

CLIMATE CHANGE

42/2026

Kurzbericht

Nachhaltiges Biomethan: Potenziale, Einsatz und Alternativen

Eine Einordnung der Nutzungshierarchie

von:

Moritz Vogel, Karen Bosse, Marc Stobbe,
Dr. Ralph Harthan, Prof. Dr. Dierk Bauknecht
Öko-Institut Consult GmbH, Freiburg

Herausgeber:

Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 42/2026

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Klimaschutz Umweltbundesamtes

Forschungskennzahl 3722 43 501 0

Kurzbericht

Nachhaltiges Biomethan: Potenziale, Einsatz und Alternativen

Eine Einordnung der Nutzungshierarchie

von

Moritz Vogel, Karen Bosse, Marc Stobbe,
Dr. Ralph Harthan, Prof. Dr. Dierk Bauknecht
Öko-Institut Consult GmbH, Freiburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

Öko-Institut Consult GmbH
Borkumstraße 2
13189 Berlin

Abschlussdatum:

Juni 2026

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Sophie Richter

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-8536>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Oktober 2026

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor*innen.

Kurzbeschreibung: Nachhaltiges Biomethan: Potenziale, Einsatz und Alternativen

Der Kurzbericht betrachtet die begrenzte Verfügbarkeit und die Herausforderung beim Erschließen vorhandener Potenziale, sowie mögliche zukünftige Nachfragen nach Biomethan. Er zeigt auf, in welchen Sektoren dieser knappe Energieträger vorrangig eingesetzt werden sollte. Das sind insbesondere jene Sektoren, in denen keine alternativen strombasierten Technologien eingesetzt werden können. Das Erschließen vorhandener Potenziale ist herausfordernd. Biomethan wird zwar eine Rolle im Energiesystem spielen, sollte aufgrund begrenzter Potenziale und hoher Kosten jedoch auf einzelne ausgesuchte Bereiche beschränkt werden.

Abstract: Sustainable Biomethane: Potentials, Use and Alternatives

The research report examines the available potential and future demand for biomethane. It highlights the sectors in which biomethane should be used for climate protection in the future. These are primarily sectors in which no alternative electricity-based technologies can be used. It is foreseeable that biomethane will be a scarce energy source in the future. Tapping into existing potential is challenging. Biomethane will therefore have a role in the future energy system, which should however be restricted to selected areas due to limited potential and expected high costs.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	8
Zusammenfassung.....	9
Summary	11
1 Einleitung und Problemaufriss	12
2 Nachhaltiges Biomethan in Deutschland und der EU	13
2.1 Zukünftiger Bedarf an Biomethan in Deutschland.....	13
2.2 Deutsche und EU-Potenziale nachhaltigen Biomethans.....	15
3 Der Markt für Biomethan	19
4 Biomethaneinsatz in Deutschland nach Sektoren.....	22
4.1 Gebäudesektor.....	23
4.1.1 Gesetzlicher Rahmen	23
4.1.2 Kosten von Biomethan für Raumwärme.....	24
4.2 Verkehrssektor	26
4.3 Stromsektor	28
4.4 Industriesektor	29
5 Fazit	30
6 Literaturverzeichnis.....	32

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Technisches und mobilisierbares nachhaltiges Biomethanpotenzial in Deutschland	16
Abbildung 2:	Einkaufspreis für Biomethan nach Haupteinsatzstoffen von 2020 bis 2026	20
Abbildung 3:	Ausblick der Einkaufspreise für Biomethan von 2025 bis 2050	21
Abbildung 4:	Verwendung von Biomethan nach Sektoren seit 2013 in Deutschland.....	22
Abbildung 5:	Entwicklung der erwartbaren Heizkosten für Mieter*innen nach Technologie.....	25
Abbildung 6:	Entwicklung der erwartbaren Heizkosten für Eigentümer*innen nach Technologie.....	26
Abbildung 7:	Kfz-Bestand nach Antriebsarten von 2020 bis 2025	27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht nachhaltiger Biomethanpotenziale in Deutschland in TWh	15
Tabelle 2:	Übersicht nachhaltiger theoretischer und mobilisierbarer Biomethanpotenziale in Europa in TWh.....	17

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
a	Jahr
BHKW	Blockheizkraftwerk
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
Bzw.	beziehungsweise
CH₄	Methan
CNG	Compressed Natural Gas
CO₂	Kohlenstoffdioxid
ct	Cent
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU-ETS	EU Emissions Trading System (Europäischer Emissionshandel)
GWh	Gigawattstunde
Ibd.	ibidem (ebenda)
IVB	Inverkehrbringer
Kfz	Kraftfahrzeug
km	Kilometer
KWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Liquified Natural Gas
m²	Quadratmeter
m³	Kubikmeter
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
PKW	Personenkraftwagen
PJ	Petajoule
PV	Photovoltaik
SNG	Synthetic Natural Gas
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
z. B.	Zum Beispiel

Zusammenfassung

Biomethan stellt einen Energieträger dar, der fossiles Erdgas direkt substituieren kann. Dies verspricht eine Reduktion der Treibhausgasemissionen ohne größere technische Anpassungen der Infrastruktur und macht Biomethan vermeintlich attraktiv für den Einsatz in verschiedenen Sektoren. In der Bandbreite vorhandener Vermeidungstechnologien stellt nachhaltiges Biomethan¹ aus Rest- und Abfallstoffen aufgrund von begrenzten Potenzialen nur ein Nischenprodukt dar, so dass heute bereits klar ist: nicht alle angemeldeten Biomethanbedarfe können gedeckt werden.

Um diese Diskrepanz aufzuzeigen, betrachtet der vorliegende Kurzbericht die Verfügbarkeit an nachhaltigem Biomethan in Deutschland und der EU einerseits und mögliche zukünftige Biomethannachfragen in Deutschland andererseits. Dafür werden Ergebnisse von Klimaschutzszenarien und Potenzialstudien gegenübergestellt.

Die Knappheit des Energieträgers spiegelt sich derzeit bereits im deutschen Biomethan-Markt wider. Der Biomethanmarkt, dessen Produkte vorrangig Over-the-Counter gehandelt werden, ist aufgrund seines geringen Handelsvolumens und der Segmentierung anfällig für starke Preisausschläge. Veränderungen der Nachfrage oder des Angebots an Biomethan haben daher große Auswirkungen auf den Preis. In der Vergangenheit führte eine gesteigerte Nachfrage aus dem Mobilitätssektor für die Erfüllung von Treibhausgasquoten (THG-Quoten) zu hoher Nachfrage nach Biomethan aus Gülle, die zu einem Preispeak führte. Auch besteht eine direkte Kopplung an den Erdgaspreis, da Konsument*innen bei hohen Erdgaspreisen Erdgas durch Biomethan substituieren können. Allerdings wirkt dies weniger als Preisbremse für Erdgas, sondern vielmehr als preistreibender Mechanismus im Biomethanmarkt. Die Menge an verfügbarem Biomethan mit ca. 10 TWh ist zu gering, um einen größeren Preisanstieg im Erdgasmarkt zu verhindern, was sich zur Zeit der Energiepreiskrise in Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine zeigte.

Zukünftig könnten das bevorstehende Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) und die EU Fuel Maritime Verordnung als treibende Instrumente für eine gesteigerte Nachfrage nach Biomethan wirken.

In einer Sektorenbetrachtung wird daher die Frage beantwortet, welche Techniken bereits heute wirtschaftliche Alternativen zur Biomethannutzung darstellen, um so einzuordnen wo zukünftig Biomethan eingesetzt werden sollte. Insbesondere strombasierte Techniken zeigen bereits heute großes Nutzungspotenzial, da sie wirtschaftlicher sind als der Einsatz von biomethan-basierten Techniken. Durch diese Substitution der Energieträger und die Reduktion der Biomethannachfrage kann ein starker Preisanstieg für Verbraucher*innen vermieden und die begrenzten Biomethan-Mengen geschont werden. Dies ermöglicht einen zielgerichteten Einsatz und eine Reduktion von Nutzungskonkurrenzen. Bekannte Beispiele für diese Technologien sind batterieelektrische Fahrzeuge im Verkehrssektor oder Wärmepumpen im Gebäudesektor, die schon jetzt in den häufigsten Fällen die wirtschaftlichste Option der Wärmeerzeugung darstellen. Im Stromsektor erzeugen PV-Anlagen und Windenergieanlagen zu weitaus niedrigeren Preisen Strom als Biomethan-BHKW.

Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit sollte Biomethan als Nischenlösung nur dort eingesetzt werden, wo keine Defossilisierungsalternativen existieren. Nach aktuellem Stand sind dies industrielle Hochtemperatur-Prozesse und eine Nutzung als Treibstoff im Schiffsverkehr, wo Biomethan neben anderen strombasierten, oder Bio-Kraftstoffen die einzige Defossilisierung

¹ Unter "nachhaltigem Biomethan" wird in diesem Bericht Biomethan auf Basis von Siedlungs- und Industrieabfällen, Grünschnitt, Gülle und Exkrementen, Zwischenfrüchten und landwirtschaftlichen Reststoffen verstanden, für eine ausführliche Definition siehe Kapitel 2.

darstellt. In dem Fall, dass in diesen Bereichen weitere strombasierte Technologien Marktreife erreichen, könnte dies den dort den notwendigen Biomethaneinsatz reduzieren.

Summary

Biomethane is an energy carrier that can directly substitute fossil natural gas. This offers the prospect of reducing greenhouse gas emissions without major technical adjustments to infrastructure and makes biomethane appear attractive for use in various sectors. However, within the range of existing mitigation technologies, sustainable biomethane produced from residues and waste materials is only a niche product due to limited potential. It is therefore already clear today that not all stated biomethane demands can be met.

To illustrate this discrepancy, this short report examines the availability of sustainable biomethane in Germany and the EU on the one hand, and possible future biomethane demand in Germany on the other. To this end, results from climate protection scenarios and potential studies are compared.

The scarcity of this energy carrier is already reflected in the German biomethane market. The biomethane market, whose products are primarily traded over the counter, is vulnerable to strong price fluctuations due to its low trading volume and segmentation. Changes in demand for or supply of biomethane therefore have a major impact on price. In the past, increased demand from the mobility sector for the fulfilment of greenhouse gas quota obligations led to high demand for biomethane from manure, resulting in a price peak. There is also a direct link to the natural gas price, as consumers can substitute natural gas with biomethane when natural gas prices are high. However, this acts less as a price-dampening mechanism for natural gas and rather as a price-driving mechanism in the biomethane market. The quantity of available biomethane, at around 10 TWh, is too small to prevent a larger price increase in the natural gas market, as was demonstrated during the energy price crisis following Russia's war of aggression against Ukraine.

In the future, the forthcoming Building Modernisation Act (GModG) and the EU FuelEU Maritime Regulation could act as driving instruments for increased demand for biomethane.

A sectoral analysis therefore addresses the question of which technologies already represent economically viable alternatives to the use of biomethane today, in order to assess where biomethane should be used in the future. Electricity-based technologies in particular already show significant potential for use, as they are more economical than biomethane-based technologies. By substituting energy carriers in this way and reducing demand for biomethane, sharp price increases for consumers can be avoided and limited biomethane quantities can be conserved. This enables targeted use and reduces competition between different applications. Well-known examples of these technologies include battery-electric vehicles in the transport sector and heat pumps in the building sector, which already represent the most economical option for heat generation in most cases. In the electricity sector, photovoltaic systems and wind turbines generate electricity at far lower costs than biomethane CHP plants.

Due to its limited availability, biomethane should be used as a niche solution only where no defossilisation alternatives exist. According to the current state of knowledge, these include industrial high-temperature processes and use as a fuel in shipping, where biomethane, alongside other electricity-based or biofuels, represents one of the only defossilisation options. If further electricity-based technologies reach market maturity in these areas, this could reduce the necessary use of biomethane there.

1 Einleitung und Problemaufriss

Biomethan kann eine erneuerbare Alternative zu fossilen Energieträgern darstellen. Es kann direkt fossiles Erdgas ersetzen und somit in energetischen und stofflichen Prozessen in verschiedenen Sektoren fossile Emissionen vermeiden. Der Einsatz zur Stromerzeugung, zur Fortbewegung im Mobilitätssektor, zur Anwendung in Hochtemperaturprozessen im Industriesektor sowie zur Wärmeerzeugung im Gebäudesektor ist Gegenstand energie- und klimapolitischer Diskussionen. Insbesondere durch die geplante Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) zum Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) sowie durch die EU Fuel Maritime Verordnung (EU 2023/1805) erfährt der Energieträger Biomethan erhöhte Aufmerksamkeit.

Einerseits nehmen Interessenverbände der Biogasbranche an, dass ausreichende und bezahlbare Mengen an Biomethan durch eine Ausweitung der Förderung verfügbar gemacht werden könnten, um zukünftig entlang bestimmter Szenarien festgelegte europäische Bedarfe des

Gebäudesektors und gleichzeitig Bedarfe in Industrie, Schwerlast- und Schiffsverkehr zu decken. All dies soll zukünftig zu Preisen möglich sein, die unter denen von Wasserstoff und unter Umständen unter den zukünftig zu erwartenden Erdgaspreisen liegen sollen. Dieser Vorstellung nach stellt Biomethan nicht nur eine Nischentechnologie sondern einen festen Bestandteil der Defossilisierung dar (Fachverband Biogas, o. D.; Siekmann, 2023; Sonnen et al., 2023). Andererseits äußerte sich der Fachverband Biogas zu den Eckpunkten des geplanten Gebäudemodernisierungsgesetzes zurückhaltend: „Startmengen einer wachsenden Biomethannachfrage durch das Gebäudemodernisierungsgesetz könnten national zwar bereitgestellt werden, der langfristig steigende Bedarf jedoch nicht“ (Tagesspiegel Background Energie & Klima, 2026).

