten auf den Biomethanpreis umgelegt werden muss. Die Spannbreite der Mehrkosten liegt dabei ungefähr zwischen einem und zwei Cent pro Kilowattstunde.

Im Reformvorschlag der Europäischen Kommission für das EU ETS sollen durch Aufnahme eines neuen Artikels 9c erstmals dauerhafte CRCF-zertifizierte (Carbon Removals Certification Framework) Entnahmen über BioCCS und Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS) in das EU ETS integriert werden. Hierfür soll zwischen 2031 und 2040 die unionsweite Obergrenze um 250 Millionen Zertifikate erhöht werden. Durch ihre Versteigerung soll der Kauf von bis zu 250 Millionen dauerhaften, innereuropäischen CO_2-Entnahmezertifikaten gegenfinanziert werden.

[1] Anlagengröße: Jahresproduktion 520 Kubikmeter/Stunde (m³/h)

Sollten für den geplanten Ankaufumfang weitere Mittel benötigt werden, können zusätzlich Erlöse aus dem regulären Verkauf von zehn Millionen Emissionsberechtigungen herangezogen werden. Die EU-Kommission kauft damit Entnahmen aus BioCCS- und DACCS-Projekten in der EU und priorisiert kosteneffiziente Projekte mit hoher Integrität. Die Zahlung erfolgt bei Lieferung der zertifizierten Einheiten. Der Preis pro Tonne entsteht durch wettbewerbliche Ausschreibungen, bei denen Projektentwickler Gebote abgeben und die Kommission die besten Kosten-/Qualitätsangebote auswählt, bis das Budget ausgeschöpft ist. Nach Kauf sollen die Entnahmezertifikate entwertet und stillgelegt werden. Gleichzeitig wird die direkte Anrechenbarkeit eigener BioCCS-Entnahmen zur Emissionskompensation für ETS-pflichtige Unternehmen ermöglicht: Anlagenbetreiber, Fluggesellschaften und Schifffahrtsbetreiber dürfen ihre berichtspflichtigen Emissionen mit eigenen CRCF-zertifizierten BioCCS-Entnahmen unmittelbar ausgleichen (Artikel 14 Absatz 1a). Die Anzahl der zusätzlich versteigerten Emissionsberechtigungen reduziert sich dabei um die Menge der direkt angerechneten BioCCS-Entnahmen, sodass das Gesamtvolumen an versteigerten Zertifikaten entsprechend angepasst wird (Europäische Kommission, 2026).

Das Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) plant zur Förderung von CO_2-Entnahmen ein Investitionsförderprogramm. Dieses soll die Pilotierung, Demonstration und Skalierung von Entnahmetechnologien unterstützen, die CRCF-zertifizierungsfähig sind. Gleichzeitig wird ein Marktanreizprogramm konzeptioniert. Dieses soll den freiwilligen Markt für CO_2-Entnahmezertifikate in Deutschland stärken, Vertrauen in den Zertifikatsankauf aufbauen und Barrieren für den Markteintritt abbauen. Damit könnte sich für Biomethananlagen je nach Anrechnungsmöglichkeiten und CO_2-Preisen zukünftig ein interessanter Markt mit Negativemissionen entwickeln. Für eine bessere Bewertung dieses Marktsegments braucht es allerdings weitere Klarstellungen, wie die Vorgaben zur THG-Berechnungsmethodik und dem Emissionshandel mit Negativemissionen durch Einspeicherung von biogenem CO_2 zusammenwirken werden.

7 Internationaler Handel

Der internationale Handel nimmt kontinuierlich und mit stark steigendem Handelsvolumen weiter zu. Dänemark exportiert beinahe seine gesamte Jahresproduktion. Auch aus Frankreich werden höhere Volumina in eine Vielzahl von Abnehmerländern gebracht. Netto-Importeure sind weiterhin Deutschland, Schweden und die Schweiz.

