



ANALYSE

Branchenbarometer Biomethan 2023

Impressum

Methodik

Die Datenerhebung wurde mithilfe eines teilstandardisierten Fragebogens durchgeführt. Die Zusammenstellung der Inhalte erfolgte zudem durch Einzelinterviews und Hinzunahme relevanter Publikationen Dritter. Weiterhin erfolgte eine Plausibilisierung der Daten mithilfe eines in anonymisierter Form durchgeführten Abgleichs mit Daten aus dem Biogasregister Deutschland.

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autoren

Toni Reinholz, dena
Klaus Völler, dena

Bildnachweis

Ökobit GmbH

Stand: 7/2023

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

Sämtliche Inhalte wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Die dena übernimmt keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet die dena nicht, sofern ihr nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

Bitte zitieren als:

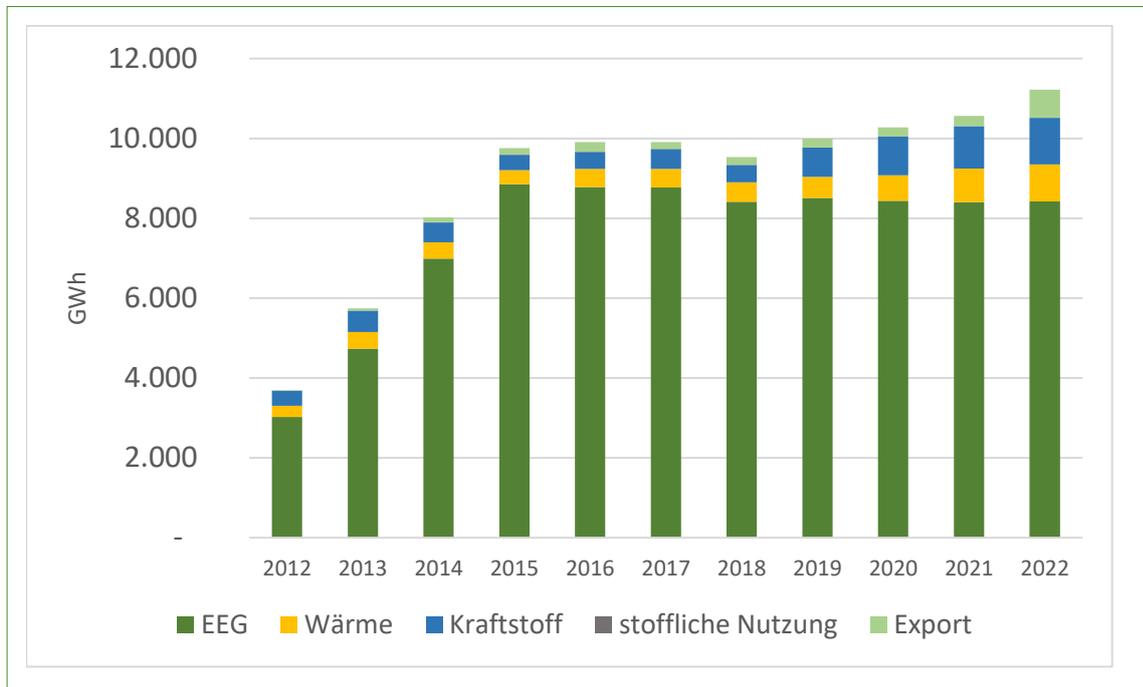
Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2023): „Branchenbarometer Biomethan 2023“

Kernbotschaften

Der Gesamtabsatz von Biomethan hat im Jahr 2022 erstmals die 11-TWh-Marke überschritten. Der Hauptgrund für den Anstieg ist die stetig wachsende Nachfrage im Kraftstoffsektor (+10 Prozent) und für dezentrale Heizungen (+11 Prozent) sowie eine deutliche Erhöhung der Import (+386 Prozent) und Exportaktivitäten (+ 271 Prozent), wobei sich das Volumen im Bereich des internationalen Handels im Vorjahr auf sehr niedrigem Niveau befand. Die Nachfrage für die Nutzung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen stagniert hingegen auf einem hohen Niveau im Vergleich zur Gesamtproduktionsmenge.

Neben den internationalen Handelsaktivitäten hat auch das gesamte Handelsvolumen mit 6 Prozent deutlich zugenommen. Dies liegt zum einen daran, dass die Nachfrage nach Biomethan im Zuge der Energiekrise mit steigenden Erdgaspreisen insgesamt gestiegen ist. Zum anderen hat sich die Anzahl der Länder, aus denen Biomethan bezogen werden kann, weiter erhöht (bspw. Polen, Tschechien, Frankreich, Spanien). Aufgrund uneinheitlicher Nachhaltigkeitsvorgaben zwischen EU-Mitgliedsländern und der damit einhergehenden administrativen Aufwände bleibt der internationale Handel jedoch hinter seinem Potential zurück.

Die Stimmung der Biomethanbranche hat sich gegenüber den Vorjahren deutlich erholt und war so gut wie nie. Ausschlaggebend für das Allzeithoch ist die stetige Positiv-Entwicklung im Kraftstoff- und Wärme- markt sowie die steigenden internationalen Handelsaktivitäten. Aufgrund des perspektivischen Anstiegs der CO₂-Bepreisung im Zuge des Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) nimmt die Wettbewerbsfähigkeit von Biomethan gegenüber Erdgas perspektivisch weiter zu.



1 Hintergrund: die Biogaspartnerschaft

Die dena Biogaspartnerschaft vereint Marktakteure der gesamten Wertschöpfungskette der Biogaseinspeisung und unterstützt ihre Aktivitäten zur Marktgestaltung. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) übernimmt die Rolle der Moderatorin und stellt eine Plattform für den koordinierten Wissens- und Erfahrungsaustausch bereit sowie für die nationale und internationale Informationsbeschaffung und -aufbereitung. Damit leistet die Biogaspartnerschaft einen Beitrag zur beschleunigten Defossilisierung aller Energieverbrauchssektoren und so zum Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung. Am Projekt „Biogaspartner“ nehmen die wichtigsten Partner der Branche aus Landwirtschaft, Anlagenbau, Energiewirtschaft und Wissenschaft teil.

Die Umfrage zum „Branchenbarometer Biomethan“ führt die dena seit 2012 durch. Die Ergebnisse werden jährlich veröffentlicht und bieten Datenerhebungen, Einschätzungen, Meinungen und Prognosen der Branchenakteure zu Entwicklungen, Chancen und Herausforderungen des Biomethanmarktes. Die Zusammenstellung erfolgt mithilfe eines Fragebogens und durch Einzelinterviews sowie den Einbezug der Daten aus dem Biogasregister Deutschland und relevanter Publikationen Dritter.

Das Branchenbarometer stellt ein vertieftes Monitoring der Marktentwicklung von Biomethan dar und ergänzt es um nationale und internationale Trends, Fakten und Stimmungen in der Branche.

Teilnehmer

An der Umfrage nahmen Vertreterinnen und Vertreter von 23 deutschen und europäischen Unternehmen der Biomethanbranche teil. Die Beantwortung der Fragen war freiwillig. Es gab keine Pflichtfragen. Die Umfrage wurde mittels Online-Umfragetool durchgeführt. Der Link zur Umfrage wurde relevanten Unternehmen per E-Mail direkt zugeschickt. Die Umfrage lief vom 15. März bis zum 30. Mai 2023.