Diese konträre Einordnung von Potenzialen spiegelt die breite Unklarheit in Bezug auf die verfügbare Biomethan-Menge wider. Der vorliegende Kurzbericht leistet einen Beitrag, indem verschiedene Potenzialstudien ausgewertet und den erwarteten Biomethanbedarfen gegenübergestellt werden (Kapitel 2). Die Auswertung von Potenzialstudien fokussiert sich auf im Sinne dieses Berichts nachhaltiges Biomethan, für dessen Gewinnung nur Rest- und Abfallstoffe zum Einsatz kommen. Somit werden weder Potenziale aus landwirtschaftlicher Anbaubiomasse noch aus Holzpyrolyse einbezogen.

Vor dem Hintergrund der bereits heute begrenzten Mengen an Biomethan wird der Biomethanmarkt dargestellt, um aktuelle Marktdynamiken zu verstehen, die durch Veränderungen von Angebot und Nachfrage verursacht werden können (Kapitel 3). Dafür werden Angebots- und Nachfrageveränderungen betrachtet und analysiert, wie sich diese in der Vergangenheit auf den Preis und Preisverläufe auswirkten. Ergebnis dieser Analyse ist eine Einschätzung über die heute herrschende Liquidität und die Auswirkungen von erwarteten Entwicklungen von Angebot und Nachfrage, die aus der Potenzial- und Bedarfsanalyse abgeleitet werden können.

Abschließend wird für die Sektoren Gebäude, Mobilität, Strom und Industrie betrachtet, welche Rolle Biomethan dort zukünftig spielen kann, und welche Alternativen bereits existieren (Kapitel 4). Daraus ergibt sich in welchen Sektoren die Nachfrage nach klimaneutralen Brennstoffen wie Biomethan durch den Einsatz technischer Alternativen reduziert werden kann und in welchen Sektoren auf einen Einsatz nur schwer verzichtet werden kann.

2 Nachhaltiges Biomethan in Deutschland und der EU

Bei Biomethan handelt es sich um Methan biogenen Ursprungs. Es wird vorrangig aus Biogas gewonnen, einem Gasgemisch aus Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2) sowie Anteilen weiterer Gase wie Stickstoff. Durch das Abscheiden von CO_2 entsteht Biomethan, das einen Methangehalt von bis zu 98 % aufweist (EnBW, 2025). Insgesamt wurden in 2024 10 TWh Biomethan in Deutschland erzeugt und in das Erdgasnetz eingespeist (Appelbaum & Schuffelen, 2023; dena, 2025a; Senkpiel et al., 2025). Dies entspricht 1,2 % des gesamten deutschen Erdgasbedarfs, der zur Hälfte in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Strom- und Wärmebereitstellung eingesetzt wurde (dena, 2025c).

Dieser Bericht stellt nur nachhaltige Biomethanpotenziale dar. Darunter wird in diesem Bericht Biomethan auf Basis von Siedlungs- und Industrieabfällen, Grünschnitt, Gülle und Exkrementen, Zwischenfrüchten und landwirtschaftlichen Reststoffen verstanden. Biomethanmengen, die aus der Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen (z. B. Silo- und Körnermais sowie Zuckerrüben und Getreidepflanzen) stammen, werden folglich nicht berücksichtigt. Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) stehen in Flächenkonkurrenz mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion (UBA, 2024) und verursachen über den gesamten Lebenszyklus mehr Emissionen als die Verwertung von Reststoffen und Abfällen (Abdalla et al., 2022; Klaus et al., 2010). Auch Biomethan, das durch den Einsatz von Pyrolyse erzeugt wird, wird nicht berücksichtigt. Generell gilt für Biomasse, dass diese einer Kaskadennutzung unterliegen sollte. Das bedeutet es sollte zunächst dort eine stoffliche Nutzung erfolgen, wo keine Alternativen existieren, und erst im Anschluss die Biomasse einer energetischen Verwendung zugeführt werden (Fehrenbach et al., 2019).

Wie in Kapitel 1 beschrieben, besteht heute eine Diskrepanz zwischen zukünftiger Verfügbarkeit nachhaltigen Biomethans und den Bedarfen an Biomethan aus Szenariorechnungen. Um diese Unklarheit in Bezug auf Potenziale und Bedarfe zu adressieren, werden in Kapitel 2.1, „zukünftige Biomethanbedarfe“ ausgewertet, welche in Kapitel 2.2 den Potenzialen nachhaltigen Biomethans gegenübergestellt werden.

2.1 Zukünftiger Bedarf an Biomethan in Deutschland

Verschiedene Studien betrachten mögliche Pfade zur Erreichung der Klimaschutzziele, meist beinhalten diese auch die Nachfrage nach Biomethan und deren Entwicklung in unterschiedlichen Sektoren oder Anwendungen. Im Folgenden wird Biomethan, also von Biogas auf Erdgasqualität aufbereitetes, einspeisefähiges Gas betrachtet, nicht aber das Ausgangsprodukt Biogas selbst. Die Verfügbarkeit und der Bedarf beider Pfade sind jedoch nicht unabhängig voneinander, da sie um dieselben Substrate und Anlagenkapazitäten konkurrieren.

Der Gesamtbedarf an Biomethan unterscheidet sich deutlich zwischen den betrachteten Szenarien. Er hängt unter anderem vom gewählten technologischen Fokus, getroffenen Annahmen und Forschungsgegenstand der Untersuchung ab. Betrachtete Szenario-Arbeiten weisen eine Nachfrage nach Biomethan im Bereich von 68 TWh bis 121 TWh für 2045 und 2050 aus, wobei darauf hingewiesen sei, dass aufgrund unterschiedlicher Annahmen und Szenario-Narrative ein direkter Vergleich der Werte nicht möglich ist. Die Darstellung der Daten nebeneinander zeigt jedoch den Raum möglicher zukünftiger Biomethannachfragen auf. Auch weisen manche Studien, wie die CARETarget Studie, den Bedarf an gasförmigen Biomassebrennstoffen aus, was sowohl Biomethan als auch Biogase umfasst. Diese Studien können aufgrund der fehlenden Abgrenzung von Biomethan- und Biogasbedarfen daher nicht in den Vergleich mit aufgenommen (Harthan et al., 2026).

Neben kumulierten Mengen werden in den Studien Angaben zu Bedarfen einzelner Verbrauchssektoren gemacht. Im Gebäudesektor finden sich je nach Quelle Bedarfe für 2040 und 2045 zwischen 1,4 und 78 TWh (dena, 2024b; Deurer, 2021; Harthan et al., 2026; Stobbe et al., 2025). Vereinzelt reduziert sich der Biomethanbedarf ab 2040 bis 2045 im Gebäudesektor auf null und die Vermutung liegt hier nahe, dass Biomethan in diesen Szenarien eingesetzt wird, um stattdessen schwer vermeidbare Emissionen in anderen Sektoren zu mindern, sich also eine nachfrageseitige Konkurrenzsituation eingestellt hat (ifeu, 2024). Im Verkehrssektor werden verschiedene Bedarfe angegeben die sich zwischen 0,1 und 12 TWh bewegen (Deurer, 2021; Harthan et al., 2026). Für die Industrie finden sich konträre Angaben die bei 0 und ca. 32 TWh liegen, wobei hier die Angabe in Höhe von 32 TWh die gesamte industriell genutzte Biomasse und nicht ausschließlich Biomethan umfasst. (Deurer, 2021; Förster et al., 2026; Harthan et al., 2026).

Die Studien berücksichtigen noch nicht mögliche Auswirkungen des Anfang 2026 veröffentlichten Entwurfs des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GModG). Es ist zu erwarten, dass diese Reform den zukünftigen Biomethaneinsatz erhöhen wird und die in Studien ermittelten Bedarfe somit zu niedrig ausfallen. Ausschlaggebender Faktor ist die im GModG vorgesehene „Bio-Treppe“, die für ab 2029 neu eingebaute Gas- und Ölheizungen einen schrittweise steigenden Mindestanteil klimafreundlicher Brennstoffe vorschreibt. Biomethan stellt eine von mehreren Erfüllungsoptionen dar; daneben sind u. a. auch Wasserstoff und dessen Derivate, synthetisches Methan sowie Bio-Öl anrechenbar. Flankiert wird die „Bio-Treppe“ durch eine ab 2028 geltende Grüngasquote für Gasversorger. In der Praxis dürfte Biomethan zunächst die zentrale Erfüllungsoption bleiben, woraus ein entsprechender Nachfrageanstieg resultiert. Eine erste Untersuchung (Klaas et al., 2026) zu Auswirkungen des GModG schätzt den zusätzlichen Bedarf an Biomethan auf 24 TWh im Jahr 2044. Um im Jahr 2045 Klimaneutralität zu erreichen, wird sich dieser Bedarf voraussichtlich weiter erhöhen, da bei heutigen Heizungsaustauschraten auch im Jahr 2044 noch fossil betriebene Gas- und Ölheizungen zum Einsatz kommen, deren Emissionen vollumfänglich vermieden werden müssen. Im Jahr 2044 nutzen diese Heizungen 140 TWh fossiles Erdgas, welches durch biogene oder synthetische Brennstoffe ersetzt werden müsste. Diese 140 TWh enthalten jedoch keine Bedarfseffekte, durch die Grüngasquote für Gasversorger. Es ist daher zu erwarten, dass sich der zukünftige Bedarf über die genannten 140 TWh hinaus weiter erhöht.

Auch finden mögliche Nachfrageeffekte durch die im Jahr 2025 in Kraft getretene EU Fuel Maritime Verordnung (EU 2023/1805) keine Berücksichtigung in bisherigen Klimaschutzszenarien. Die Verordnung legt einen ansteigenden Dekarbonisierungspfad für Energieträger in der Schifffahrt fest, der bereits im Jahr 2035 eine 14,5 % Reduktion der durchschnittlichen jährlichen Emissionen im Vergleich zu 2020 von allen an europäischen Häfen anlegenden Schiffen umfasst. Dies erfordert somit, dass fossile Energieträger sukzessive durch Kraftstoffe mit geringeren Emissionen, wie Biomethan und synthetische Alternativen ersetzt werden, oder Landstrom aus erneuerbaren Energiequellen zum Einsatz kommt. (Europäische Kommission, 2024) Wie attraktiv Biomethan für einen Einsatz in der Schifffahrt schlussendlich sein wird, kann zum aktuellen Zeitpunkt nur schwer beurteilt werden, da die Frage der Anerkennung von THG-Gutschriften von subventionierten Kraftstoffmengen und Kraftstoffen aus Gülle noch nicht schlussendlich geklärt ist (biogaspartner, 2025).

Die Effekte des Entwurfs zum GModG und die EU Fuel Maritime Verordnung lassen somit vermuten, dass der von Szenarien ermittelte Biomethanbedarf zu niedrig ausfällt.

2.2 Deutsche und EU-Potenziale nachhaltigen Biomethans

Nachhaltiges Biomethanpotenzial in Deutschland

Nachfolgend werden Berechnungen zu deutschen Biomethanpotenzialen von sieben Studien betrachtet und nachhaltige Biomethanpotenziale vorgestellt. Die folgenden Studien wurden ausgewertet:

- ▶ Fehrenbach et al. 2019 des IZES, ifeu und Öko-Instituts
- ▶ Erler et al. 2019 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW)
- ▶ Birman et al. 2021 der Engie-Gruppe
- ▶ Alberici et al. 2022 von Guidehouse und Gas for Climate
- ▶ Matschoss et al. 2025 des Instituts für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES)
- ▶ Stobbe et al. 2025 des Öko-Instituts und Fraunhofer ISE
- ▶ ifeu 2025 im Rahmen der Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

In den betrachteten Studien ist das technische Potenzial definiert als Potenzial, das praktisch nicht vollständig erschlossen werden kann. Gründe dafür sind etwa, dass dieses Potenzial zwar technisch allerdings nicht wirtschaftlich oder ökologisch möglich ist. Bei mobilisierbaren Potenzialen handelt es sich um Potenziale an verfügbaren Substraten, wie Rest- und Abfallstoffen, Stroh oder aber der Einsatz von nicht-nachhaltigen nachwachsenden Rohstoffen. Die hier dargestellten Biomethanpotenziale umfassen lediglich Potenzial einer Nutzung nachhaltiger Grundstoffe.

Bei mobilisierbaren Potenzialen ist zu beachten, dass nicht jede Einheit Biomethan mit gleichem Aufwand zu erschließen ist, hier lassen sich einfach und schwierig zu erschließende Mengen unterscheiden. Gründe dafür können etwa eine breite regionale Verteilung von Grundstoffen oder aber ein fehlender Anschluss von Konversionsanlagen an das Erdgasnetz sein (Erler et al., 2019; Matschoss et al., 2025). Ebenso kann eine Reduktion des Nutztierbestands zu geringerer Verfügbarkeit an Gülle und Mist für die Biomethanaufbereitung führen (Harthan et al., 2026). Dies sind ebenso Gründe für abweichende Potenzialangaben zwischen den Studien. Auch können unterschiedliche Einschätzungen einer Nutzungshierarchie von Grundstoffen zu verschiedenen Potenzialen führen, etwa die Frage, ob Stroh zunächst als Einstreu oder direkt zur Biomethangewinnung eingesetzt werden sollte (Erler et al., 2019; Fehrenbach et al., 2019). Ebenso wird eine Nutzung von aus dem EEG fallenden Biogasanlagen als Biomethanerzeuger angenommen oder aber, dass diese Anlagen nicht weiter genutzt werden und sich kein positiver Einfluss auf das Biomethanpotenzial darstellt (Erler et al., 2019; Matschoss et al., 2025). In der folgenden Tabelle sind die technischen und mobilisierbaren Potenziale gegenübergestellt.