Befeuert wird der Handel durch immer flächendeckendere Förderbedingungen sowohl auf Produktions- als auch auf Verbrauchsseite.

In Tschechien ist die erste Ausschreibung für Biomethananlagen erfolgreich und deutlich überzeichnet durchgeführt worden. Bis 2028 sollen 3,5 TWh eingespeist werden. Erste Anlagen speisen bereits in Finnland, der Ukraine und der Slowakei ein. Auch in Polen sollen per Auktion und abgesichert durch Contracts for Difference (CfD) bis zu 3,1 TWh jährlich produziert werden. In Spanien nimmt der Anlagenausbau rasant zu und beträgt im Jahr 2026 rund 850 Gigawattstunden (GWh), dicht gefolgt vom Nachbarland Portugal, wo fünf Anlagen mit 170 GWh Biomethaneinspeisung in Planung sind und Ende 2026 einspeisen sollen (Jornal Económico, 2026).

Die Niederlande haben kürzlich die lang erwartete Beimischungsverpflichtung verabschiedet. Ab 2027 sollen durch eine stetig steigende Beimischung von Biomethan und synthetischem Methan kontinuierlich CO_2-Emissionen eingespart werden. Auch in Frankreich trat bereits 2026 eine ähnliche Beimischungsverpflichtung in Kraft, nach der bis 2028 bereits 4,15 Prozent der gelieferten Mengen durch Biomethan bereitgestellt werden müssen. In Deutschland ist eine ähnliche Quote für die Inverkehrbringung ab 2028 vorgesehen.

Betrachtet man das gesamte geplante Investitionsvolumen in die europäische Biomethanproduktion, steigt dieses laut dem vierten EBA Biomethane Investment Outlook der European Biogas Association vom Juli 2026 auf mehr als 35 Milliarden Euro, ein Anstieg von rund 25 Prozent gegenüber 2025 (28 Milliarden Euro) (European Biogas Association, 2026). Die Investitionen konzentrieren sich dabei auf bereits etablierte Produktionsländer wie Dänemark, das Vereinigte Königreich und Frankreich; aber auch in Italien und Spanien zeigen die Prognosen signifikante Investitionen im Biomethanmarkt. Dadurch könnte sich die Liste der größten europäischen Biomethanproduzenten weiter verschieben, wobei die höchsten Investitionen in den Jahren 2027 bis 2030 erwartet werden.

Bis 2030 führt dieser Neu- und Ausbau von Biomethananlagen zu einer Steigerung der Produktionskapazitäten auf 104,5 TWh/Jahr (9,5 Milliarden m³/Jahr), wobei Investitionen außerhalb Europas über das Jahr 2030 hinaus mit einer Kapazität von 5,5 TWh/Jahr (0,5 Milliarden m³/Jahr) dazu beitragen könnten.