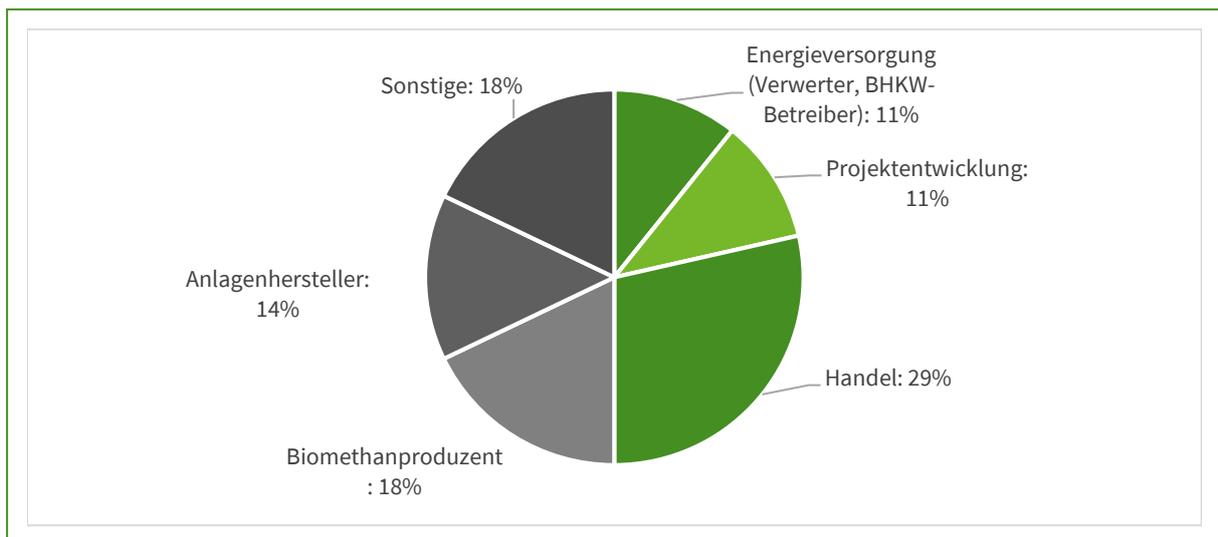


Abbildung 1: An der Umfrage teilnehmende Unternehmen nach Biomethan-Wertschöpfungskette [Mehrfachantworten möglich]

2 Status quo Biomethaneinspeisung Deutschland

Biomethananlagen in Betrieb

Seit den Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen im EEG und BEHG sowie der THG-Quote in den Jahren 2020 und 2021, hat sich das generelle Marktumfeld für Biomethan verbessert. Dazu beigetragen haben auch die allgemeinen Preissteigerungen bei Erdgas, wodurch auch für Biomethan wieder auskömmliche Preise erzielt werden können, was in den Jahren vor 2021 für Neukontrakte nur schwer zu realisieren war. Mit der steigenden Biomethannachfrage hat auch die Planungsaktivität im Vergleich zu vorherigen Jahren deutlich zugenommen. Aktuell ist die Rede von bis zu 100 Netzanschlussbegehren, deren Umsetzung laut Befragung auch sehr wahrscheinlich ist (Median 7,5 bei einer Skala von 0 (unwahrscheinlich) bis 10 (sehr wahrscheinlich)).

Als Treiber des Anlagenbaus wurde das EEG (20% der Antworten) vom Kraftstoffmarkt (40% der Antworten) und dem generell hohen Marktpreis für Gas (30% der Antworten) abgelöst. Wärmemarkt, Emissionshandel und stoffliche Nutzung spielen mit unter 10% der Antworten dagegen keine treibende Rolle.

Allerdings hemmen lange Genehmigungs- und Anschlussverfahren die Umsetzung. Laut Befragung dauert der Netzanschluss neuer Biomethananlagen von der ersten Anfrage bis zur Fertigstellung in der Regel zwei bis drei Jahre. Besonders die Lieferzeiten von Verdichtern von derzeit rund anderthalb Jahren und die verfügbare Planungskapazität bei den Netzbetreibern bremsen die Umsetzung von Netzanschlüssen. Hinzu kommen Genehmigungsdauern bei BImSchG-Genehmigungen von durchschnittlich 15 Monaten für Neubauprojekte und rund 8 Monaten bei Erweiterung der Genehmigung für bestehende Projekte. Zudem stellt sich die langfristige Substratbeschaffung bei den im Verlauf der Ukraine-Krise volatilen Rohstoffpreisen mitunter schwierig dar, was Investitionsentscheidungen immer wieder hemmt.

Daher kam in 2022 lediglich eine Anlage hinzu. Für 2023 sind es nach bisherigem Kenntnisstand voraussichtlich weitere drei Anlagen.



Abbildung 2: Anzahl und Einspeisekapazität von Biogasaufbereitungsanlagen 2006 bis 2021 (Stand Mai 2021, dena)

Das Einspeisevolumen von Biomethan ist gegenüber dem Vorjahr nur leicht gestiegen, obwohl die Marktnachfrage stark zugenommen hat und auch höhere Preise zu erzielen waren. Die Gründe dafür, warum die Biomethaneinspeisung nicht stärker gestiegen ist, sind vielfältig. So könnten eine Vielzahl von Anlagen zwar mehr Biomethan produzieren, allerdings sind sie aufgrund der Vorgaben zum Technologie- und Gasaufbereitungsbonus gemäß EEG gedeckelt, da sonst eine geringere Vergütung bei der Verstromung des Biomethans drohen und dies wirtschaftlich keinen Sinn ergeben würde. Für Anlagen kann es aber auch aufgrund der bestehenden Abnahmeverträge und der darin vereinbarten Preise nicht attraktiv sein, mehr Biomethan zu produzieren. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn in den Verträgen keine Gleitklauseln für steigende Produktionskosten vereinbart wurden. Zudem war es mitunter attraktiver das erzeugte Biogas aufgrund der hohen Strommarktpreise direkt zu verstromen, anstatt es zu Biomethan aufzubereiten. Deutliche Signale zur Steigerung der Produktion von Biomethan kamen in jedem Fall aus dem Kraftstoffbereich mit der Möglichkeit von sehr hohen Erlösen. Die verschiedenen Aspekte führen in Summe zu keinem allgemeinen Trend über alle Biomethanerzeugungsanlagen hinweg. So verzeichnete rund die Hälfte der Anlagen sogar einen Rückgang ihrer Einspeiseleistung um durchschnittlich 10% im Vergleich zum Vorjahr, was durchaus in einem normalen Schwankungsintervall liegt. Die andere Hälfte konnte ihre Einspeiseleistung allerdings im Mittel um ca. 20% steigern, was dann in Summe zu einer Erhöhung der Einspeiseleistung führte. Dies ist auch an den gestiegenen durchschnittlichen Volllaststunden zu erkennen.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Einspeisevolumen in GWh	7.485	8.788	9.690	10.220	10.410	10.167	10.285	10.395	10.580
Ø Volllast-Stunden	7.045	7.390	7.658	7.757	7.707	7.458	7.418	7.260	7.413

Tabelle 1: Einspeisevolumen und durchschnittliche Volllaststunden deutscher Biomethananlagen (Stand Mai 2023, dena)

Planungs- und Bauaktivitäten

Die Planungs- und Bauaktivitäten lagen 2022 wie in den Vorjahren gleichbleibend auf niedrigem Niveau. Aktuell sind drei Aufbereitungsanlagen bestätigt in Bau oder Planung, die noch in 2023 in Betrieb genommen werden sollen. Einige Projekte wurden aufgrund der Neuauslegung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) durch die Bundesnetzagentur zur Kostenaufteilung des Netzanschlusses zunächst auf Eis gelegt oder sogar ganz abgesagt. Die Regelung sieht vor, dass die Kosten für die ersten 10 Kilometer Verbindungsleitung von der Biogasanlage bis zum Gasnetz ohne Deckelung im Verhältnis 25% zu 75% zwischen Anlagenbetreiber und Gasnetzbetreiber aufzuteilen sind. Zuvor war es gängige Praxis, dass die Kosten für den Anlagenbetreiber für den ersten Kilometer auf 250.000 Euro gedeckelt waren. Diese Umstellung führte in der Regel zu einer signifikanten Kostensteigerung bei Anlagenbetreibern und machte so eine Neubewertung der Projekte notwendig. Insbesondere Anlagen mit hohem oder ausschließlichem Einsatz von Gülle sowie Abfall- und Reststoffen, für die auch der Geschäftsausblick deutlich positiver ist, sind aktuell in Planung. Derzeitiger Treiber hierfür ist vor allem die steigende Nachfrage aus dem Kraftstoffbereich. Mit einer Umsetzungszeit von durchschnittlich drei Jahren werden diese zusätzlich geplanten Anlagen allerdings wahrscheinlich erst ab 2024 in Betrieb gehen. Hintergrund der langen Umsetzungszeiten sind unter anderem langwierige Genehmigungsverfahren, Fristen bei der Netzanschlussrealisierung durch den Netzbetreiber sowie lange Wartezeiten bei der Beschaffung von Anlagenkomponenten. Für viele Vorhaben steht noch eine finale Investitionsentscheidung aus, auch wenn konkrete Voranfragen bzw. Netzanschlussbegehren existieren. Perspektivisch sollte die Planungs- und Bauaktivität aber im nächsten Jahr deutlich zunehmen, geht man von den bestehenden Netzanschlussbegehren aus