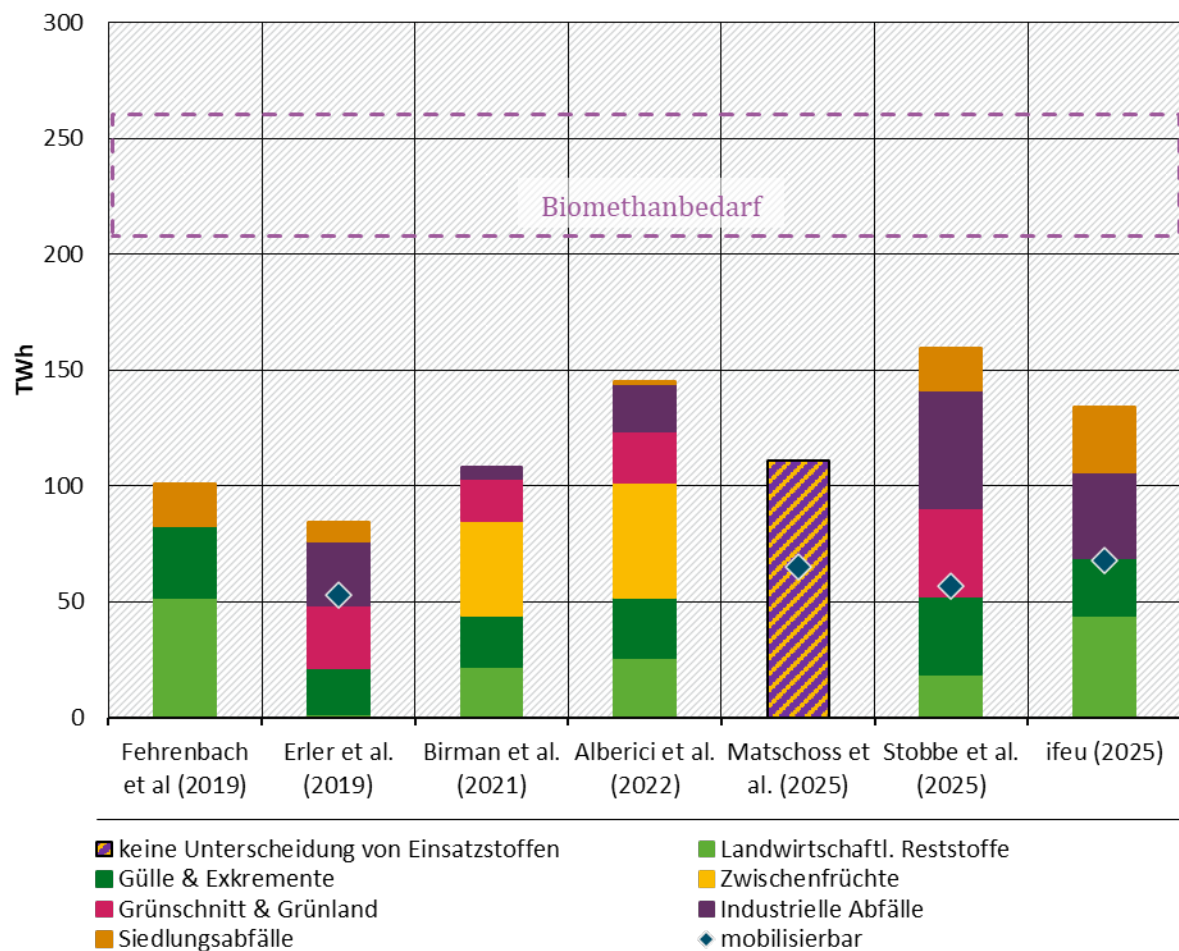
Tabelle 1: Übersicht nachhaltiger Biomethanpotenziale in Deutschland in TWh

Quelle	Technisches Potenzial	Mobilisierbares Potenzial
Fehrenbach et al (2019)	101	
Erler et al. (2019)	84	53
Birman et al. (2021)	108	
Alberici et al. (2022)	145	

Quelle	Technisches Potenzial	Mobilisierbares Potenzial
Matschoss et al. (2025)	111	65
Stobbe et al. (2025)	159	57
ifeu (2025), Szenario O45	134	68

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Alberici et al., 2022; Birman et al., 2021; Erler et al., 2019; Fehrenbach et al., 2019; ifeu, 2025; Matschoss et al., 2025; Stobbe et al., 2025).

Abbildung 1: Technisches und mobilisierbares nachhaltiges Biomethanpotenzial in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung angegebener Studien, Öko-Institut

In Abbildung 1 sind die möglichen zukünftigen Bedarfe aus Kapitel 2.1 und die nachhaltigen technischen sowie mobilisierbaren Biomethanpotenziale aufgeführt. Die Bandbreite des Biomethanbedarfs der betrachteten Studien von 208 bis 260 TWh ist als gestrichelte Box abgebildet. Diese ergibt sich aus der gesamten Bedarfsbandbreite an Biomethan in der Literatur sowie dem zusätzlichen durch das GModG zu erwartenden Bedarf in Höhe von mindestens 140 TWh. Der zusätzliche Bedarf an verflüssigtem Biomethan (Bio-LNG) oder synthetisches (Bio-SNG) für die Hochseeschifffahrt wird hier nicht mitberücksichtigt, da hier nur ein gesamter Biokraftstoffbedarf von 47 TWh ausgewiesen wurde. Es ist lediglich klar, dass der bereits hohe aufgetragene Bedarf weiter ansteigen wird (ifeu, 2025). Die Abbildung verdeutlicht, dass weder die mobilisierbaren noch die technischen nachhaltigen Biomethanpotenziale ausreichen, um den prognostizierten Biomethanbedarf zu decken.

Das technische Potenzial ist für einzelne Einsatzstoffe dargestellt. Dabei finden sich für die Mehrheit der Untersuchungen Daten zu landwirtschaftlichen Reststoffen, Gülle & Exkremente, Grünschnitt & Grünland sowie industriellen Abfällen, die in ihrer Höhe variieren. Das Potenzial an Siedlungsabfällen oder Zwischenfrüchten wird von den Studien unterschiedlich hoch bewertet. Als weniger nachhaltig ist die Nutzung von Zwischenfrüchten zu beurteilen, da diese dazu dienen sollen, den Humusanteil eines Bodens zu erhöhen und somit untergepflügt werden müssen (Fehrenbach et al., 2019; Hedrich et al., 2024).

Das mobilisierbare Potenzial wurde in Form einer Raute dargestellt; dabei wird nicht mehr zwischen den Einsatzstoffen unterschieden. Die mobilisierbaren Potenziale bewegen sich zwischen 53 und 65 TWh. Im Rahmen aktueller Diskussionen zum Gebäudemodernisierungsgesetz ordnete René Backes vom Deutschen Biomasseforschungszentrum das mobilisierbare Potenzial noch niedriger, mit nur 20 bis 30 TWh, ein (Kielon, 2026).

Nachhaltiges Biomethanpotenzial in der EU

In einer Übersichtsstudie des Instituts für Energie- und Umweltforschung (ifeu) (Abdalla et al., 2022) wurden Biomethanpotenziale aus vier europäischen Studien zusammengeführt. Dabei wurden die in Tabelle 2 dargestellten theoretischen Potenziale (aber ohne Anbaubiomasse und Pyrolyse) ausgewiesen, auf die sich die Studien beschränkten. Das theoretische Potenzial zeigt das absolute maximale Biomethanpotenzial auf, welches theoretisch existiert. Das technische Potenzial weist hingegen aus, welcher Teil dieses Potenzials rein technisch erschlossen werden könnte unabhängig von der Frage der Wirtschaftlichkeit. Das mobilisierbare Potenzial weist vom theoretischen und technischen Potenzial in der Regel stark ab, da es Restriktionen bezüglich technischer Machbarkeit, ökonomischen Faktoren, Nachhaltigkeitsaspekten etc. bei der Potenzialermittlung berücksichtigt. Neben den Angaben aus der Übersichtsstudie ist ebenso das mobilisierbare Potenzial der Studie von Alberici et al. dargestellt, das basierend auf der Bandbreite der anderen Studien hergeleitet wurde.

Tabelle 2: Übersicht nachhaltiger theoretischer und mobilisierbarer Biomethanpotenziale in Europa in TWh

Quelle	Theoretisches Potenzial	Mobilisierbares Potenzial
International Energy Agency (2020)	608	
Alberici et al. (2021) (technisch)	280	
Searle et al. (2021)	299	
Birman et al (2021)	339	
Abdalla et al. (2022)		170
Alberici et al. (2024)	678	

Quelle: Eigene Darstellungen basierend auf (Abdalla et al., 2022; Alberici et al., 2022; Alberici et al., 2024; Birman et al., 2021; IEA, 2020; Searle et al., 2021)

Obwohl in den unterschiedlichen Studien hohe Mengen an Biomethan angegeben werden, gibt nur eine Studie ein mobilisierbares Potenzial an, das sich auf 170 TWh beläuft (Abdalla et al., 2022). Das europäische Biomethanziel für das Jahr 2030 von 35 Milliarden m³/a oder 348,95 TWh/a² erscheint daher nur schwer nachhaltig erreichbar, da es mehr als die doppelte Höhe des Potenzials aufweist (Europäische Kommission, 2022). Die Lücke von 178,95 TWh/a

² Ein m³ Biomethan entspricht rund 9,97 kWh.

zwischen Ziel und mobilisierbarem Potenzial müsste folglich durch nicht-nachhaltige Prozesse und Grundstoffe wie Anbaubiomasse und Holzpyrolyse gedeckt werden. Boglarka (2025) kommt zu dem Schluss, dass es nicht möglich ist eine nachhaltige europäische Biomethan-erzeugung in einem ausreichenden Tempo in den kommenden Jahren auszubauen.

Bezogen auf die deutschen Bedarfe ebenfalls unter Berücksichtigung des Entwurfs zum GModG und der EU Fuel Maritime Verordnung ergibt sich, dass diese selbst unter Ausschöpfung des gesamten in der EU nachhaltig mobilisierbaren Biomethans nicht gedeckt werden könnten.

3 Der Markt für Biomethan

Der Markt für Biomethan weist derzeit nur ein geringes Marktvolumen von ca. 10 TWh/a an national erzeugtem Biomethan auf, welches Over-the-Counter gehandelt wird. Dazu kommen 3,5 TWh importiertes Biomethan, allerdings fehlt hier in den Statistiken die Information über die Verwendung (dena, 2025b). Eine dezidierte Marktplattform existiert nicht, da der Biomethanmarkt stark fragmentiert ist: Die Marktvolumina einzelner Produkte sind zu klein, um die Kosten des Betriebs der verbundenen Plattform zu refinanzieren (Biomethan-Broker, 2026).

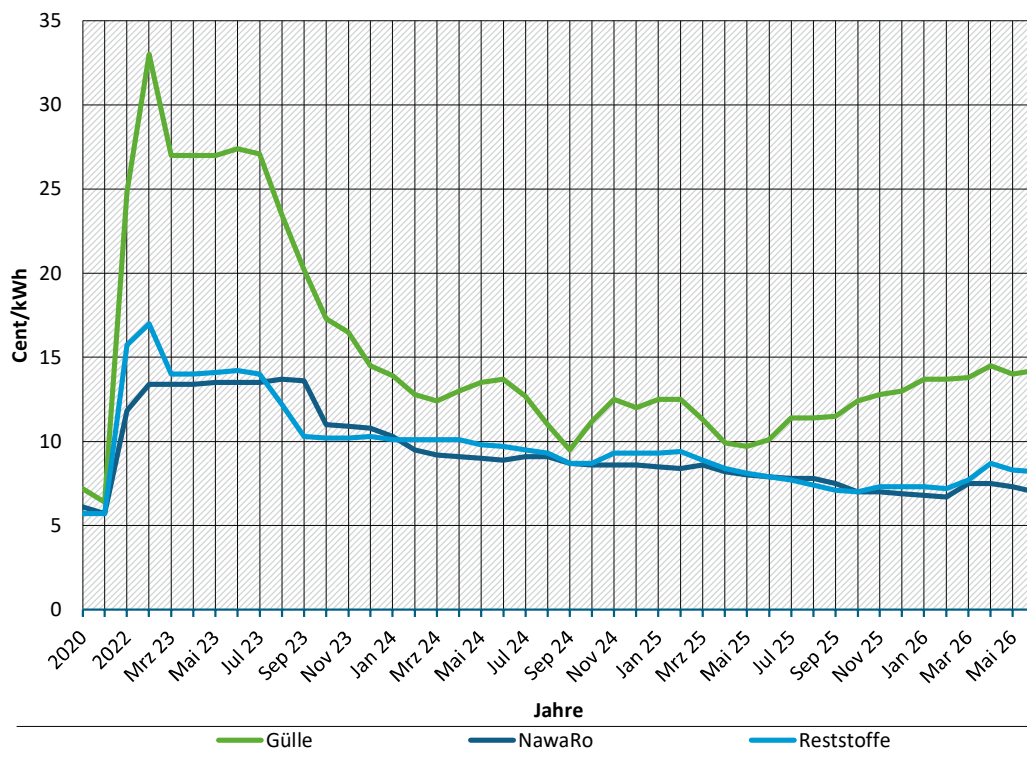
Verschiedene Herkünfte von Biomethan unterscheiden sich insbesondere im Hinblick auf die spezifischen Emissionen in g CO₂/kWh, deren Höhe insbesondere vom eingesetzten Grundstoff abhängt. Biomethan wird daher in drei verschiedenen Produkten gehandelt:

- ▶ Biomethan aus Gülle- und Mistanlagen, das bei Verwendung gemäß der geltenden Rechenregeln rund 100 g CO₂ einspart (Manure -100 g CO₂/kWh),
- ▶ Biomethan aus Industrie und Reststoffen (Waste and Residue +10 g CO₂/kWh), das bei Verwendung gemäß der geltenden Rechenregeln 10g CO₂ ausstößt,
- ▶ nicht-fortschrittliches Biomethan aus NawaRo (EEG12), das nicht für die Emissionsvermeidung nach EU-Renewable Energy Directive III angerechnet werden kann (agriportance, 2026).