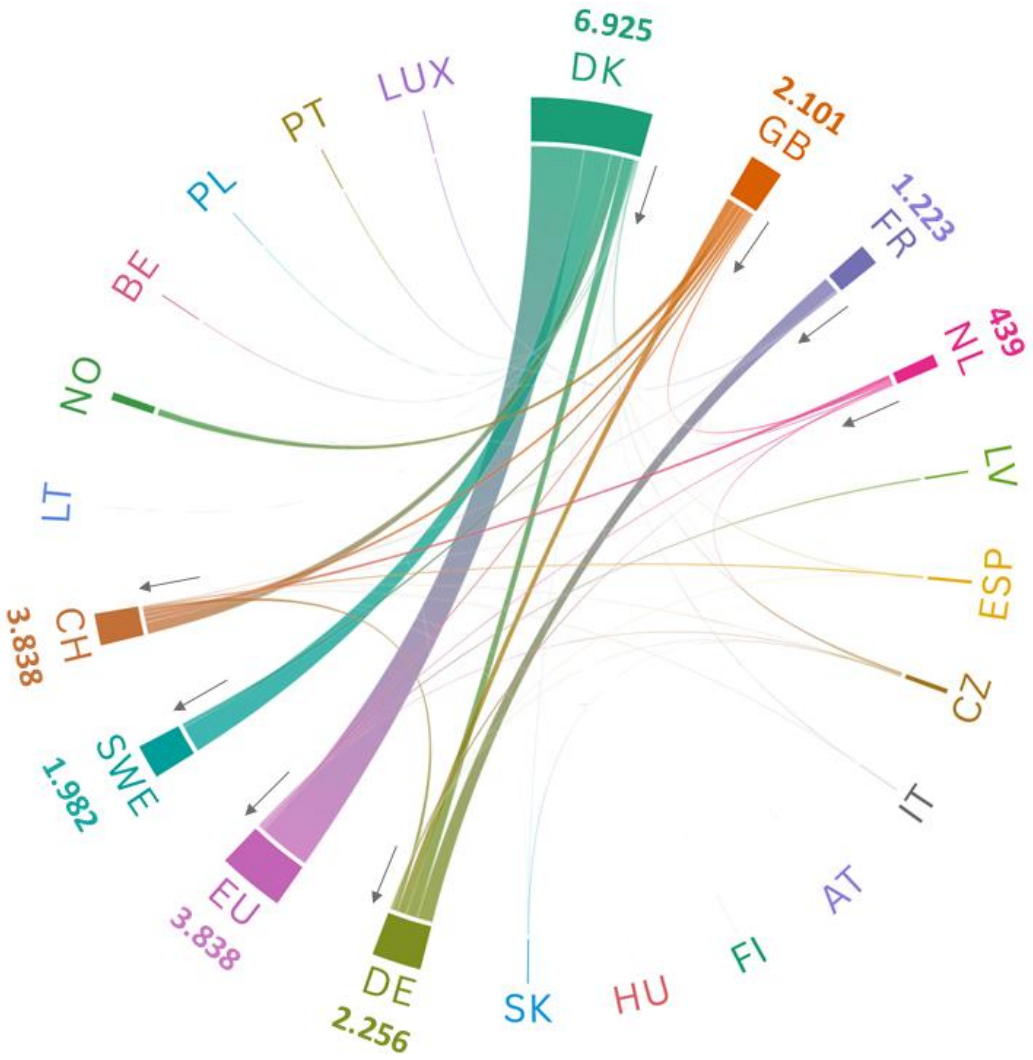

Abbildung 14: Export-/Importbilanz des europäischen Biomethanhandels 2025 in GWh (Netto-Exporteure oben rechts, Netto-Importeure unten links). Hinweis: Da der Handel komplexer wird und mehr Handel in beide Richtungen stattfindet, enthält die Grafik die Handelsbilanz, nicht wie in vorangegangenen Publikationen die reinen Import- und Exportmengen. (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026)

7.1 Nachweisführung international

Dem europäischen Handel fehlt weiterhin ein harmonisierter Markt. Verschiedene nationale Regelungen und Zertifizierungsanforderungen schaffen aktiv regulatorische Hürden und verkomplizieren die grenzüberschreitende Anerkennung.

Auch der europäische Rechtsrahmen bietet derzeit keine abschließende Orientierung: Nach dem bekannt gewordenen Entwurf der RED IV wären die Mitgliedsstaaten künftig nicht mehr verpflichtet, Herkunftsnachweise (HKN) für Gas auszustellen. Herkunftsnachweisregister (HKNR) könnten auf nationaler Ebene freiwillig weitergeführt werden und ihr grenzüberschreitender Handel hätte keinen gemeinsamen europäischen Rechtsrahmen mehr. Betroffen wären insbesondere Länder, die ausschließlich HKNR betreiben. Je nachdem, wie sich die einzelnen Mitgliedsstaaten entscheiden, könnte der Markt weiter auseinanderlaufen und sich von einem harmonisierten europäischen Biomethanmarkt noch weiter entfernen. Nach diesem Entwurf, der ausdrücklich im Laufe der weiteren Konsultationen nochmals abgeändert werden könnte, rückt der Nachhaltigkeitsnachweis PoS (Proof of Sustainability) jedenfalls als zentrales Nachweisinstrument weiter in den Vordergrund.