3 Entwicklung Einsatzstoffe

Sowohl die vergleichbar gute Maisernte in 2021, als auch die stark gestiegene Nachfrage nach Biomethan aus Gülle im Kraftstoffmarkt, schlagen sich deutlich in der Veränderung des Stoffeinsatzes zur Produktion von Biomethan nieder. Die Produktion von Biomethan aus Gülle konnte um 400 GWh gesteigert werden und erhöht den energiebezogenen Anteil damit um 4,5 Prozentpunkte. Die Steigerung konnte hier vorrangig bei einzelnen Anlagen beobachtet werden, die den Gülleinsatz deutlich erhöhen konnten, meist ohne maßgebliche Reduktion der anderen Einsatzstoffmengen. Damit hat sich in 2022 der Einsatz von Mais leicht und der von Gülle merklich erhöht, während die Menge an Abfall- und Reststoffen leicht steigend, die von sonstigen nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) sogar sinkend war.

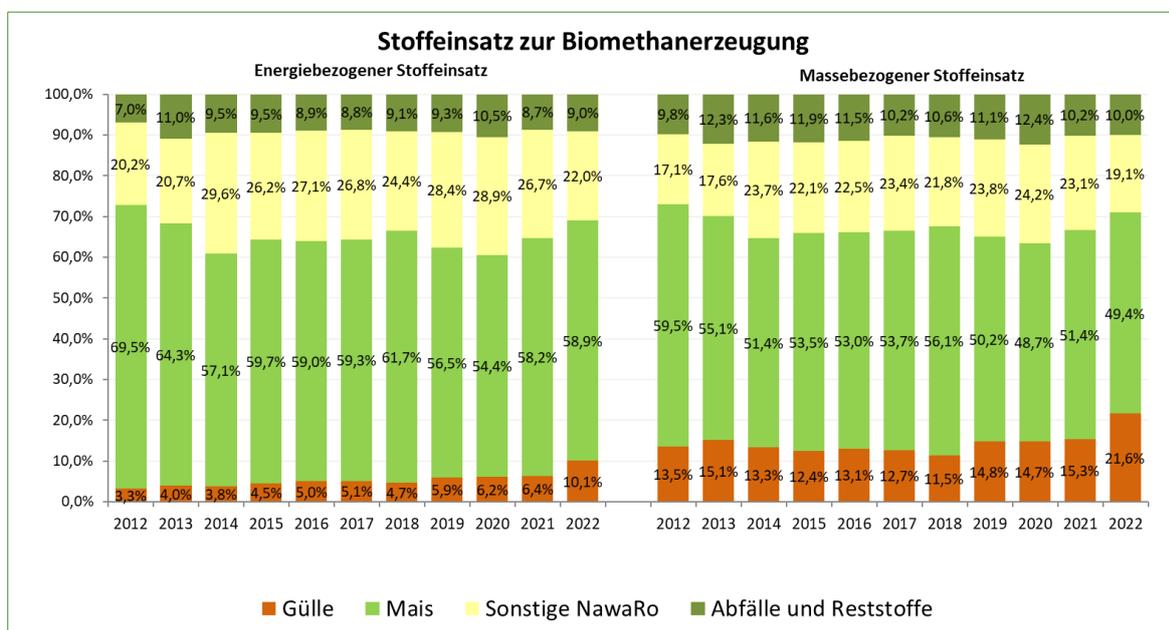


Abbildung 3: Entwicklung des energie- und massebezogenen Stoffeinsatzes zur Biomethanherzeugung n₂₀₂₂=180 (Stand Juni 2023, dena)

Da aber die Anzahl der erfassten Anlagen über die Jahre auch unterschiedlich ist, könnte es hier zu verfälschten Ergebnissen kommen. Beispielsweise wurden 2021 die Einsatzstoffe von 165 Anlagen erfasst, 2022 jedoch von 180.

Betrachtet man lediglich die in beiden Jahren vollständig erfassten Anlagen (143), blieb massebezogen der Maiseinsatz auf absolut gleichbleibendem Niveau, sonstige NawaRo sanken um 6 %, der Gülleinsatz stieg um 39 % und der Einsatz von Abfällen und Reststoffen sank mengenbezogen um 12 %.

4 Beurteilung der allgemeinen Geschäftslage im In- und Ausland

Geschäftslage im Inland

Die in der letzten Befragung in 2022 festgestellte deutliche Erholung setzt sich auch in 2023 weiter fort. Eine wachsende Nachfrage und gestiegene Verkaufspreise haben die Geschäftslage sowohl im Handel als auch im Anlagenbau deutlich verbessert und zu einem neuen Allzeithoch der **kurzfristigen Geschäftslage** (+1 Jahr) im Biomethanmarkt geführt. Bei den Endnutzern (beispielsweise BHKW Betreibern) ist dieses Hoch allerdings noch nicht angekommen. Aufgrund der hohen Nachfrage ist das Marktangebot deutlich beschränkt und neue Bezugsverträge sind kaum zu realisieren. Ein Anlagenneubau könnte auch in diesem Bereich die Geschäftslage deutlich verbessern.

Daher ist auch die **langfristige Geschäftslage** (+5 Jahre) nach Einschätzung der Marktakteure zunächst gleichbleibend gut. Ob sich die aktuellen Impulse auch in ein nachhaltiges Marktwachstum umsetzen lassen hängt von der Stabilität der Energiepreise und der Schaffung verlässlicher politischer Rahmenbedingungen ab. Insbesondere die unsteten Diskussionen zur nachhaltigen Nutzung bestimmter Einsatzstoffe zur Erzeugung der Bioenergie und zu ihren Anwendungsbereichen haben bisher nur zu gestiegenen technologischen und dokumentatorischen Anforderungen geführt. Ein eindeutiger Zielpfad für Biomethan kann daraus bisher nicht abgeleitet werden.

Geschäftslage im Ausland

Sowohl kurz- als auch langfristig wird die Marktlage im Ausland als gut wahrgenommen und hat sich gegenüber den Vorjahren noch einmal leicht verbessert. Es sind vor allem Anlagenbau und Projektentwicklung die in Europa, aber auch darüber hinaus, ein gutes Geschäftsumfeld vorfinden. Auch der Handel findet immer häufiger Gelegenheiten Handelsgeschäfte im europäischen Kontext umzusetzen.

Perspektivisch könnte der europäische Markt weiterhin stark wachsen, da in verschiedenen Ländern stabilere Biomethanmärkte entstehen und die Entwicklung durch europäische Maßnahmen wie die RED III (Renewable Energy Directive) und das REPowerEU Paket flankiert werden.