Käufer von Biomethan sind derzeit insbesondere an der möglichen Emissionsvermeidung durch den Ersatz von Erdgas (spezifischen Emissionen von 200 g CO₂/kWh (ohne Vorkettenemissionen) interessiert (Quaschning, 2022). Sie sind bereit hierfür einen Aufschlag zu zahlen, wodurch eine erhöhte Zahlungsbereitschaft im Vergleich zu fossilem Erdgas besteht. Biomethan mit negativen spezifischen Emissionen aus Gülle und Exkrementen erzielt höhere Preise als Biomethan mit geringfügig positiven Emissionen aus Abfall- und Reststoffen.

Die Biomethan-Preisbildung wird durch die Nachfrage nach möglichst hoher Emissionsvermeidung gemäß THG-Quote und die Eigenschaft als direktes Substitut für fossiles Erdgas beeinflusst. Besteht ein großer Bedarf an Emissionsvermeidungsprodukten, steigt der Marktpreis von Biomethan abhängig von der spezifischen Emissionsvermeidung. Bei der Herstellung von Biomethan mit hohen spezifischen Emissionseinsparungen aus Gülle und Exkrementen muss aufgrund der vergleichsweise geringen Energiedichte allerdings eine größere Menge des Ausgangsstoffs eingesetzt werden was zu höheren Erzeugungskosten führt. Biomethan aus NawaRo und Reststoffen, die eine höhere Energiedichte aufweisen, kann hingegen zu geringeren Kosten erzeugt werden (dena, 2025a; Kompost und Biogas Verband, ohne Datum; Raming Biogas, ohne Datum).

Sinkt die Nachfrage nach Emissionsvermeidung hingegen, weil sie durch andere Produkte oder Technologien erreicht werden kann, sind die Erzeugungskosten des Biomethans ausschlaggebend für den Preis. Hier besteht ebenso eine Interaktion mit der Förderlandschaft des EEG. Anstatt Biomethan zu veräußern, können Anbieter auch Biomethan in Kraftwerken durch Verbrennung verstromen und dabei von den Fördermechanismen des EEG profitieren. Dies stellt die Opportunitätskosten einer Veräußerung des Gases dar und beeinflusst somit ebenso die Preisbildung.

Abbildung 2: Einkaufspreis für Biomethan nach Haupteinsatzstoffen von 2020 bis 2026

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf dena; dena (2023, 2024a) & agriportance (2026)

Anmerkung: Werte für 2022 wurden basierend auf (dena, 2023, 2024a) interpoliert. 2020-2021 sind jährliche Datenpunkte.

In Abbildung 2 ist die Entwicklung des Einkaufspreises für Biomethan je nach verwendetem Einsatzstoff dargestellt. Dabei können die vorher beschriebenen preislichen Effekte abgelesen werden. In 2023 kam es zum bisherigen preislichen Höhepunkt, ursächlich dafür waren einerseits ein Peak der Erdgaspreise aufgrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine (Biomethan-Broker, 2026) sowie eine erhöhte Nachfrage nach emissionsarmen Biokraftstoffen im Verkehrssektor. Durch strengere THG-Quoten zum Einsatz fortschrittlicher Biokraftstoffe stieg der Biomethanpreis stark an. Insbesondere der Preis von Biomethan aus Gülle, dem Grundstoff mit dem höchsten Emissionsvermeidungspotenzial, spiegelt dies wider (Biomethan-Broker, 2026; dena, 2025a). Es zeigt sich allerdings, dass für die verschiedenen Produkte ebenso größere Preisspannen existieren, demnach unter Umständen auch Biomethan aus Gülle zu niedrigeren Preisen gehandelt wird als nachwachsende Rohstoffe (dena, 2025b).

Im Laufe des Jahres 2023 sank der Biomethanpreis, was auf den Import großer Mengen an mutmaßlich falsch als „fortschrittlich“ deklarierten Biokraftstoffen sowie steigende Zulassungszahlen von batterieelektrischen Fahrzeugen und deren Mehrfachanrechnung (bzw. des eingesetzten Stroms) auf die Erreichung der THG-Quote im Verkehrssektor zurückzuführen ist (siehe auch Kapitel 4.2). Gleichzeitig kam es wieder zu einem steigenden Erdgasangebot durch eine Diversifizierung der deutschen Erdgasbeschaffungsstrategie, aus der sinkende Erdgaspreise resultierten. Ab dem Jahr 2024 ist sichtbar, dass sich der Biomethanpreis stabilisiert.

Die hier beschriebenen Effekte verdeutlichen, dass der Biomethanmarkt nur ein begrenztes Angebot aufweist. Ein Nachfrageanstieg oder ein Rückgang des Angebots könnte daher einen großen Einfluss auf den Marktpreis haben.

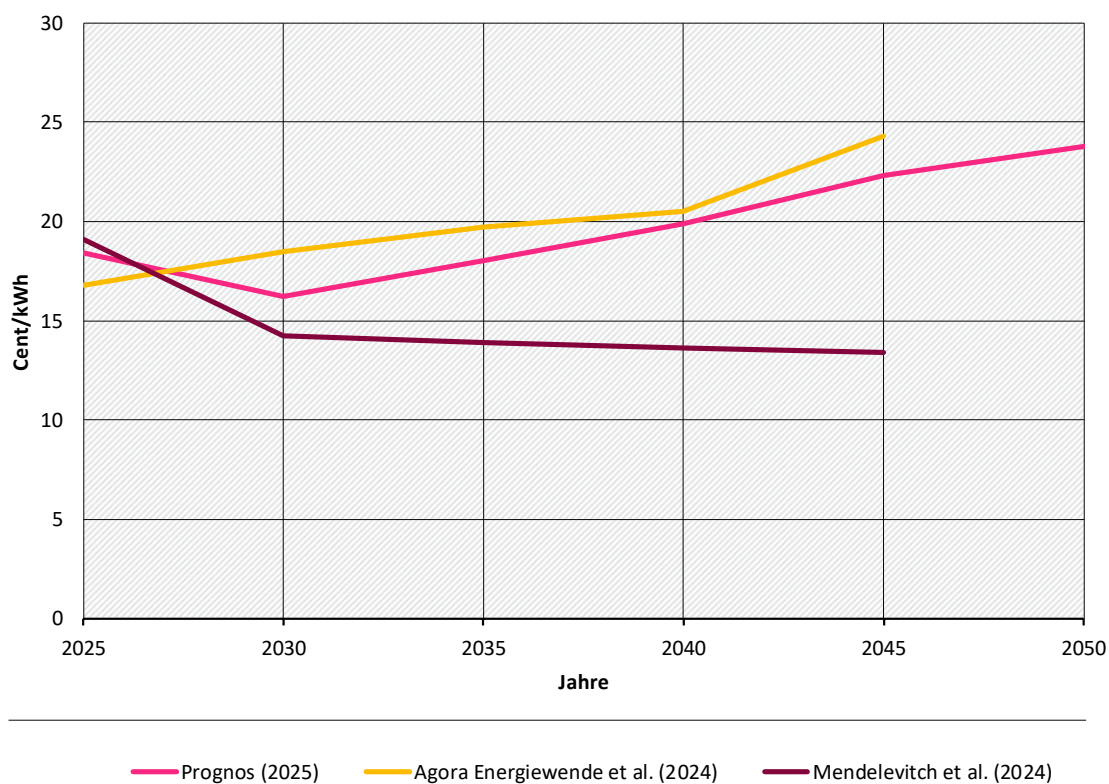
Es wird erwartet, dass die Nachfrage nach Biomethan im Gebäudesektor und dem Verkehrssektor zukünftig steigen wird, siehe Kapitel 2.1. Grund dafür sind die europäische

EU Fuel Maritime Verordnung (EU 2023/1805) sowie die festgelegten Grüngasquoten und die „Bio-Treppe“ des geplanten Gebäudemodernisierungsgesetzes. Die erwartbar steigende Nachfrage würde steigende Preise im Biomethanmarkt herbeiführen, eine ähnliche Entwicklung wie im Jahr 2022, wo gestiegene THG-Quoten zu einem Nachfrage- und Preisanstieg führten, ist hier denkbar.

Zukünftige Biomethanpreise

Abbildung 3 zeigt verschiedene Preisprojektionen für Biomethan, ohne zwischen Biomethansorten und deren spezifischen Emissionen zu unterscheiden (Agora Energiewende et al., 2024; Kreidelmeyer & Kemmler, 2025; Mendelevitch et al., 2024). Die dargestellten Preisverläufe enthalten dabei keine Preiskomponenten wie Netzentgelte, Steuern oder ETS-Zertifikatspreise. Zwei Studien erwarten einen deutlichen Preisanstieg von 2025 bis 2045 um etwa 4 bis 8 Cent/kWh, ein sinkender Preis wird nur erwartet, wenn eine Orientierung des Preises am Erdgaspreis angenommen wird, siehe Mendelevitch et al. (2024). Hier liegt nahe, dass eine für die Szenarien angenommene zukünftig sinkende Erdgasnachfrage zu niedrigen Erdgaspreisen führt, was sich in den Biomethanpreisen widerspiegelt. Auch die für das Jahr 2025 erwarteten Preise liegen weit über den realisierten Preisen, welche zwischen 7,8 und 11,5 Cent/kWh lagen, siehe Abbildung 2.

Abbildung 3: Ausblick der Einkaufspreise für Biomethan von 2025 bis 2050



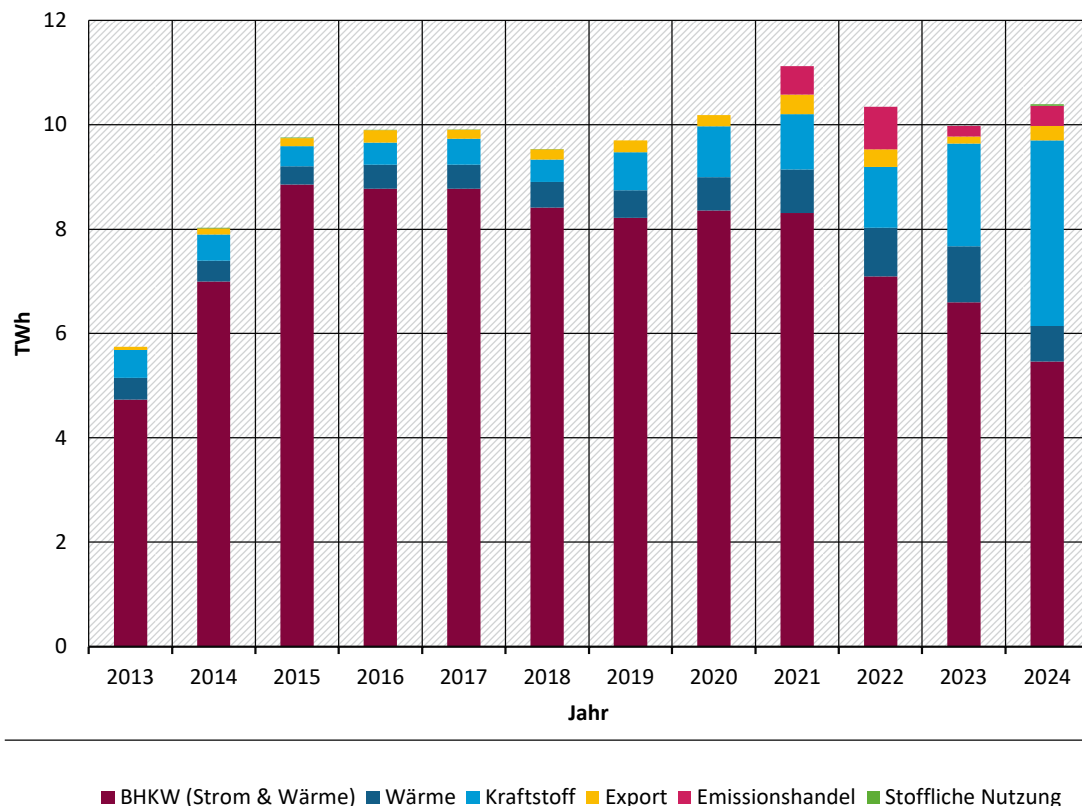
Quelle: Eigene Darstellung angegebener Studien, Öko-Institut

Wie bereits beschrieben hat die Nachfrage nach Biomethan einen großen Einfluss auf die Preisbildung, was auf die Knappheit des Energieträgers zurückzuführen ist. Schwer zu beurteilen sind mögliche Effekte durch den Import von Biomethan, welche das Angebot erhöhen könnten. Ebenso besteht die Möglichkeit eines Preisverfalls von grünem Wasserstoff, der dazu führen würde, dass Wasserstoffderivate Biomethan vorgezogen würden (Appelbaum & Schuffelen, 2023).

4 Biomethaneinsatz in Deutschland nach Sektoren

Wie in Kapitel 2 beschrieben wird Biomethan zukünftig ein knapper Energieträger bleiben, bei dem eine steigende Nachfrage starke Auswirkungen auf den Marktpreis hat (siehe Kapitel 3). Im Folgenden wird deshalb aufgezeigt, welche technologischen Alternativen existieren, um den Biomethaneinsatz zu begrenzen bzw. steigenden Biomethanpreisen entgegenzuwirken.

Abbildung 4: Verwendung von Biomethan nach Sektoren seit 2013 in Deutschland



Quelle: dena (2025b).