Allerdings steht die Unionsdatenbank (UDB) für erneuerbare Gase weiterhin nicht zur Verfügung. Der ursprüngliche Starttermin im November 2024 wurde nicht gehalten und der vollständige Betrieb wurde seither mehrfach verschoben. Die Rolle der nationalen Register sowie die Wege der Nachweisführung sind noch nicht abschließend geklärt.

Hinzu kommt, dass mit AIB und ERGaR derzeit zwei europäische Registerverbünde parallel bestehen. Da nach den EECS-Regeln (European Energy Certificate System) nur HKNR innerhalb von AIB untereinander Nachweise übertragen können, trägt diese Struktur ebenfalls nicht zur Harmonisierung bei. Wie unmittelbar sich dies auf den Biomethanhandel auswirkt, zeigt das Beispiel des niederländischen Registers VertiCer: Nach dessen Austritt aus dem ERGaR CoO Scheme und dem Wechsel zur AIB können seit Juli 2026 keine Biomethanmengen mehr aus dem VertiCer-Register nach Deutschland übertragen werden. Ursächlich ist hier auch, dass das HKNR für Gase des Umweltbundesamtes (UBA) weiterhin nicht in Betrieb ist und damit das deutsche HKNR im AIB-Verbund fehlt.

Für den deutschen Markt kommt hinzu, dass sich einzelne geforderte Qualitäten weder ausschließlich über PoS noch über HKN nachweisen lassen, was auch importierte Mengen betrifft. So verlangt das GModG für Biomethan, das ab 2029 auf die Mindestanteile in neu eingebauten Heizungen angerechnet wird, unter anderem die Einhaltung technischer Vorgaben bei Aufbereitung und Einspeisung, etwa zu Methanemissionen und Stromverbrauch. Hierfür bleiben nationale Register wie das dena Biogasregister erforderlich, sodass die Nachweisführung durch die notwendige Nutzung mehrerer Nachweissysteme vorerst komplex bleibt.

Kurzfristig benötigt der Markt zumindest eine Übergangslösung, die Transfers zwischen den AIB-Registern und dem dena Biogasregister als Zugang zum deutschen Markt ermöglicht. Unabhängig davon muss weiter an einer Nachweisführung gearbeitet werden, die den Handel grundsätzlich erleichtert, zumindest aber die Datenkonsistenz beim Einsatz verschiedener Nachweissysteme sicherstellt.

8 Preisgestaltung und -entwicklung

Nach dem Einbruch der Quotenpreise im Jahr 2024 erholten sich diese im Jahr 2025 und 2026 aufgrund der Erhöhung der Quote und des Aussetzens der Anrechnung von Übererfüllungen aus den Vorjahren. Dadurch hat sich insbesondere auch der Preis von Gülle-basiertem Biomethan im Laufe der letzten beiden Jahre deutlich erholt. Quotenpreise von dauerhaft über 300 Euro/t sind laut Befragung die Grenze für die Neuentwicklung von Projekten für den Kraftstoffsektor. Größere Preissprünge sind im aktuellen Umfeld aber nicht zu erwarten, da nahezu Vollversorgung mit Biomethan bei eher geringem Wachstum im LKW-Bereich besteht. Denn nur bei Vertankung wird eine handelbare Quote generiert. Da mehr Biomethanimporte in diesen Bereich drängen, sollte das Angebot weiterhin ausreichend sein, um die Preise auf einem stabilen Niveau zu halten. Unabhängig davon kann bei steigenden Quotenpreisen auch mit höheren Quotenerlösen gerechnet werden.