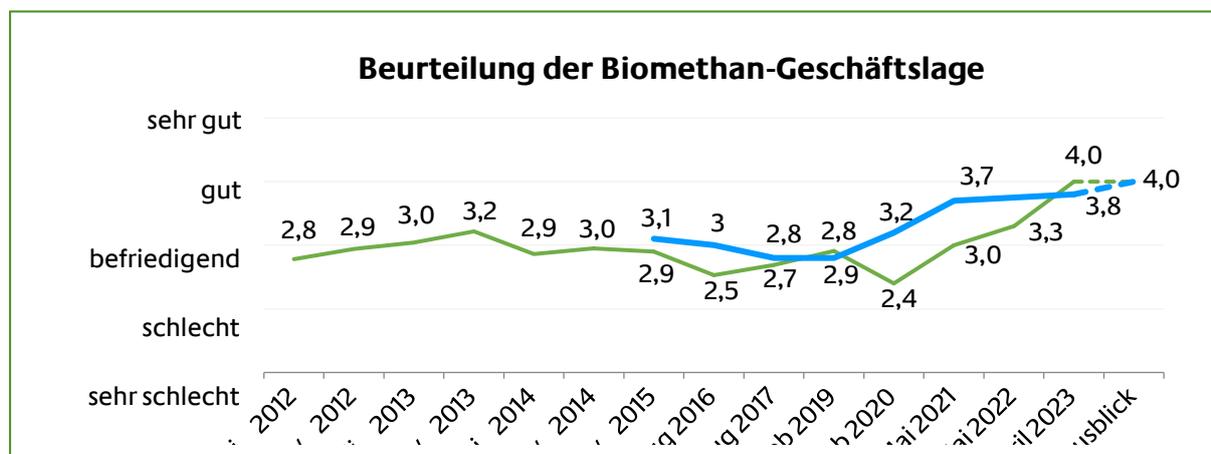


Abbildung 4: Beurteilung der Biomethan-Geschäftslage 2012 bis 2023 (Stand Juni 2023, dena)

5 Preisgestaltung und -entwicklung

Bereits 2021 wurde die Versorgungssicherheit Deutschlands durch damals vorrangig russisches Gas in Frage gestellt und spätestens mit dem Beginn des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine Anfang 2022 wurden diese Zweifel bittere Realität, was in einem sprunghaften Anstieg der Erdgaspreise resultierte. Dies führte in Hochpreiszzeiten dazu, dass Bezieher von Biomethan von ihren vertraglich gesicherten Flexibilitäten und Bezugspreisen für Biomethan Gebrauch machten um einen kurzfristig teuren Einkauf von Erdgas zu vermeiden oder durch Weiterverkauf des Biomethans an der Börse zusätzliche Erlöse zu erzielen.

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen berichteten 100% der Befragten daher in allen Bereichen von steigenden Preisen in 2022 im Vergleich zum Vorjahr und – dem allgemeinen Trend der Energiepreise folgend – von einer erwarteten Erholung der Preise in 2023. Lediglich bei güllebasiertem Biomethan wird nur teilweise von einem Rückgang ausgegangen, da eine hohe Nachfrage und hohe Quotenpreise im Kraftstoffbereich hier zu sehr hohen Handelspreisen geführt haben.

	2021	→	2022		2022	→	2023
Preisentwicklung	↗	→	↘		↗	→	↘
NawaRo (n=20)	100%	0%	0%	0%	25%	75%	
Gülle (n=13)	100%	0%	0%	0%	50%	50%	
Abfall und Reststoffe (n=19)	100%	0%	0%	0%	17%	83%	

Tabelle 2: Einschätzung der Preisentwicklung 2021 zu 2022 und voraussichtliche Preisentwicklung 2022 zu 2023 für Biomethan nach Haupteinsatzstoffen (Stand Juni 2023, dena)

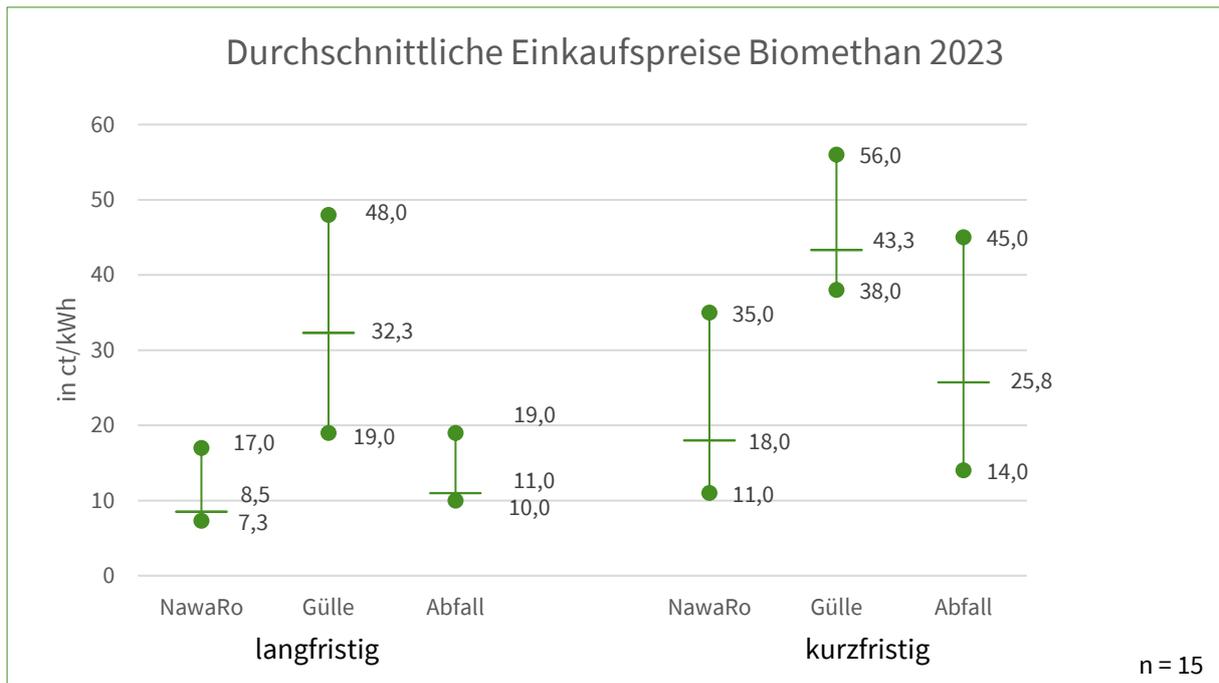


Abbildung 5: Durchschnittliche, höchste und niedrigste Biomethanpreise nach Haupteinsatzstoff (Stand Juni 2023, dena)

Besonders bei kurzfristigen Belieferungen ist eine hohe Bandbreite an Preisen über alle Kategorien zu beobachten. Dies könnte einerseits als Knappheitssignal andererseits als Risikoaufschlag des Marktes aufgrund besonders volatiler Preise interpretiert werden. Nach Aussage der Befragten trägt beides zur Preisgestaltung bei.

Auch langfristig werden vereinzelt besonders stark vom Durchschnitt abweichende Preise berichtet, sodass es selbst bei Beruhigung der Energiepreise zu dauerhaft hohen Preisniveaus bei Neuabschlüssen kommen könnte. Die Vermutung liegt nahe, dass aufgrund der hohen Nachfrage in 2022 kaum mehr ungebundene Mengen im Markt verfügbar und daher Neuverträge nur schwer zu bedienen sind. Bestehende längerfristige Verträge dürften dagegen die niedrigen Biomethanpreise der vergangenen Jahre zur Grundlage haben und für die Käufer daher von enormem wirtschaftlichen Wert sein. Für die Verkäufer ist es in diesen Fällen mitunter schwierig die Mehrkosten aus der Energiepreiskrise entsprechend an die Abnehmer weitergeben zu können, wodurch sie sogar wirtschaftlich unter Druck geraten. Ohne zusätzliches Angebot könnten die Preise daher mittelfristig auf hohem Niveau verbleiben. Dies dürfte insbesondere für die Beschaffung von Mengen für neue EEG-BHKW zu einem unwirtschaftlichen Marktumfeld führen, da das hierfür benötigte Biomethan über eine Qualität verfügen muss, die gleichzeitig stark im Kraftstoffmarkt bei weitaus höheren Erlösmöglichkeiten nachgefragt wird.

Als Herausforderung in Bezug auf die allgemeine Preisentwicklung ist insbesondere die kurzfristige Beschaffung von fehlenden Mengen für längerfristige Verträge auf der Abnehmerseite zu bewerten, was in der Vergangenheit durchaus in einem größeren Umfang praktiziert wurde und nun einer Neustrukturierung bedarf. Vor allem Biomethan-BHKW mit fixer EEG-Vergütung können größere Preissprünge nur bedingt abfedern. Es ist zudem festzuhalten, dass sich die Handelspreise stärker als die Produktionskosten entwickelt haben. Vor allem für den Kraftstoffbereich haben sie sich entkoppelt.