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Biomethannutzung in Deutschland. Biomethan wurde bis 2020 zu 80-90 % in BHKW verstromt. Ab 2021 ist zu erkennen, dass der Anteil der Nutzung in BHKW auf unter 6 TWh im Jahr 2024 sinkt. Hintergrund ist eine erhöhte Nachfrage nach Biomethan zur Emissionsvermeidung aus dem Verkehrssektor, aufgrund der THG-Minderungsquote, die Inverkehrbringer (IVB) von Kraftstoffen verpflichtet ihre Emissionen zu reduzieren (dena, 2025b). Wie in Kapitel 4.2 dargestellt ist jedoch zu erwarten, dass sich eine Verschiebung weg von Biomethan hin zu der THG-Quotenerfüllung durch batterieelektrische Autos einstellen wird. Ursache ist, dass ein durch hohe Zulassungszahlen batterieelektrischer Autos verursachtes steigendes Quotenangebot zu einem Preisverfall führen würde.

Biomethan kann auch im EU-ETS angerechnet werden, was hier unter der Kategorie „Emissionshandel“ zusammengefasst wurde. Dafür müssen die Anforderungen der Deutschen Emissionshandelsstelle erfüllt werden (DEHSt, 2025). Die für eine stoffliche Nutzung eingesetzte Biomethanmenge fällt mit 30 GWh im Jahr 2024 sehr gering aus und ist der Abbildung kaum zu entnehmen. Zukünftig können für diesen Nutzungsbereich (z. B. in der chemischen Industrie) deutliche Steigerungen angenommen werden.

4.1 Gebäudesektor

4.1.1 Gesetzlicher Rahmen

Ein treibender Faktor für die Nutzung erneuerbarer Energien in Gebäuden ist das Gebäudeenergiegesetz (GEG). Das im Frühjahr 2026 angekündigte Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) soll das derzeitige GEG ersetzen, wodurch unter anderem die bisherigen Vorgaben, neue Heizungen zu mindestens 65 % auf Basis erneuerbarer Energien zu betreiben und, dass Gas- und Ölheizungen ab 2045 nicht mehr mit fossilen Brennstoffen betrieben werden dürfen, entfallen. Das Ziel der Klimaneutralität des Gebäudesektors bis 2045 bleibt bestehen, jedoch verschiebt sich der regulatorische Fokus von einer gerätebezogenen Vorgabe hin zu einer brennstoffseitigen Dekarbonisierung (CDU CSU & SPD, 2026).

Der Einbau neuer Gas- und Ölheizungen soll laut Referentenentwurf des GModG weiterhin zulässig sein, sofern sie schrittweise steigende Anteile CO₂-neutraler Brennstoffe einsetzen („Bio-Treppe“), beginnend mit einem verpflichtenden Anteil von 10 % ab 2029 und ansteigend in drei weiteren Schritten auf 60 % bis 2040. Ergänzend ist laut dem Eckpunktepapier die Einführung einer allgemeinen Grüngasquote ab 2028 vorgesehen, die den Hochlauf von Biomethan und Wasserstoff unterstützen soll und bei ca. 1 % beginnen wird, welche bereits heute in das Erdgasnetz eingespeist werden (CDU CSU & SPD, 2026). Diese Quote soll allerdings nun separat vom GModG geregelt werden.

Diese Quote soll allerdings nun separat vom GModG geregelt werden. Während im bisherigen GEG die Nutzung begrenzter Biomassepotenziale im Gebäudesektor explizit kritisch eingeordnet wird, erhöht die nun vorgesehene Öffnung für steigende Anteile vermeintlich CO₂-neutraler Brennstoffe die Nachfrage nach Biomethan im Wärmemarkt zwangsläufig. In dem bisherigen FAQ zum GEG des BMWStB wird explizit darauf hingewiesen, dass ein Einsatz von Biomethan im Gebäudesektor nicht sinnvoll ist: „[...] Biomasse [ist] nur begrenzt verfügbar und die Kosten für Biomethan sind vergleichsweise hoch[...]“ (ibid.) und an anderer Stelle, dass „[...]nachhaltig erzeugte Biomasse nur begrenzt verfügbar ist und voraussichtlich aufgrund der Nachfrage in verschiedenen Sektoren teurer wird [...]“ (ibid.)

Ein Blick auf den Absatz der installierten Wärmeerzeuger zeigt, dass gasbasierte Heizungen bis 2024 die am häufigsten installierte Heizungsart darstellten. Im Jahr 2025 wurden sie knapp von Wärmepumpen überholt; Gaskessel lagen mit rund 44 % des Absatzes aber dennoch hoch im Vergleich (TGA+E Fachplaner, 2026). Als Hemmnisse für Wärmepumpen werden nach wie vor die komplexen Förderbedingungen sowie die Unsicherheit über politische Richtungsentscheidungen angesehen. Auch berücksichtigen Verbraucher den eher abstrakten Kostenfaktor des steigenden CO₂-Preises nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) nur unzureichend bei ihren Investitionen (ibid.).

Trotz hoher Investitionen in Gasheizungen ist der Gebäudesektor bislang jedoch nicht ausschlaggebend für den Biomethanpreis, da nur wenig Biomethan direkt in den Wärmesektor geht (siehe Abbildung 4). Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass bei der Verstromung von Biogas in BHKW neben Strom auch Wärme anfällt. Insofern leistet Biogas über den BHKW-Pfad bereits heute einen Beitrag zur Wärmeversorgung, wenn auch nicht in Form von Biomethan im Gasnetz, sondern als KWK-Wärme vor Ort. Die Nachfrage dieses Sektors wird durch die geplanten Regelungen im Gebäudemodernisierungsgesetz ab 2028/2029 ansteigen. Vor dem Hintergrund des geplanten Gebäudemodernisierungsgesetzes hängt die zukünftige Biomethannachfrage maßgeblich von den Investitionsentscheidungen der Gebäudeeigentümer*innen ab. Sofern weiterhin in nennenswertem Umfang gasbasierte Heizsysteme installiert oder weiterbetrieben werden, würde die Umsetzung steigender Anteile

CO₂-neutraler Brennstoffe zu einer entsprechend wachsenden Nachfrage nach Biomethan führen.

Die tatsächliche Entwicklung der Biomethannachfrage im Wärmemarkt hängt daher wesentlich davon ab, in welchem Umfang Wärmepumpen, Fernwärmeanschlüsse und andere nicht gasbasierte Technologien bestehende Gaskessel ersetzen. Je stärker die Wärmeversorgung elektrifiziert oder über Wärmenetze unter Nutzung CO₂-neutraler Wärmequellen bereitgestellt wird, desto geringer fällt der strukturelle Bedarf an Biomethan im Gebäudesektor aus. Entscheidend ist dabei das Zusammenspiel beider Effekte. Selbst bei einem rückläufigen Bestand an gasbasierten Heizsystemen kann die Nachfrage nach Biomethangas steigen, wenn der geforderte Anteil an CO₂-neutralen Brennstoffen pro Kessel zugleich überproportional zunimmt.

4.1.2 Kosten von Biomethan für Raumwärme

Der Einsatz von Gebäudeheizungen, die mit einem hohen Anteil an Biomethan (von 65 %, siehe Abbildung 5) betrieben werden, ist zwar denkbar, gehört allerdings zu den teuersten Optionen für Endverbraucher*innen. In dem bereits genannten Kurzpapier des BMWSB werden die Kosten verschiedener Heizungstypen dargestellt (BMWSB, 2024). So erscheinen Gasheizungen zwar durch niedrige Investitionskosten attraktiv, angesichts der laufenden Brennstoffkosten für Biomethan verursachen sie über die Nutzungsdauer jedoch die höchsten Gesamtkosten für Haushalte.

In der Studie sind die Heizkosten für Wärme aus einem Wärmenetz, einem Biomassebrennstoffkessel oder einer Wärmepumpen-Hybridheizung gegenüber einer Gasheizung mit 65 % Biomethananteil über die Nutzungsdauer von 20 Jahren in der Studie zwischen 10 % bis 20 % geringer. Als günstigste Option wird in dem Vergleich eine Luft-Wärmepumpe hervorgehoben, die 23 % günstiger ist als die Gasheizung mit Biomethananteil (BMWSB, 2024).

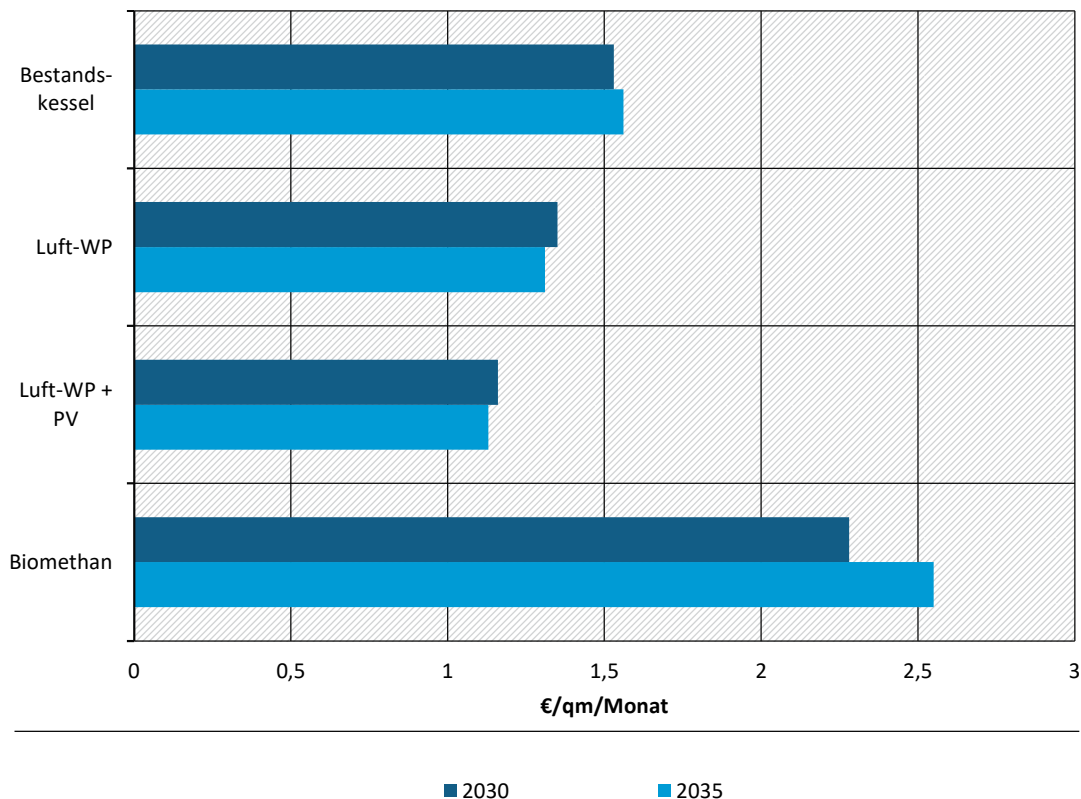
Im Factsheet „*Heizen mit Biomethan: Ein Risiko für Klima und Verbraucher*innen*“ zeigt auch die DUH (2024) auf, dass der Einsatz von Biomethan in Gasheizungen zu hohen Kosten führen wird. Besonders kritisch sei, dass Verbraucher*innen eine ausreichende und zugleich preisgünstige Verfügbarkeit dieses Energieträgers suggeriert wird. Die Ergebnisse der in diesem Factsheet gerechneten Kostenbetrachtung für das Jahr 2029 zeigen, dass das Heizen mit Biomethan die teuerste Option ist. Als Gründe werden hohe Gestehungskosten von Biomethan sowie steigende Netzentgelte durch stetig abnehmende Erdgasnutzer*innen in den Verteilnetzen genannt. Die strukturellen Kosten des Gasverteilnetzes werden dabei auf eine schrumpfende Anzahl verbleibender Anschlussnehmer*innen umgelegt. D.h. je mehr Haushalte auf Wärmepumpen oder Holzheizungen umsteigen, desto höher werden die spezifischen Netzentgelte für diejenigen, die im Gasnetz verbleiben. Hieraus ergibt sich eine Pfadabhängigkeit: Die Kostenrisiken eines Verbleibs im Gasnetz nehmen mit fortschreitender Elektrifizierung des Wärmesektors zu.

In einem anderen Bericht der DUH legten Staudt et al. (2023) ähnliche Schlussfolgerungen dar. Die dort dargestellten Berechnungen, die von der Prognos AG für die Jahre 2030 und 2035 durchgeführt wurden, zeigen ebenfalls auf, dass das Heizen mit Biomethan für Mieter*innen und Eigentümer*innen die teuerste Option ist (siehe Abbildung 5 und Abbildung 6).

Zu vergleichbaren Ergebnissen kommt eine aktuelle Studie des Öko-Institut im Auftrag von Greenpeace (Braungardt & Bei der Wieden, 2026). Diese analysiert die Kostenauswirkungen anhand der Eckpunkte des geplanten Gebäudemodernisierungsgesetzes (GModG) und belegt, dass die Kosten für den Betrieb einer Gasheizung von derzeit rund 11 ct/kWh auf etwa 15 ct/kWh im Jahr 2029 und auf über 25 ct/kWh im Jahr 2040 ansteigen könnten. Ursächlich hierfür sind steigende Netzentgelte infolge einer rückläufigen Anzahl von Gasnetzkund*innen, höhere CO₂-Preise sowie die zunehmende Beimischungspflicht von Biomethan im Rahmen der sogenannten „Bio-Treppe“. Nachfrageseitig induzierte Preiseffekte, etwa durch eine steigende

Nachfrage nach Biomethan oder CO₂-Zertifikaten, werden in der Studie nicht berücksichtigt. Die Studie hebt hervor, dass insbesondere Mieter*innen und einkommensschwache Haushalte überproportional belastet würden, da Vermieter*innen die steigenden Brennstoff- und Bereitstellungskosten über die Nebenkosten weitergeben können. Der zwischenzeitlich vorgelegte Referentenentwurf zum GModG sieht hier eine teilweise Korrektur vor. Die CO₂-Netz- und Bio-Treppe-Mehrkosten sollen künftig hälftig zwischen Vermieter*innen und Mieter*innen aufgeteilt werden, die Vermieter*innenbeteiligung an den Bio-Brennstoffkosten allerdings nur bis zu einem Bio-Anteil von 30 %.