Für abfall- und NawaRo-stämmiges Biomethan sind die Preise zwar nicht signifikant nach oben gegangen, jedoch berichtet die Branche von zunehmender Nachfrage aufgrund der anhaltenden Energiekrise. Denn im September und Oktober 2026 liegen die Erdgaspreise am Spot- und Terminmarkt mitunter nahe oder sogar über den Biomethangestehungskosten. In diesem Zusammenhang steht auch die Resilienz der Energiebeschaffung bei einigen Unternehmen im Fokus.

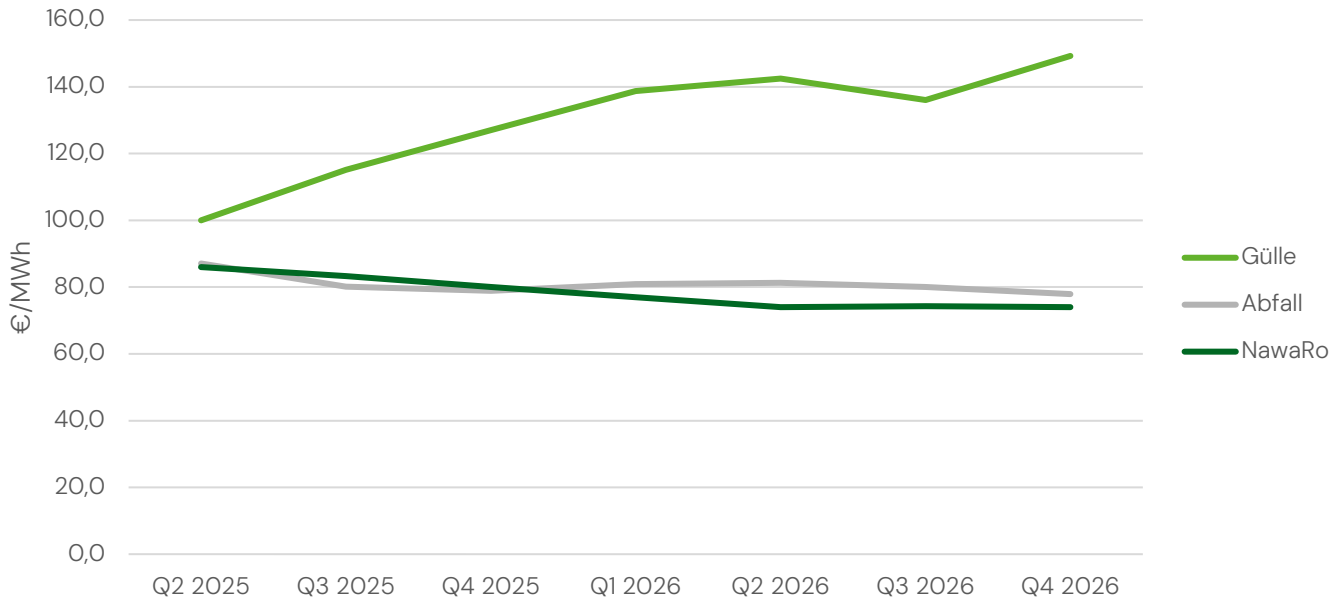

Abbildung 15: Preisentwicklung Biomethan nach Einsatzstoffen (Quelle: eigene Darstellung (agriportance, 2026), (Argus Media, 2026))

Bei abfall- und NawaRo-stämmigem Biomethan wird allerdings mittelfristig nicht mit steigenden Preisen gerechnet. Aufgrund tendenziell sinkender EEG-Mengen und weil Maßnahmen zur Erhöhung des Biomethaneinsatzes im Wärmesektor erst ab 2028 wirken, wird die Nachfrage in den nächsten zwei Jahren eher gering ausfallen, insofern die Erdgaspreise langfristig wieder auf ein niedrigeres Niveau absinken. Die aktuellen Terminmarktpreise für das 4. Quartal 2027 und das folgende Jahr lassen zumindest darauf schließen, dass es neuer Anreize bedarf.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: An der Umfrage teilnehmende Unternehmen nach Biomethan-Wertschöpfungskette [Mehrfachantworten möglich] (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026) 6