6 Status quo und Ausblick der Biomethanverwendung

Die Gesamtabsatzmengen haben 2022 erstmals die 11 TWh Marke überschritten, was der anhaltend stark wachsenden Nachfrage im Kraftstoffmarkt und der weiterhin kontinuierlich wachsenden Nachfrage im Wärmesektor zu verdanken ist. Die Verwendung lag rund 600 GWh über der Jahreseinspeisung.

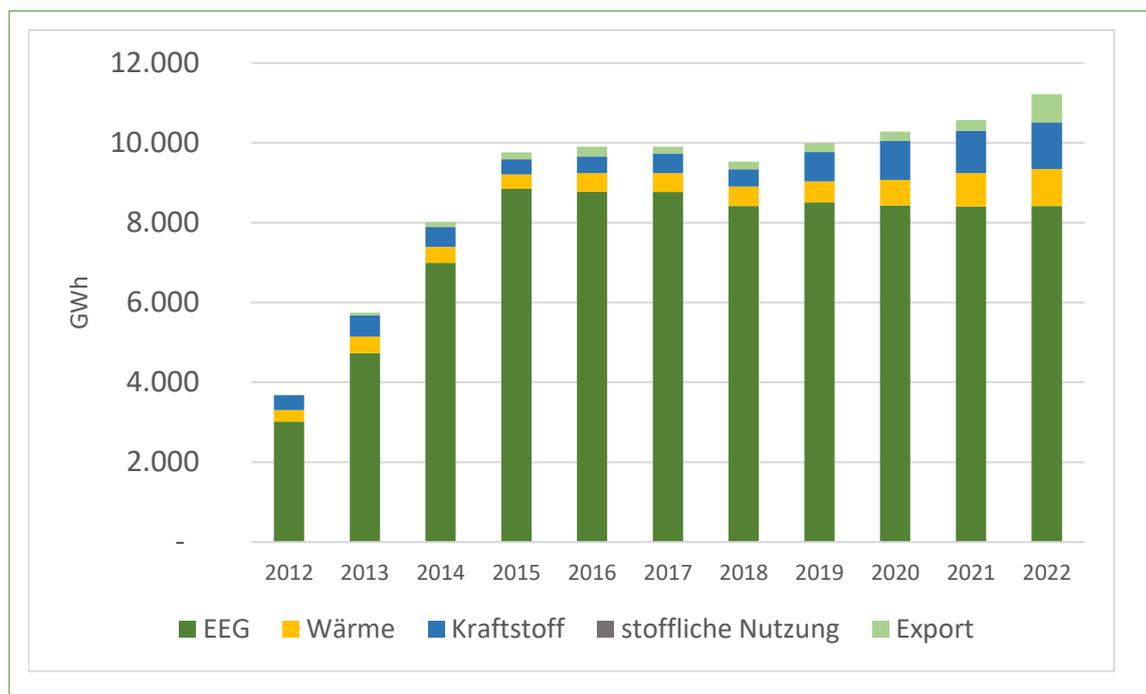


Abbildung 6: Vermarktung von Biomethan für unterschiedliche Anwendungsbereiche 2012 bis 2022 (in GWh_{H₂}) (Stand Juni 2023, dena)

Biomethan im Stromsektor - EEG

Bereits bei der letzten Befragung im Juni 2021 fielen die Rückmeldungen zum wahrscheinlichen Erfolg oder Misserfolg der damals neu eingeführten Biomethanausschreibung gemischt aus. 60% der Befragten konnten sich aufgrund der komplexen einschränkenden Regelungen und mangelnder Erfahrung mit solch hochflexiblen Konzepten noch kein abschließendes Urteil bilden. Die erste Ausschreibung im Dezember 2021 war zunächst ein scheinbarer Erfolg. 148 MW der ausgeschriebenen 150 MW konnten erfolgreich bezuschlagt werden. Sie setzen sich aus 21 einzelnen Anlagen zusammen. Nach eigener Recherche handelt es sich bei den meisten (potenziellen) Anlagen um Erweiterungen an größeren Wärmeversorgungsnetzen.

Allerdings betrafen 19 der 21 Gebote Anlagen im Norden Deutschlands, spezifisch außerhalb der Südregion, auf die die Ausschreibung 2021 noch nicht beschränkt war. Wäre diese Beschränkung wie von der Bundesregierung ursprünglich geplant, bereits von der EU Kommission bestätigt und in Kraft gewesen, hätten also lediglich zwei Anlagen bezuschlagt werden können. Zudem war das Antragsverfahren dahingehend noch einfacher, als dass man für die Anlage noch keine Genehmigung vorweisen musste.

Aufgrund der bereits beschriebenen (energie-)politischen Lage wurde das EEG im Mai 2022 erneut angepasst und ein großer Teil der ursprünglich für die Biomasseausschreibung vorgesehenen Kapazität auf die Biomethanausschreibung umgeplant. 600 MW gesicherte Kapazität sollten zukünftig jährlich aus Biomethan bereitgestellt werden. Mit einer weiteren Absenkung der Volllaststundenzahl von 1.314 Stunden auf 876 Stunden sollten sie, nun begrenzt auf die Südregion, die Gaskraftwerksstruktur ergänzen – die aufgrund der unübersichtlichen Versorgungslage bei Erdgas nicht verlässlich zu betreiben erscheint – und zur Stabilisierung des Netzes beitragen. Damit würde der theoretische Bedarf an Biomethan für BHKW von derzeit rund 9 TWh auf 16 TWh steigen.

Auch wurde die Obergrenze von 20 MW pro Anlage aufgehoben und der Flexibilitätsbonus angehoben. Bei allgemein steigenden Kosten für die Erzeugung von Biomethan sollte der Gebotshöchstwert allerdings weiterhin 19,31 ct/kWh betragen.

Absehbar nahmen an dem Ausschreibungstermin im Oktober 2022 lediglich zwei 2 Anlagen teil, im April 2023 dann keine einzige Anlage mehr. Als Gründe für die niedrige Beteiligung gaben die Befragten mehrheitlich hohe Rohstoff- und Biomethanpreise als größte Hemmnisse an. Auch die schwer kalkulierbare Erlösseite stellt laut Befragung ein Hindernis dar. Zudem ist aufgrund der Genehmigungsdauer die Projektplanungszeit zu lang. Kein Problem stellt hingegen die Finanzierung der Projekte beispielsweise durch Banken dar.

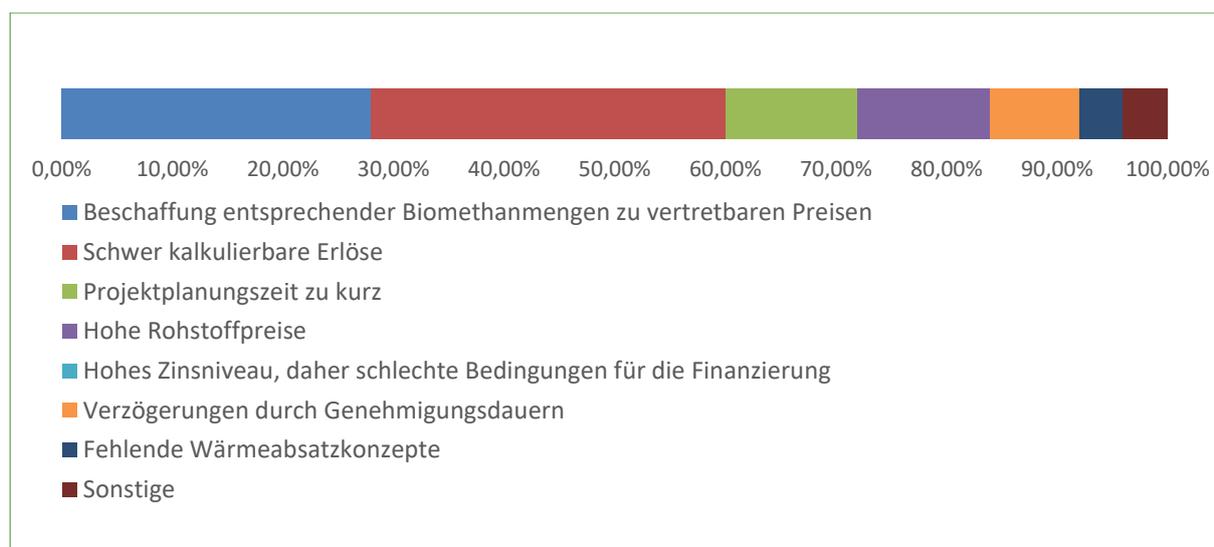


Abbildung 7: Ergebnisse Befragung zur EEG-Ausschreibung

Die erneute Absenkung des Maisdeckels auf 35% bzw. 30% in 2026 wurde von der überwiegenden Mehrheit der Befragten als negativ bewertet, vorrangig, weil sie die Produktionskosten erhöht und die am Markt verfügbare Biomethanmenge einschränkt.