Abbildung 5: Entwicklung der erwartbaren Heizkosten für Mieter*innen nach Technologie



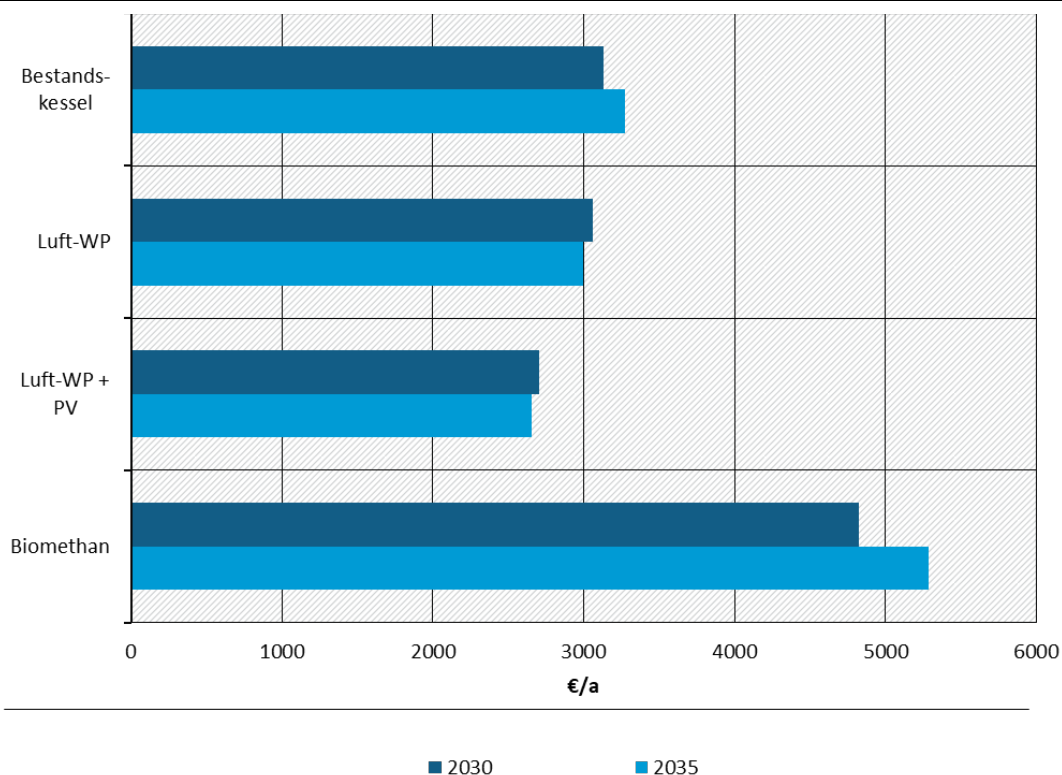
Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Staudt et al. (2023).

Anmerkungen: Die Biomethankosten beziehen sich auf 50 % Anteil im Jahr 2030 und 65 % im Jahr 2035. Grundlage der Kostenberechnung ist ein im deutschen Gebäudebestand typisches, teilsaniertes 420 m²-Mehrfamilienhaus mit einem Energiebedarf von 146 kWh/m²/Jahr. Kosten setzen sich zusammen aus Energiebezug, BEHG, Mod-Umlage und Wartung.

Abbildung 5 ist zu entnehmen, dass für Mieter*innen beim Heizen mit Biomethan die höchsten Kosten für den Energiebezug entstehen. Im Vergleich zur wirtschaftlichsten Option einer Kombination aus Luft-Wärmepumpe und Photovoltaik, führt der Einsatz eines mit 50 % bzw. 65 % Biomethan betriebenen Gaskessels zu doppelt so hohen Kosten.

Auch für Eigentümer*innen entsteht beim Heizen mit Biomethan der höchste Kostenanteil durch den Energiebezug. Dieser liegt bei über 3.000 € (2030) bzw. 4.000 € (2035) pro Jahr (siehe Abbildung 6).

Für alle betrachteten Haushalte sind Wärmepumpen die günstigste Option der Raumheizung. Im Unterschied zu Gaskesseln sind in Zukunft leicht sinkende Kosten zu erwarten.

Abbildung 6: Entwicklung der erwartbaren Heizkosten für Eigentümer*innen nach Technologie

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Staudt et al. (2023)

Anmerkungen: Die Biomethankosten beziehen sich auf 50 % im Jahr 2030 und 65 % im Jahr 2035. Grundlage der Kostenberechnung ist ein im deutschen Gebäudebestand typisches, teilsaniertes 121 m² Einfamilienhaus mit einem Energiebedarf von 178 kWh/m²/Jahr. Kosten setzen sich zusammen aus Kapitalkosten (inkl. Förderung), CO₂-Kosten, Wartungskosten und Energiebezugskosten.

Zusammenfassend bietet eine Kombination aus energetischer Sanierung und elektrifizierter Wärmeversorgung im Vergleich zur Nutzung von Biomethan in Gebäuden Kostenvorteile und die Möglichkeit, begrenzte Biomasseressourcen zu schonen. Aus systemischer Perspektive ist daher eine Priorisierung von Effizienzmaßnahmen und Wärmepumpentechnologien unter Verfügbarkeits- und Kostengesichtspunkten naheliegend.

4.2 Verkehrssektor

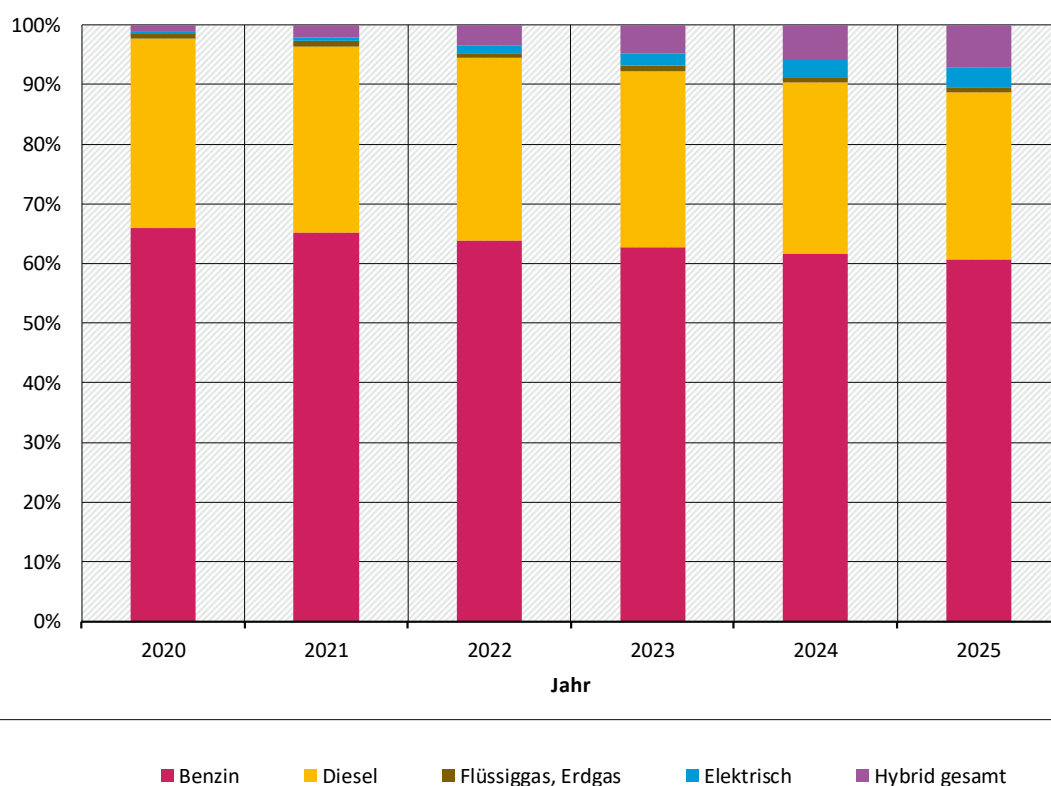
Im Verkehrssektor können Inverkehrbringer (IVB) von Kraftstoffen Biomethan einsetzen, um ihre Emissionen zu reduzieren. Grundlage dafür ist § 37a des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) welches festlegt, dass IVB im Jahr 2025 bereits 10,5 % ihrer Emissionen gegenüber einem Referenzwert des IVB reduzieren müssen. Die zu erreichende Emissionsvermeidung steigt stetig an und erreicht schließlich 26,5 % im Jahr 2030, sowie 65 % im Jahr 2040.

Die THG-Quote dient hierbei als Mechanismus, um die Emissionsreduktionen verschiedener Energieträger und ihre Anrechnung auf die Emissionen von IVB nachvollziehbar zu machen. Die Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen definiert konkret, dass der in Elektroautos genutzte Strom, flüssige und gasförmige Biokraftstoffe wie Biomethan zur Quotenerfüllung eingesetzt werden können (UBA, 2025).

Prinzipiell kann Biomethan in Erdgasautos fossiles Gas ersetzen und dazu beitragen, Emissionen zu reduzieren. Aufgrund der geringen Verbreitung von Erdgasfahrzeugen ist diese Nutzung

jedoch sehr begrenzt. Das spiegelt eine Auswertung der Beiträge emissionsfreier Energieträger zur Quotenerfüllung wider, aus der deutlich wird, dass Biomethan lediglich 4 % der insgesamt 150 PJ an eingesetzten emissionsarmen Energieträgern beitrug (DBFZ, 2024). Um das begrenzte Emissionsvermeidungspotenzial von Biomethan zu verdeutlichen sind in der folgenden Abbildung 7 die verschiedenen eingesetzten Antriebsarten deutscher Kraftfahrzeuge (Kfz) von 2020 bis 2025 dargestellt. Nur ein sehr kleines Segment von Erdgas-PKW ist für einen Biomethaneinsatz geeignet. Das Potenzial für eine Emissionsvermeidung im Verkehrssektor liegt somit im Einsatz emissionsarmer Bioflüssigkraftstoffe oder in der Substitution konventioneller durch batterieelektrische Antriebe, deren Anteil an der gesamten Zahl der Antriebsarten seit 2024 stetig ansteigt. Ein Zuwachs an Erdgas-PKW ist hingegen nicht zu erwarten (ADAC, 2025).

Abbildung 7: Kfz-Bestand nach Antriebsarten von 2020 bis 2025



Quelle: BMV (2025b)

Neben dem Individualverkehr stellen verflüssigtes Bio-LNG oder komprimiertes Biomethan (Bio-CNG) im Schwerlastverkehr Emissionsvermeidungsoptionen dar. Insgesamt befanden sich 2025 schätzungsweise 3.000 bis 6.000 Bio-LNG-Lastkraftwagen unter den 3,8 Millionen zugelassenen LKW in Deutschland (BMV, 2025a). Eine Umfrage zur Dekarbonisierung des Fuhrparks unter Logistikunternehmen in Deutschland zeigt, dass nur wenige Unternehmen in Erwägung ziehen ihren Fuhrpark auf Biomethan umzustellen (Schreiber et al., 2026).

Im aktuellen Kontext wird Bio-LNG auch für eine Nutzung in der internationalen Schifffahrt diskutiert, siehe Kapitel 2.1. Abseits von Maßnahmen zur Reduktion des Treibstoffbedarfs gibt es hier neben Bio-LNG nur synthetische Kraftstoffe als Alternativen für eine Defossilierung. Zukünftig liegt daher nahe, dass sich dadurch die Nachfrage nach Biomethan erhöhen wird.

Kosten von Biomethan im Verkehrssektor

Im Vergleich zu anderen klimafreundlichen Alternativen sind die Kilometerkosten für Fahrzeuge, die Biomethan nutzen, deutlich höher. Sie liegen heute mit 0,47 €/km höher als jene von Elektrofahrzeugen mit 0,35 €/km (IBKE, 2026)³. Gleichmaßen „schrumpft das Tankstellennetz für CNG seit geraumer Zeit“ (ibid.). Im Gegenzug hat sich die Anzahl der Ladepunkte für E-Fahrzeuge von 6.754 im Jahr 2017 auf 193.985 im Jahr 2026 erhöht (Bundesnetzagentur, 2026b). Daraus kann geschlossen werden, dass Fahrzeuge auf Basis von Biomethan keine attraktive Option im Vergleich zu anderen klimaschonenden Alternativen (v. a. E-Fahrzeugen) darstellen.

Auch in einem Vergleich verschiedener Antriebstechnologien für den Schwerlastverkehr konnte gezeigt werden, dass batterieelektrische Fahrzeuge mit Abstand in allen Anwendungsformen am wirtschaftlichsten abschneiden (ICCT, 2023). Eine repräsentative Umfrage zeigt ebenso, dass Logistikunternehmen vorrangig die Anschaffung von batterieelektrischen LKW in Erwägung ziehen, allerdings heute noch Hindernisse im Bereich der Anschaffungskosten und verfügbaren Ladeinfrastruktur sehen (Schreiber et al., 2026). Wobei zu erwarten ist, dass diese Hürden durch den weiteren Ausbau der Ladeinfrastruktur und sinkende Anschaffungskosten durch technologische Lerneffekte abgebaut werden. Im Schwerlastverkehr wirkt daher eine breite Elektrifizierung als wahrscheinlichstes Szenario.

4.3 Stromsektor

In Deutschland kommt Biomethan vorrangig für die Strom- und Wärmeerzeugung in BHKW zum Einsatz (siehe Kapitel 4). Die installierte Kapazität und die Stromerzeugung spielen jedoch nur eine untergeordnete Rolle: Im Jahr 2023 waren in Deutschland Biomethan-BHKW mit einer elektrischen Leistung von nur 599,8 MW installiert, also nur 0,2% der gesamten installierten Kapazität. Ein Großteil davon ging in den Jahren 2009 bis 2014 in Betrieb, als durch eine stärkere Förderung des damaligen EEG ein starker Investitionsanreiz bestand. 2014 kam es schließlich zu einer Kürzung der Förderung, die den Ausbau zum Erliegen brachte (dena 2025b). Durch Anhebung des Höchstwerts für Biomethananlagen ist 2026 mit einer steigenden Beteiligung an den Ausschreibungen zu rechnen.