Abbildung 2: Beurteilung der Biomethan-Geschäftslage 2012 - 2026 und Ausblick bis 2030 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026) 7

Abbildung 3: Einspeisemenge in GWh (höherer Heizwert) und Volllaststunden deutscher Anlagen 2014 - 2026 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026) 9

Abbildung 4: Anlagenanzahl und -kapazität Deutschland 2006 - 2026 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026) 10

Abbildung 5: Masse- und energiebezogener Stoffeinsatz zur Biomethanerzeugung 2015 –2025 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026) 14

Abbildung 6: Zeitreihe Biomethan Verwendung nach Sektoren 2015 – 2025 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026) 15

Abbildung 7: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Biomethan-BHKW (Quelle: Daten auf Basis „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Zahlen“, AG EE-Stat, Umweltbundesamt, Stand September 2026; eigene Darstellung, dena 2026) 17

Abbildung 8: Bandbreite der Biomethan-Bedarfsentwicklung 2026 – 2045 in Abhängigkeit von der Heizungsaustauschrate und der Heizungsentscheidung (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026) 19

Abbildung 9: Entwicklung der durchschnittlichen jährlichen Biogastarifkosten mit den verschiedenen Beimischanteilen von Biomethan (10 bis 100%) inklusive Grundgebühr bei einem Jahresverbrauch von 18.000 kWh bundesweit im Vergleich zum Erdgastarif mit null Prozent Biomethan 2025 – 2026 (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026) 20

Abbildung 10: Erdgasbetriebene Fahrzeuge im Bestand (Quelle: Daten auf Basis des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA) zum 1. Januar des Jahres (FZ 13); eigene Darstellung, dena 2026) 20

Abbildung 11: Entwicklung erdgasbetriebener Nutzfahrzeuge und Busse (Quelle: Daten auf Basis des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA) zum 1. Januar des Jahres (FZ 13); eigene Darstellung, dena 2026) 21

Abbildung 12: Biomethan im Verkehr (Quelle: Daten auf Basis des Umweltbundesamtes (UBA) sowie eigene Berechnungen; eigene Darstellung, dena 2026) 22

Abbildung 13: Reduktionsziele im Vergleich zu 2020 (Quelle: European Commission, 2025) 23

Abbildung 14: Export-/Importbilanz des europäischen Biomethanhandels 2025 in GWh (Netto-Exporteure oben rechts, Netto-Importeure unten links). Hinweis: Da der Handel komplexer wird und mehr Handel in beide Richtungen stattfindet, enthält die Grafik die Handelsbilanz, nicht wie in vorangegangenen Publikationen die reinen Import- und Exportmengen. (Quelle: eigene Darstellung, dena 2026) 27

Abbildung 15: Preisentwicklung Biomethan nach Einsatzstoffen (Quelle: eigene Darstellung (agriportance, 2026), (Argus Media, 2026)) 29

Literaturverzeichnis

A.P. Møller – Mærsk. (2026). Decarbonising our Ocean business. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://www.maersk.com/sustainability/climate/decarbonising-ocean-shipping

agriportance. (2026). Biomethan Spotdeals: Aktuelle deutsche Preise und Marktqualitäten im Überblick. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://agriportance.com/de/preisentwicklung/biomethan-entwicklung-preise/biomethan-preise-spot/

Argus Media. (2026). Argus Renewable Gas and Power. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://www.argusmedia.com/de/solutions/products/argus-renewable-gas-and-power

BASF SE. (4. Juli 2024). BASF und ENGIE haben einen langfristigen Biomethan-Abnahmevertrag in Europa unterzeichnet. Abgerufen am 11. Oktober 2026 von https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2024/07/p-24-235