Zusammenfassend ist der aktuelle Rahmen des EEG nicht ausreichend dafür, eine Entwicklung auf Grundlage von Biomethan zu unterstützen. Aufgrund der Einschränkungen ist derzeit eine teilweise Beimischung von Biomethan in Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) beispielsweise zur Senkung der Primärenergiefaktoren in Wärmenetzen attraktiver.

Damit steht der Ausbaupfad für Biomethananlagen derzeit stark in Frage. Ob und wie die nötigen und avisierten Kapazitäten aufgebaut werden können, bedarf weiterer Analysen. Mit dem Verfehlen der Ausbauziele fehlt dem Stromnetz dringend benötigte Flexibilität (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. 2021).

Nachhaltigkeitsanforderungen

Mit der RED II werden die Nachhaltigkeitsanforderungen, wie sie bisher für Biokraftstoffe gelten, auf andere Energienutzungen ausgeweitet. Besonders betroffen sind davon Biomethan-BHKW ab 2 MW Feuerungswärmeleistung. Planungen der EU-Kommission sehen auch die Einbeziehung bestehender Einspeiseanlagen ab 200 m³/h vor. Aber für Biomethanmengen im ETS (Emissions Trading System) ist der Nachweis der Einhaltung der Nachhaltigkeit seit 2022 Pflicht, ebenso im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) ab 2023, wenn durch die Nutzung von Biomasse fossile Emissionen vermieden werden sollen. Dies bedeutet für viele Betreiber von Biomethanerzeugungsanlagen, von denen die Nachhaltigkeitsnachweise letztlich erstellt werden müssen, neue und umfangreiche Dokumentationspflichten.

Nachdem durch die erfolgten Zertifizierungen und Nachweispflichten in 2022 bereits erste Erfahrungen gesammelt werden konnten, fällt die Beurteilung der Umsetzung gemischt aus. Gefragt, ob den Teilnehmer die Umsetzung gelungen ist, antworteten ebenso viele mit Ja, wie mit Nein. Besonders der Aufwand für die Zertifizierung stellt ein Problem dar. Weiterhin bestehen auch viele Unklarheiten bei der Abwicklung, insbesondere bei der Pflege der Daten in verschiedenen Nachweissystemen die nur schlecht aufeinander abgestimmt sind. Die Probleme werden sich nach Angaben der Befragten daher auch nicht mit wachsender Erfahrung auflösen, sondern es bedarf einer Vereinheitlichung und Klarstellung durch Gesetzes- und Verordnungsgeber.

Beispielsweise müsste derzeit bei Belieferung eines EEG-BHKW ein Nachhaltigkeitsnachweis (NNw) durch den Lieferanten des Biomethans in Nabisy an die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) übergeben werden, um von der BEHG Abgabe befreit zu werden, und ein NNw und zum Beispiel ein Biogasregister-Auszug zur Bestätigung der EEG-Kriterien müssten an den BHKW Betreiber gehen, der beides zur Erlangung der EEG-Vergütung an den Netzbetreiber geben muss. Dabei kommt es nicht nur aufgrund der verschiedenen Funktionsweisen der Nachweissysteme, sondern auch wegen unterschiedlicher Bilanzierungsgrundlagen zu einer uneinheitlichen Aufteilung der Einsatzstoffe und damit zu Ungereimtheiten in der Nachweisführung. Dies stellt insbesondere Händler vor große Herausforderungen im Management der Portfolios.

Mit der Revision der RED II werden sich die Anforderungen an die Treibhausgaseinsparungen nochmals erhöhen. Zukünftig müssen auch Bestands-BHKW $\leq 10 \text{ MW}_{\text{FWL}}$ die THG-Einsparungen von 80 % einhalten, wenn sie älter als 15 Jahre sind, allerdings frühestens ab 01. Januar 2026. Fraglich ist in diesem Zusammenhang, ob sich die bestehenden Biomethanerzeugungsanlagen, die hauptsächlich nachwachsende Rohstoffe zur Produktion verwenden, auf diese Vorgaben werden einstellen können. Für neue Anlagen (ab 01. Januar 2021) gilt eine THG-Einsparung von 70%, nach 15 Jahren dann 80%. Dies ist bereits mit dem EEG 2021 größtenteils umgesetzt worden. Allerdings müssen sich Biomethanerzeugungsanlagen im Bestand auch hierauf einstellen, möchten sie weitere Absatzmöglichkeiten erschließen.

Kraftstoff

Der Kraftstoffsektor hat in den vergangenen Jahren einen enormen Nachfrageschub erlebt. Getrieben durch hohe Pönale und ein eingeschränktes Angebot an fortschrittlichen Kraftstoffen erfährt abfall- und güllestämmiges Biomethan mit hoher THG-Einsparung eine starke Nachfrage. Die dabei entstandene Zahlungsbereitschaft der vergangenen zwei Jahren hat eine Lenkungswirkung entfaltet, die Biomethanmengen aus anderen Märkten abgezogen hat. Dies betrifft bisher den Wärmemarkt, aber auch Biomethan aus Gülle, die bisher insbesondere im EEG 2012 zum Einsatz gekommen ist.