Kosten von Biomethan im Stromsektor

Ausschlaggebend für den wirtschaftlichen Betrieb eines Biomethan-BHKW ist die Höhe der Einspeisevergütung, für die sich Kraftwerksbetreiber in Ausschreibungen nach § 28g EEG qualifizieren können. Die Kombination aus hohen Gestehungskosten und niedrigen Wirkungsgraden von 34-55 % (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2025) macht einen wirtschaftlichen Betrieb ohne massive Förderung schwer möglich. Dies unterstreichen die Ergebnisse vergangener EEG-Ausschreibungen, in denen nur wenige Gebote für Biomethananlagen abgegeben wurden (Bundesnetzagentur, 2025b).

Strom aus Biomethananlagen erhält für Inbetriebnahmen im Jahr 2026 gemäß § 85a EEG 2023 einen anzulegenden Wert von maximal 23,13 ct/kWh (Bundesnetzagentur, 2025a) als Summe des Marktpreises und der gewährten Förderung. Im Vergleich hierzu sind die Höchstwerte für Wind- und PV-Anlagen deutlich geringer, weitere Erhöhungen der Höchstwerte für Biomethananlagen könnten als unverhältnismäßig gewertet werden. In 2026 beträgt der Höchstwert für die Ausschreibungen für Windenergie an Land 7,25 ct/kWh (Bundesnetzagentur 2026b) und für Freiflächen-Solaranlagen 5,79 ct/kWh (Bundesnetzagentur, 2026a).

Die Gestehungskosten für Strom aus Biomethan sind folglich drei- bis viermal so hoch wie aus Windenergie an Land bzw. Freiflächen-Solaranlagen. Damit stellt die Stromerzeugung aus Bio-

³ Annahmen: Kompaktklasse, Finanzierungsmodell Kauf, Jahresfahrleistung 15.000 km, durchschnittliche Verbrauchswerte, Haltedauer: 5 Jahre.

methan keine attraktive Option dar. Lediglich für Situationen, in denen Wind und PV keinen bzw. nicht ausreichend Strom bereitstellen können, kann die Verstromung von Biomethan eine ergänzende Möglichkeit (als Alternative zu Flexibilitäten im Netz, sowie der Verstromung von Wasserstoff, Erdgas) darstellen.

4.4 Industriesektor

Die Wärmeerzeugung in der Industrie erfolgt heute unter Einsatz fossilen Erdgases oder Kohle und soll wo möglich auf strombasierte Wärmeerzeugung umgestellt werden. Das ist insbesondere der Niedertemperaturbereich. Im Hochtemperaturbereich ist dies nur eingeschränkt möglich, was einen Einsatz von gasförmigen emissionsarmen Energieträgern, wie strombasierten Wasserstoff⁴ oder Biomethan notwendig macht (Boston Consulting Group, 2021; Senkpiel et al., 2025). Gründe dafür sind, dass strombasierte Technologien die technischen Anforderungen von Hochtemperaturprozessen, wie bspw. das Abfahren von Wärmeprofilen, aktuell nicht darstellen können.

Nachhaltiges Biomethan weist gegenüber Wasserstoff den Vorteil auf, dass es bereits heute verfügbar ist und somit für eine Defossilisierung dort eingesetzt werden könnte, wo keine Alternativen zur Emissionsvermeidung existieren. Eine denkbare Rolle ist der Einsatz bis zur ausreichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff. Sektorstudien verweisen allerdings auf die Knappheit und die fragwürdige Verfügbarkeit von Biomethan (Schüwer et al., 2024).

Die Bedarfe an emissionsarmen Kohlenwasserstoffen für den stofflichen Einsatz sind in der chemischen Industrie immens: 160 TWh synthetische Kohlenwasserstoffe, insbesondere Methanol und Synthesegas, werden für eine Dekarbonisierung der Chemie benötigt (Boston Consulting Group, 2021). Ausgangsstoff für diese Energieträger kann Biomasse sein, die Veredlung von Biomethan stellt jedoch einen energieineffizienten Zwischenschritt dar, da direkt eine Synthese zu bspw. Biomethanol angestrebt wird (Bazzanelle & Ausfelder, 2017). Es ist denkbar, dass es zu einer erhöhten Nachfrage nach Biomasse kommen könnte, da jedoch Unklarheiten über die technische Entwicklung benötigter Techniken existieren und nachhaltige Biomasse nur begrenzt zur Verfügung steht ist fraglich, inwieweit sich Biomasse-basierte Verfahren etablieren werden (Kloo et al., 2023).

Kosten von Biomethan im Industriesektor

Es ist erwartbar, dass durch steigende Nachfrage in anderen Sektoren, beispielsweise durch das GModG angereizt, die Biomethanpreise steigen und so die Wirtschaftlichkeit für die Anwendung in industriellen Prozessen sinkt, wodurch ein Einsatz von Wasserstoff attraktiver erscheinen könnte. Es liegt daher nahe einen Vergleich zwischen den erwartbaren Energieträgerpreisen von Biomethan und Wasserstoff zu ziehen.

In Kapitel 3 wurden bereits verschiedene Preisverläufe dargestellt, die mit möglichen Kosten von Wasserstoff verglichen werden können. Daraus lässt sich schließen, inwieweit Biomethan oder Wasserstoff in industriellen Prozessen eingesetzt werden würden. Vergleicht man die möglichen Biomethanpreise, die zwischen 13,8 und 24,3 ct/kWh liegen, mit den voraussichtlich langfristigen Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff aus Deutschland in Höhe von 7,5 bis 12,0 Cent/kWh (Matthes & Brauer, 2025), wird klar, dass Wasserstoff auch aufgrund der höheren Verfügbarkeit langfristig zu günstigeren Preisen gehandelt werden könnte.

⁴ Wasserstoff, der unter Verwendung erneuerbarer Energien durch Elektrolyse erzeugt wurde.

5 Fazit

Die in diesem Kurzbericht durchgeführte Analyse verschiedener Studien und Szenarien zeigt, dass nachhaltiges Biomethan ein knapper Energieträger ist und auch in Zukunft bleiben wird, der nur einen begrenzten Beitrag zur Emissionsvermeidung liefern kann. Das ist das Ergebnis der in diesem Bericht durchgeführten Analyse unter Berücksichtigung von jüngeren politischen Richtungsentscheidungen, wie dem Entwurf des Gebäudemodernisierungsgesetzes und der EU Fuel Maritime Verordnung.

Die in Kapitel 2 durchgeführte Analyse zeigt, dass mobilisierbare, nachhaltige Biomethan-Potenziale den in manchen Klimaschutzszenarien ausgewiesenen Bedarf real nicht decken können. Selbst wenn Potenziale vollständig erschlossen würden, übersteigen zukünftige Bedarfe weit die vorhandenen technischen und mobilisierbaren Potenziale.

Auch die Marktanalyse für Biomethan unterstreicht das Bild eines knappen Energieträgers. Das Ergebnis der Analyse aus Kapitel 3 zeigt, dass durch das begrenzte Biomethanangebot im Vergleich zu steigender Nachfrage hohe preisliche Ausschläge erwartbar sind. In der Vergangenheit folgten hohe Biomethanpreissteigerungen der steigenden Nachfrage zur Deckung der THG-Quoten des Verkehrssektors.

Auch besteht durch eine direkte Substituierbarkeit eine preisliche Kopplung an den Erdgaspreis, durch die Preisanstiege verursacht werden können. Diese Kopplung wirkt, wenn der Erdgaspreis den Biomethanpreis übersteigt, was durch ein sinkendes Erdgasangebot verursacht werden kann. Kommt es zukünftig zu Biomethanpreissteigerungen durch staatlich induzierte Nachfrageeffekte wird es seltener zu solchen Situationen kommen, in denen der Erdgaspreis merkliche Auswirkungen auf den Biomethanpreis haben wird.

Basierend auf den Schlussfolgerungen aus Kapitel 2 in Bezug auf ein begrenztes Potenzial an nachhaltigem Biomethan, ist zukünftig zu erwarten, dass sich der Biomethanmarkt wie heute durch ein begrenztes Angebot auszeichnen wird, dem eine hohe Nachfrage gegenübersteht. Aufgrund seiner Knappheit kann somit erwartet werden, dass der Biomethanpreise gegenüber Nachfrageänderungen weiterhin sensibel reagiert. Dabei ist nicht relevant, was einen Nachfrageeffekte induziert, staatlich induzierte Nachfrageeffekte, wie durch das GModG, wirken sich hierbei genauso aus, wie ein starker Preisanstieg im Erdgasmarkt, durch den Biomethan als energetisches Substitut attraktiv werden kann.

Die Sektorenanalyse aus Kapitel 4 zeigt auf, dass Biomethan nur in Ausnahmefällen zur Emissionsvermeidung zum Einsatz kommen muss. In den betrachteten Bereichen können entweder strombasierte Alternativen eingesetzt werden oder aber grüner Wasserstoff einer Biomethannutzung vorgezogen werden, wenn sich die heute vermuteten niedrigeren Beschaffungspreise von Wasserstoff realisieren würden. Im Gebäudesektor und auch im Verkehrssektor können kosteneffizient Emissionen vermieden werden, wenn Wärmepumpen oder batterieelektrische Fahrzeuge eingesetzt und auf Biomethan verzichtet wird.

Attraktiv ist, dass Biomethan eine bereits heute verfügbare Emissionsvermeidung dort ermöglicht, wo strombasierte Techniken noch nicht eingesetzt werden können. Das ist der Fall im Bereich industrieller Hochtemperaturprozesse sowie im Schiffsverkehr. In der Industrie ist ein Einsatz zwar möglich, aber nicht zwangsläufig bereits heute erforderlich, da zunächst andere Vermeidungspotenziale durch strombasierte Techniken im Niedertemperaturbereich erschlossen werden können. Wie attraktiv Biomethan für einen Einsatz im Schiffsverkehr tatsächlich ist, kann zum aktuellen Zeitpunkt jedoch nur schwer beurteilt werden, da Details zu THG-Gutschriften von Energieträgern noch nicht final ausgestaltet sind.

Insgesamt stellt Biomethan aufgrund seines stark begrenzten nachhaltigen Potenzials und der resultierenden preislichen Unsicherheit nur in wenigen Ausnahmefällen eine belastbare Option zur Emissionsvermeidung dar.

Vor diesem Hintergrund erscheint der im Referentenentwurf des GModG vorgesehene Pfad, neue fossile Heizungen über eine schrittweise Biomethanbeimischung im Rahmen der „Bio-Treppe“ weiter zuzulassen, aus energiewirtschaftlicher Sicht kritisch. Ein knappes und preislich volatiles Potenzial wird im Gebäudesektor gebunden, obwohl dort mit Wärmepumpen eine kosteneffiziente strombasierte Alternative zur Verfügung steht, und konkurriert mit prioritären Einsatzbereichen, in denen strombasierte Alternativen derzeit nicht verfügbar sind, insbesondere industrielle Hochtemperaturprozesse und der Schiffsverkehr.

6 Literaturverzeichnis

- Abdalla, N., Bürck, S., Fehrenbach, H., Köppen, S. & Staig, T. J. (2022). *Biomethane in Europe*. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_ECF_biomethane_EU_final_01.pdf
- ADAC (Hrsg.). (2025). *Erdgas: CNG-Antrieb ohne Zukunft*. <https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/alternative-antriebe/erdgas/#kosten-lohnt-sich-ein-cng-/erdgasauto>
- Agora Energiewende, Prognos & GEF (Hrsg.). (2024). *Wärmenetze: klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar: Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?* https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-18_DE_Business_Case_Waermenetze/A-EW_335_Businesscase_Waermenetze_WEB.pdf
- agriportance. (2026). *Biomethan Preise Spot*. agriportance. <https://agriportance.com/de/preisentwicklung/biomethan-entwicklung-preise/biomethan-preise-spot/>
- Alberici, S., Grimme, W. & Toop, G. (2022). *Biomethane production potentials in the EU: Feasibility of REPowerEU 2030 targets, production potentials in the Member States and outlook for 2050*. Gas for Climate. https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/07/GfC_national-biomethane-potentials_070722.pdf
- Alberici, S., Toop, G., Monchen, B., Peeters, S. & Peterse, J. (2024). *Biogases Towards 2040 and Beyond: A realistic and resilient path to climate neutrality*. <https://guidehouse.com/-/media/new-library/services/sustainability/documents/2024/biogases-towards-2040-and-beyond.ashx>
- Appelbaum, J. & Schuffelen, L. (2023). *Die Biogas- und Biomethan-Landschaft in Deutschland: Ein Scheideweg voller Chancen und Ungewissheit*. BET. <https://www.bet-consulting.de/webmagazin/artikel/die-biogas-und-biomethan-landschaft-in-deutschland>
- Bazzanelle, A. M. & Ausfelder, F. (2017). *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry: Study commissioned by CEFIC*. https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry.pdf
- biogaspartner. (2025). *Branchenkommentar: Die Chancen und Unsicherheiten für Biomethan in der FuelEU Maritime*. biogaspartner. <https://www.dena.de/biogaspartner/newsletter/newsletter-juni-2025/branchenkommentar-die-chancen-und-unsicherheiten-fuer-biomethan-in-der-fueleu-maritime/>
- Biomethan-Broker (20. März 2026). Interview durch M. Vogel.
- Birman, J., Burdloff, J., Peufelhous, H., Erbs, G., Feniou, M. & Lucille, P.-L. (2021). *Geographical analysis of biomethane potential and costs in Europe in 2050*. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-07/ENGIE_20210618_Biogas_potential_and_costs_in_2050_report_1.pdf
- BMV. (2025a). *Fahrzeugbestand*. BMV. <https://www.bmv.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/fahrzeugbestand.html>
- BMV (Hrsg.). (2025b). *Verkehr in Zahlen 2025/2026: 54. Jahrgang*. https://www.bmv.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/verkehr-in-zahlen25-26-pdf.pdf?__blob=publicationFile
- BMWSB. (o.J.). *Welche Möglichkeiten sieht das Gesetz für das klimafreundliche Heizen vor?* <https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/faqs/DE/geg/05-wie-kann-ich-klimafreundlich-heizen.html?nn=42730>
- BMWSB. (2024). *Kurzinformation Heiztechnik: Biomethan- / Wasserstoff-Gasheizung*. https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/downloads/DE/veroeffentlichungen/wohnen/geg-wpg/kurzinfo-biomethan.pdf?__blob=publicationFile&v=1