BDEW. (2026). Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland 2025. Abgerufen am 11. Oktober 2026 von https://www.bdew.de/media/documents/Wohnungsbestand_Beheizungsstruktur_2025_online_o_dw_jaehrlich_CMi_19062026.pdf

BDH. (31. Januar 2026). Absatz Heizungen 2025 in Deutschland. Abgerufen am 11. Oktober 2026 von https://www.bdh-industrie.de/fileadmin/user_upload/Downloads/PresseMeldungen/Absatzzahlen_Heizungen_Deutschland_2025.pdf

Bellona Deutschland. (2026). Realitätscheck Bio-CCS: Potenziale und Herausforderungen im Kontext . Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://de.bellona.org/publication/realitatscheck

Engine, DNV. (4. November 2025). LNG dominates alt-fuel vessel orders in October – DNV. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://www.engine.online/news/lng-dominates-alt-fuel-vessel-orders-in-october-dnv-7363

Europäische Kommission. (2026). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG und des Beschlusses (EU) 2015/1814 im. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:757bd24a-8413-11f1-bf5e-01aa75ed71a1.0024.02/DOC_1&format=PDF

European Biogas Association. (2026). Biomethane Investment Outlook. 4th edition. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2026/06/EBA-Investment-Outlook-Biomethane_2026.pdf

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). (2025). Hochflexibles Biomethan-BHKW mit nur 876 Volllaststunden. Abgerufen am 11. Oktober 2026 von https://bioenergie.fnr.de/index.php?id=20430&fkz=2221NR085A

Hapag-Lloyd AG. (11. September 2025). Shell and Hapag-Lloyd sign multi-year liquefied biomethane deal. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://www.hapag-lloyd.com/en/company/press/releases/2025/09/shell-and-hapag-lloyd-sign-multi-year-liquefied-biomethane-deal-.html

Hauptstadtbüro Bioenergie. (2026). Kurzstudie zur Wirtschaftlichkeit der CO_2-Abscheidung aus Biomasse in Deutschland. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://www.bioenergie.de/application/files/1817/7701/4669/2026.03.14_HBB_Hintergrund_BECCS_Kosten_Studie_final.pdf

IMO. (26. Juli 2024). Energy Efficiency of Ship. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Reporting%20year%202023.pdf

INEOS Holdings Ltd. (18. September 2026). Watch live as INEOS opens the first full-scale CO_2 storage site in the EU. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://www.ineos.com/businesses/ineos-energy/news/greensand-live-feed/

Jornal Económico. (2026). Mota-Engil investe 25 milhões em cinco unidades de biometano com apoio do Crédito Agrícola. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://jornaleconomico.sapo.pt/noticias/mota-engil-investe-25-milhoes-em-cinco-unidades-de-biometano-com-apoio-do-credito-agricola/

MVV Energie AG. (2026). Bioabfallvergärung Dresden. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://www.mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/erneuerbare-energien/bioabfallvergaerung/bioabfallvergaerung-dresden

neustark AG. (29. 09 2023). Neustark eröffnet die erste kommerzielle Anlage für permanente CO2-Speicherung in der Europäischen Union. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://www.neustark.com/de/news/neustark-er%C3%B6ffnet-die-erste-kommerzielle-anlage-f%C3%BCr-permanente-co2-speicherung-in-der-europ%C3%A4ischen-union

Projektträger Jülich. (2026). Nutzung von biogenem Kohlenstoffdioxid zur Kohlenstoffbindung durch beschleunigte Karbonatisierung in mineralischen Stoffströmen. Abgerufen am 12. Oktober 2026 von https://bik-ccus.ptj.de/projekte/abfallwirtschaft/bioccus

VW Kraftwerke GmbH. (2026). Leistungen. Abgerufen am 11. Oktober 2026 von https://www.vw-kraftwerk.de/leistungen

BIOGAS PARTNER

Ein Projekt der

dena

www.biogaspartner.de