- Boglarka, M. (2025). *Europe's biomethane landscape: Between ambition and reality*. RaboResearch. SUELF Policy Note No, 384. <https://www.suerf.org/publications/suerf-policy-notes-and-briefs/europes-biomethane-landscape-between-ambition-and-reality/#fn1>
- Boston Consulting Group. (2021). *Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. <https://web-assets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf>
- Braungardt, S. & Bei der Wieden, M. (2026). *Weniger Klimaschutz, höhere Kosten, größere Unsicherheit: Bewertung der Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz*. Öko-Institut. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/GMG-Studie-Greenpeace.pdf>
- Bundesnetzagentur (Hrsg.). (2025a). *Ausschreibungen für Biomethananlagen*. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomethan/start.html>
- Bundesnetzagentur (Hrsg.). (2025b). *Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Biomethananlagen*. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomethan/BeendeteAusschreibungen/start.html>
- Bundesnetzagentur (Hrsg.). (2026a). *Ausschreibung Solaranlagen erstes Segment: Gebotsfrist 1. März 2026*. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/2026/01032026/artikel.html>
- Bundesnetzagentur (Hrsg.). (2026b). *Ladeinfrastruktur in Zahlen: Stand: 1. Januar 2026*. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html>
- CDU CSU & SPD. (2026). *Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz*. CDU CSU; SPD. https://www.cducsu.de/sites/default/files/2026-02/cdu-csu-spd_eckpunkte-gebaudemodernisierungsgesetz.pdf
- DBFZ. (2024). *THG -Quote: Quotenerfüllung 2023*. https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/Hintergrundpapier_Quote_2023.pdf
- DEHSt. (2025). *Leitfaden zur Erstellung von Überwachungsplänen und Emissionsberichten für stationäre Anlagen - 4. Handelsperiode (2021–2030) EU-ETS 1*. https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Ueberwachungsplan-Emissionsbericht_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- dena. (2023). *Branchenbarometer Biomethan 2023*. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_B Branchenbarometer_Biomethan_2023.pdf
- dena. (2024a). *Branchenbarometer Biomethan 2024*. <https://www.dena.de/infocenter/branchenbarometer-biomethan-2024/>
- dena. (2024b). *Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes?* biogaspartner. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse_biogaspartner_Biomethanbedarf_Gebäudeenergiegesetzes.pdf
- dena. (2025a). *Branchenbarometer Biomethan 2025*. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Branchenbarometer_Biomethan_2025_BF.pdf
- dena. (2025b). *Produktion und Nutzung von Biomethan in Deutschland*. <https://www.dena.de/infocenter/produktion-und-nutzung-von-biomethan-in-deutschland/>

Deurer, J. (2021). *Abschlussbericht: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe*. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf

DUH. (2024, 17. Dezember). *Heizen mit Biomethan: Ein Risiko für Klima und Verbraucher*innen*. https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energieeffizienz/Gebaeude/DUH_Factsheet_Heizen_mit_Biomethan.pdf

EnBW (Hrsg.). (2025, 7. April). *Biogas: Vorteile und Nachteile dieser erneuerbaren Energiequelle*. <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/klimaschutz/biogas.html>

Erler, R., Lehnert, F., Grube, E., Ortloff, F., Müller, C., Feldpausch-Jägers, S., Tali, E. & Burmeister, F. (2019). *Ermittlung des Gesamtpotenzials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz (Gesamtpotenzial EE-Gase)*. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/pi-dvgw-anhang_dvgw-forschung_g-201710_ee-gase-gesamtpotenzial_abschlussbericht.pdf

Europäische Kommission (Hrsg.). (2022, 18. Mai). *REPowerEU-Plan*. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF

Europäische Kommission. (2024). *Decarbonising maritime transport – FuelEU Maritime*. Europäische Kommission. https://transport.ec.europa.eu/transport-modes/maritime/decarbonising-maritime-transport-fueleu-maritime_en

Fachagentur Wachsende Rohstoffe. (2025). *Themenportal Biogas: Wärme*. <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/waerme>

Fachverband Biogas. (o. D.). *Biogas: Mehr als nur Energie*. https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/medien/broschueren/eba/Fakt4_dt.pdf

Fehrenbach, H., Giegrich, J., Köppen, S., Wern, B., Pertagnol, J., Baur, F., Hünecke, K., Dehoust, G., Bulach, W. & Wiegmann, K. (2019). *BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem: (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor)*. ifeu; IZES, Öko-Institut. https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24_texte_115-2019_biorest.pdf

Förster, H., Repenning, J., Bürger, V., Emele, L., Görz, W. C., Haller, M., Jörß, W., Kasten, P., Koch, M., Ludig, S., Scheffler, M., Seibert, D., Wiegmann, K., Hermann, H., Rehfeldt, M., Fleiter, T., Lütz, L., Mandel, T., Fritz, M., . . . Vos, C. (2026). *Zentrale sektorbezogene Annahmen für die Treibhausgas-Projektionen 2026*. Öko-Institut e.V.; Öko-Institut Consult GmbH; Fraunhofer ISI; IREES; M-Five; Thünen-Institut. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-8406>

Harthan, R., Repenning, J., Bei der Wieden, M., Bürger, V., Braungardt, S., Cook, V., Emele, L., Hennenberg, K., Jörß, W., Kasten, P., Ludig, S., Mendelevitch, R., Moosmann, L., Pfeiffer, M., Scheffler, M., Steinbach, I., Wiegmann, K., Bussmann, S., Fleiter, T., . . . Yu, S. (2026). *Treibhausgasneutralität in Deutschland: CARETarget: Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt "Transformation zu einem vollständig treibhausgasneutralen Deutschland (CARE)"*. Öko-Institut; Fraunhofer ISI. <https://doi.org/10.60810/OPENUMWELT-7983>

Hedrich, T., Böhrer, D., Charles, R., Grosse, M., Hauenstein, S., Hofer, S., Koller, M., Krauss, M., Lichtenhahn, M., Niggli, J., van den Berge, P., Wendling, M. & Vieweger, A. (2024). *Zwischenfrüchte im biologischen Acker- und Gemüsebau: Mekblatt Nr. 1168*. <https://www.fibl.org/fileadmin/documents/shop/1168-zwischenfruechte.pdf>

IBKE. (2026). *Vergleichsrechner*. <https://www.kraftstoffvergleich.de/vergleichsrechner.html>

ICCT. (2023). *Analyzing the economic competitiveness of truck decarbonization pathways in Europe*. International Council on Clean Transportation (ICCT). <https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/11/ID-55-%E2%80%93EU-HDV-TCO-paper-fact-sheet-A4-50145-v2.pdf>

- IEA. (2020). *Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth*.
https://iea.blob.core.windows.net/assets/03aeb10c-c38c-4d10-bcec-de92e9ab815f/Outlook_for_biogas_and_biomethane.pdf
- ifeu. (2024). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: O45 Welten. Gebäudesektor*. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/20240924_Gebaeudebericht.pdf
- ifeu. (2025, 18. November). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Vorstellung Biomassepotenziale*. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS4_Biomassepotenziale_Hausterminal_final.pdf
- Kielon, K. (4. März 2026). Neues Heizungsgesetz: Woher soll das Biogas kommen? *MDR*.
<https://www.mdr.de/wissen/umwelt-klima/faktencheck-heizungsgesetz-biogas-biomethan-gebaeudemodernisierung-potenzial-gasheizung-100.html>
- Klaas, A.-K., Leibfritz, T. & Walde, M. (2026). *EWI-Kurzanalyse zu den Eckpunkten des Gebäudemodernisierungsgesetzes*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ewi-kurzanalyse-zu-den-eckpunkten-des-gebaeudemodernisierungsgesetzes/>
- Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H. & Müschen, K. (2010). *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*.
https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf
- Kloo, Y., Scholz, A. & Theisen, S. (2023). *Towards a Net-Zero Chemical Industry - a Meta-Analysis of Recent Scenario Studies and Roadmaps: Results from the ongoing research project Green Feed*.
https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8167/file/8167_GreenFeed_Chemical_Industry.pdf
- Kompost und Biogas Verband. (ohne Datum). *Methanerträge*. <https://www.kompost-biogas.info/biogas/die-einsatzstoffe/methanertraege/>
- Kreidelmeyer, S. & Kemmler, A. (2025). *Endverbraucherpreise der Energieträger für die Treibhausgas-Projektionen 2025: Methodik und Daten*. Prognos. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7811>
- Matschoss, P., Pertagnol, J., Klann, U., Zheng, Y., Noll, F., Weiler, K. & Wern, B. (2025). *Zukunftsaussichten der Biogasbranche*. Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES); Fachverband Biogas.
https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/brennpunkte/IZES/20251121_IZES-FvB-Studie_sent.pdf
- Matthes, F. & Brauer, J. (2025). *Wasserstoff-Erzeugungskosten: Determinanten, Stand und Perspektiven*. Öko-Institut; Deloitte. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf
- Mendelevitch, R., Repenning, J., Matthes, F. & Deurer, J. (2024). *Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Rahmendaten* (Publikationen). Öko-Institut; IREES.
https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/projektionsbericht_2024_rahmendatenpapier.pdf
- Quaschnig, V. (2022). *Spezifische Kohlendioxidemissionen verschiedener Brennstoffe*. <https://www.volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/>
- Raming Biogas. (ohne Datum). *Energiefaustformel für Wirtschaftsdünger und Substrate*. <https://raming-biogas.de/2-3-energiefaustformel-fuer-wirtschaftsduenger-und-substrate/>
- Schreiber, J., Göckeler, K. & Hacker, F. (2026). *Akzeptanz von E-Lkw in der Logistikbranche*. Öko-Institut.
<https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Akzeptanz-von-E-Lkw-in-der-Logistikbranche.pdf>
- Schüwer, D., Holtz, G., Espert, V., Warnke, K., Klingen, J., Taubitz, A. & Aydemir, A. (2024). *Dekarbonisierung der industriellen Produktion (Dekarbind)*. Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI.

https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/07_2024_cc_dekarblnd_tb3.pdf

Searle, S., Baldino, C. & Pavlenko, N. (2021). *Biomethane potential and sustainability in Europe 2030 and 2050*. <https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/12/biomethane-potential-europe-FS-jun2021.pdf>

Senkpiel, C., Kaiser, M., Berneiser, Jessica, Kucknat, Johanna, Reuther, T., Thomsen, J., Kost, C., Heinemann, C., Koch, M., Vogel, M., Haller, M., Kim, H., Sandhaas, A. & Hartmann, N. (2025). *Transformationspfade der Industrie: Energiesysteme, Flexibilität und Akteure: Ergebnisbericht des Forschungsprojekts IND-E*. Fraunhofer ISE; Öko-Institut; Institut für Nachhaltige Technische Systeme; Hochschule Offenburg. file:///C:/Users/b.hochscheid/Downloads/Ergebnisbericht_Ind-E.pdf

Siekmann, A. (2. Mai 2023). Alternative zu Erdgas: Mit Biomethan 7 Mio. Haushalte beheizen. *agrarheute.com*. <https://www.agrarheute.com/energie/gas/alternative-erdgas-biomethan-7-mio-haushalte-beheizen-606313>

Sonnen, L., Sökeland, H. & Gatzen, C. (2023). *Was kostet der Wasserstoff der Zukunft?* Frontier Economics. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/dvgw-frontier-h2-preise-und-kosten-factsheet.pdf>

Staudt, E., Colaço, I. & Breer, S. (2023). *"H2-Ready": Die Kostenfalle im Gebäude*. Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND); World Wildlife Fund (WWF). https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energieeffizienz/W%C3%A4rmepumpen/230613_Kostenfalle_H2-Ready_Heizungen.pdf

Stobbe, M., Köhler, B., Heinemann, C., Krieger, S., Nolte, H. & Kost, C. (2025). *Grünes Methan: Auch in Zukunft ein flexibel handel- und transportierbarer Energieträger*. Fraunhofer ISE. <https://www.oeko.de/publikation/gruenes-methan-auch-in-zukunft-ein-flexibel-handel-und-transportierbarer-energetraeger/>

Tagesspiegel Background Energie & Klima (27. Februar 2026). Tagesspiegel Background Energie & Klima vom 27.02.2026. *Tagesspiegel Background Energie & Klima*. <https://background.tagesspiegel.de/newsletter/3ehit80na0euibp4ogkwbv>

TGA+E Fachplaner (1. Februar 2026). 2025 sind Wärmepumpen Markt-führer bei neuen Heizungen. *TGA+E Fachplaner*. <https://www.tga-fachplaner.de/meldungen/heizungswende-2025-sind-waermepumpen-marktfuehrer-bei-neuen-heizungen>

UBA. (2024). *Bioenergie*. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld->

UBA. (2025, 30. Oktober). *Vollzug 38. BImSchV: Anrechnung von Strom für Elektrofahrzeuge*. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr/kraftstoffe-antriebe/vollzug-38-bimschv-anrechnung-von-strom-fuer#hintergrund>