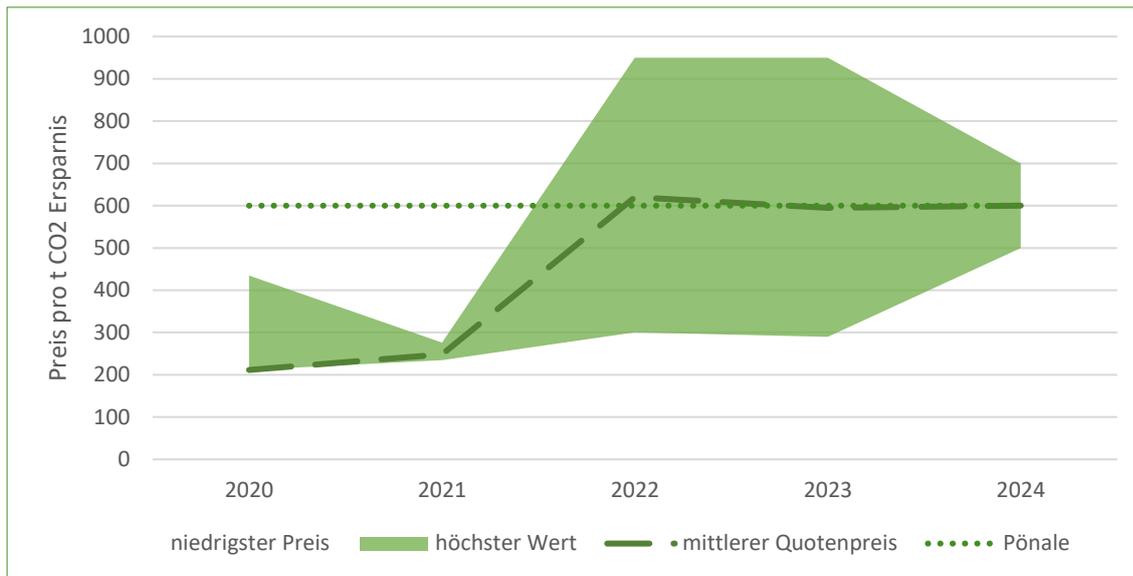


Abbildung 8: Gemeldete mittlere Quotenpreise und Preisspanne 2020 bis 2024

Für 2022 wurden besonders hohe Quotenpreise gemeldet, die sich auch in den folgenden Jahren nach Meinung der Befragten nicht zurückentwickeln werden. Faktisch hat sich der Quotenpreis auf die fällige Pönale bei Nichterfüllung eingependelt. Teilweise werden auch höhere Preise gezahlt, dies aber wohl eher nicht dauerhaft und in großem Maße. Eine weitere Entwicklung von Biomethan im Kraftstoffsektor wird sowohl im CNG- als auch im LNG-Einsatz gesehen. Während der CNG Einsatz in PKws deutlich rückläufig ist, sind CNG-LKws und insbesondere LNG-LKws weiterhin hoch im Kurs. Bis 31. Dezember 2023 sind CNG- und LNG-LKws von der Maut befreit. Nach Anpassung der Mautregelungen fallen sie zumindest noch in bessere Schadstoff- und Lärmklassen als das Diesel-Äquivalent. Über die THG-Quote bietet sich auch die Möglichkeit Kraftstoff zu geringeren Kosten gegenüber Diesel an der Tankstelle anzubieten, womit sich weiterhin ein attraktiver Business-Case für Flottenbesitzer ergeben könnte. Aktuell wird darüber hinaus eine Steuerentlastung für biogene Kraftstoffe diskutiert, bei der eine Entlastung um 90% bei der Energiesteuer im Falle des Einsatzes von Biomethan als fortschrittlichem Kraftstoff vorgesehen ist. Eine solche Entlastung dürfen Mitgliedstaaten laut den Regelungen der RED vornehmen.

Unter diesen Umständen könnte die LNG-Mobilität einen kontinuierlichen Ausbau erfahren und mit ihr die Nutzung von Biomethan. Dass die Branche auf diese Entwicklung setzt, zeigt sich auch in der Anlagenplanung und einer deutlich gestiegenen Anzahl an Netzanschlussbegehren für Verflüssigungsanlagen zum Anschluss an die Übertragungsnetzbetreiber. Auf die Frage, welche aktuellen Entwicklungen den Anlagenbau antreiben würden, gaben ausnahmslos alle Teilnehmer den Kraftstoffsektor an.

Doch diese Entwicklung birgt für die Branche auch gewisse Risiken. Die aktuell hohen Quotenpreise führen zu starken Verzerrungen auf der Rohstoffseite, vor allem bei den besonders vorteilhaft angerechneten Gütermengen. Auch ist noch nicht absehbar, ob sich die Entwicklung der LNG Kraftfahrzeuge tatsächlich darstellt wie angenommen und selbst wenn, ob sich für Biomethan die Anrechnungsregelungen nicht eventuell im Laufe der nächsten Jahre ändern, beispielsweise durch Wegfall der Doppelanrechnung fortschrittlicher Kraftstoffe.

Ein weiterer Faktor ist die Anrechnung von Biomethan aus dem Ausland. War dessen Anrechnung bisher auf Basis einer internen Dienstvorschrift des für die Anrechnung zuständigen Hauptzollamtes nicht durchsetzbar,

stünde diese Praxis mit der Einführung der Unionsdatenbank auf europäischer Ebene in Frage. Nun ist das Finanzgericht Berlin-Brandenburg kürzlich bereits zur gleichen Fragestellung zu dem Ergebnis gekommen (1 K 1168/20), dass importiertes Biomethan ohnehin nicht auf Grundlage dieser Dienstvorschrift abgelehnt werden kann, weil dies gegen die Warenverkehrsfreiheit innerhalb der EU verstößt¹. Danach könnten zukünftig importierte Mengen unter bestimmten Umständen in Verkehr gebracht und angerechnet werden und stellen eine große Konkurrenz zu in Deutschland produzierten Kraftstoffmengen dar.

Wärmemarkt

Der Wärmemarkt sah sich vor allem durch stark schwankende Bezugspreise von Energieträgern in allen Sektoren großen Verwerfungen ausgesetzt. Begleitet von starken Unsicherheiten, Knappheitssignalen und unklaren politischen Hilfsinstrumenten wurde die Heizperiode 2022/2023 im Rückblick jedoch ohne größere Probleme überwunden. Dies lag nicht zuletzt sowohl an massiven Einsparungen von Haushalts- und Gewerbetreibenden größtenteils bei Heizenergie, sowie der Industrie bei Prozess- und Heizwärme, als auch an der stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie. In Summe lag der Verbrauch von Erdgas in 2022 um 17,6 % niedriger als im Vorjahr².

Nicht zuletzt als Lehre aus dieser Heizperiode wurde im April eine erneute, umfangreiche Novellierung des GEG erarbeitet, deren Ausgestaltung stark an der Abkehr von fossilen Energieträgern und der Einschränkung gasförmiger erneuerbarer Energieträger ausgerichtet war, dagegen aber die Nutzung von Wärmepumpen forcierte. Grundsätzlich sollte ab 2024 jede neu eingebaute Heizung zu 65% auf Basis erneuerbarer Energien betrieben werden. Dabei war der Einbau neuer Gasheizungen ab 2024 nur noch bei Betrieb mit Biomethan oder Wasserstoff und vorrangig in Bestandsgebäuden vorgesehen, während Wasserstoffbetriebene Heizungen auch in Bestandsgebäuden hätten eingesetzt werden können. Die im April vorgesehenen Einschränkungen wurden insbesondere aufgrund der technologischen Einschränkungen und kurzen Umsetzungsfristen breit kritisiert und auch innerhalb der Regierungskoalition als nicht beschlussfähig angesehen und daher einer erneuten Evaluation unterzogen. Grundlage ist bereits ein neuer Beschlussvorschlag erarbeitet wurde³.

Darin wird die Frist zur Umrüstung für Bestandsgebäude an das Vorliegen einer Kommunalen Wärmeplanung gekoppelt und bei deren Vorliegen dieser auch den Betrieb von Gasheizungen, sofern sie zu 65% beispielsweise mit Biomethan betrieben werden, erlaubt.

Am 30. Juni 2023 wurde auf Grundlage der Leitlinien ein Änderungsvorschlag veröffentlicht, nach dem Biomasseheizungen nun doch auch im Neubau ohne weitere Bedingungen (wie zeitweise vorgesehene Pufferspeicher und Solaranlagen) eingebaut werden können. Auch Gasheizungen können weiterhin eingebaut werden, wenn ab 1. Januar 2029 mindestens 15%, ab 1. Januar 2035 mindestens 30% und ab 1. Januar 2040 mindestens 60% der mit der Anlage bereitgestellten Wärme aus Biomasse oder grünem oder blauem Wasserstoff (inklusive Derivate) erzeugt wird.

Damit wären unter bestimmten Umständen auch reine Gasheizungen mit steigendem Biomethananteil eine vollwertige Option zur Erfüllung der Vorgaben des GEG. Dies könnte Biomethan zu einer attraktiven Option

¹ <https://gesetze.berlin.de/bsbe/document/STRE202370207>

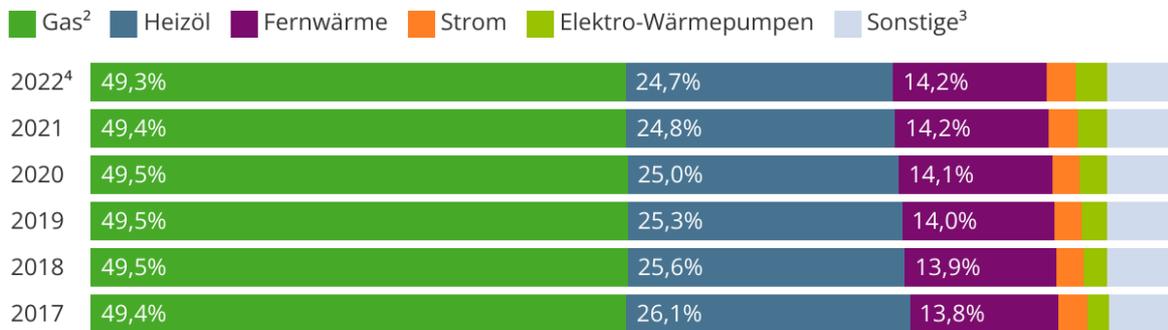
² https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/Rueckblick/start.html

³ <https://www.bundestag.de/resource/blob/956254/3320714bc5fad9e22d6e5de31f28e9d7/A-Drs-20-25-426-FH-des-BMWK-fuer-einen-AeA-der-Koafractionen-data.pdf>

zur alleinigen Beheizung oder in Kombination mit einer Wärmepumpe machen. Die Debatte hat nicht nur gezeigt, dass sich Gasheizungen weiterhin allgemeiner Beliebtheit erfreuen, sondern auch, dass der flächenmäßige Einsatz von Wärmepumpen zunächst einmal auch skeptisch gesehen wird.

Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes¹ in Deutschland

Anteile der Energieträger in %



¹ Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden

² einschließlich Bioerdmethan und Flüssiggas

³ Sonstige (u.a. Holzpellets, Solarthermie, Koks/Kohle)

⁴ vorläufig, teilweise geschätzt

Stand 05/2023

Quelle: BDEW



Bereits in den vergangenen Jahren ging der Zubau von Wärmepumpen selten zulasten der Gasheizungen. Im Gegenteil: Nach erster Einschätzung der Gesetzes- und Förderbedingungen hat eine Kombination aus Wärmepumpe und Gasheizung entscheidende Vorteile. Durch die vorgesehene Deckelung der Förderung für Wärmepumpen auf 30.000 Euro⁴ (Für Einfamilienhäuser und erste Wohneinheit Mehrfamilienhäuser) ist eine Kombination aus Wärmepumpe und bestehender Gasheizung durch Zubau einer Wärmepumpe in Höhe von 30 % bis 40% der Heizlast ökonomisch attraktiver als die reine Versorgung mit einer Wärmepumpe, erfüllt die Verpflichtung des GEG (die Wärmepumpe könnte 65% der Heizenergie bereitstellen) und bietet darüber hinaus die Möglichkeit flexibel zu wählen ob evtl. aus ökonomischen Gründen zeitweise die Pflicht doch über eine Beimischung durch Biomethan erfüllt werden soll. Ein Hintergrundpapier zu dem Thema wird derzeit erarbeitet.

Grundsätzlich ist ab spätestens 2029 mit einer deutlich erhöhten Nachfrage nach Biomethan in Wärmeanwendungen zu rechnen. Die genaue Höhe der Nachfrage ist dabei von vielen, schwer vorhersehbaren Faktoren abhängig.

⁴ In der Bundesförderung für effiziente Gebäude – BEG⁴ war die Förderung noch auf 60.000 Euro gedeckelt.

Internationaler Handel

Der internationale Handel erfreut sich weiterhin eines regen Interesses. Getrieben durch hohe Gaspreise, ETS und BEHG sowie vereinzelt weitere Bedarfen in der freiwilligen Kompensation fossiler Energien wurde in 2022 eine Menge von 3,5 TWh an Herkunftsnachweisen aus dem europäischen Ausland nach Deutschland übertragen. Auch in 2023 ist nach derzeitiger Auswertung eine ähnlich hohe Aktivität zu erwarten.

Auch langfristig wird der internationale Handel stetig wachsen. Die bisherige Nutzung dänischer Mengen in Schweden könnte aufgrund eines kürzlich ergangenen Urteils des Europäischen Gerichtshofs⁵ eingestellt werden, wodurch sie für die Nutzung in anderen Ländern zur Verfügung stehen würden. Auch die Öffnung Frankreichs für den Export von Herkunftsnachweisen wird für Januar 2024 erwartet und könnte neue Mengen verfügbar machen sowie die aktuell vergleichsweise hohen Preise senken und je nach Stand des CO₂-Preises beispielsweise im ETS oder im novellierten GEG deutlich attraktiver machen. Rund 60% der Befragten gehen von einem weiterhin starken Wachstum des internationalen Handels aus, die verbleibenden 40% sehen ein weiteres Wachstum nur unter bestimmten Umständen. Eine Abnahme des Handels sieht hingegen niemand. Eine steigende Nachfrage wird von den Befragten gleichermaßen in den Bereichen Emissionshandel und freiwillige Kompensation (z.B. im Rahmen des GHG-Protocol) gesehen.

Diese Entwicklung treibt in Teilen auch den Anlagenneubau im Ausland weiter an. Spanien hat kürzlich die Verdoppelung der Biomethanziele 2030 beschlossen und möchte bis dahin 20 TWh Biomethan jährlich produzieren.⁶ Auch in der Ukraine werden trotz der aktuellen Umstände bereits erste Anlagen in Betrieb genommen und starten damit eine ambitionierte Entwicklung hin zu Biomethanzielen von 10 TWh in 2030 und 45 TWh bis 2050. Bereits für diese ersten Anlagen besteht ein Memorandum zur Abnahme in der EU.⁷ In den Niederlanden hingegen wird derzeit ein verpflichtender Anteil an Biomethan bei Gaslieferungen diskutiert, der lediglich den Einsatz niederländischer Mengen zulassen würde. Nicht nur würde dies wahrscheinlich die gesamte niederländische Menge binden, auch müsste die Produktion grob verzehnfacht werden.

Weiterhin größter Zielmarkt für europäisches Biomethan ist der Schweizer Markt. 2030 will die Schweizer Gaswirtschaft 15%, 2040 50% und bis 2050 die vollständige Dekarbonisierung des Gasnetzes erreichen und setzt derzeit vorrangig auf Biomethan. Der Biomethananteil im Schweizer Gasmarkt konnte von 5,5 auf 7,7% gesteigert werden – teilweise durch den Ausbau inländischer Produktion, größtenteils aber durch eine Steigerung der Importe von 1.830 GWh auf 2.135 GWh in 2022.⁸

Aber auch Deutschland ist zunehmend Zielmarkt für Mengen aus dem europäischen Ausland. Insbesondere der Emissionshandel ist hier treibende Kraft und Zielmarkt für 70 % der eingeführten Mengen. Auch in Wärmeanwendungen werden zunehmend importierte Mengen genutzt, um die starke Nachfrage nach in Deutschland produziertem Gas zu entlasten. Mit wenigen GWh in 2022 spielt die stoffliche Nutzung aktuell nur eine untergeordnete Rolle, allerdings ist ein deutlich steigendes Interesse zu verzeichnen. Die stoffliche Nutzung ist aufgrund der nachgefragten Gasvolumen nur interessant, wenn genügend Mengen am Markt verfügbar sind. Sollte dies der Fall sein, könnte es in diesem Bereich zu einem sprunghaften Anstieg der Nutzung kommen.

⁵ <https://curia.europa.eu/juris/document/document.jsf?text=&docid=268749&pageIndex=0&doclang=DE&mode=req&dir=&occ=first&part=1&cid=43430>

⁶ <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/spain-doubles-down-green-hydrogen-biogas-2023-06-28/>

⁷ <https://rgc.ua/en/news/chista-energija/id/rgk-pidkljuchila-pershii-v-ukraini-biometanovii-za-42388>

⁸ <https://gazenergie.ch/de/verband/news/detail/gasabsatz-wird-immer-staerker-erneuerbar/>

Insgesamt verbreitert sich der internationale Handel und findet zwischen immer mehr Ländern statt. Deutlich gestiegen sind kleinere Transfers in Länder wie beispielsweise Polen oder Ungarn, von wo bisher lediglich exportiert wurde. In 2023 wurden auch bereits Transfers nach Großbritannien durchgeführt. Insgesamt etabliert sich der rege Handel mit Biomethan also immer mehr in ganz Europa. Entwicklungen wie die Anerkennung des europäischen Gasnetzes als ein gemeinsames Massenbilanzsystem und die Etablierung einer europäischen Unionsdatenbank vereinfachen den Handel und erhöhen die Transparenz. Nichtsdestotrotz bedarf es weiterer Anpassungen seitens des Gesetzgebers und der Vollzugsbehörden, um die Anforderungen und die Anerkennung von Biomethanimporten zu vereinheitlichen.

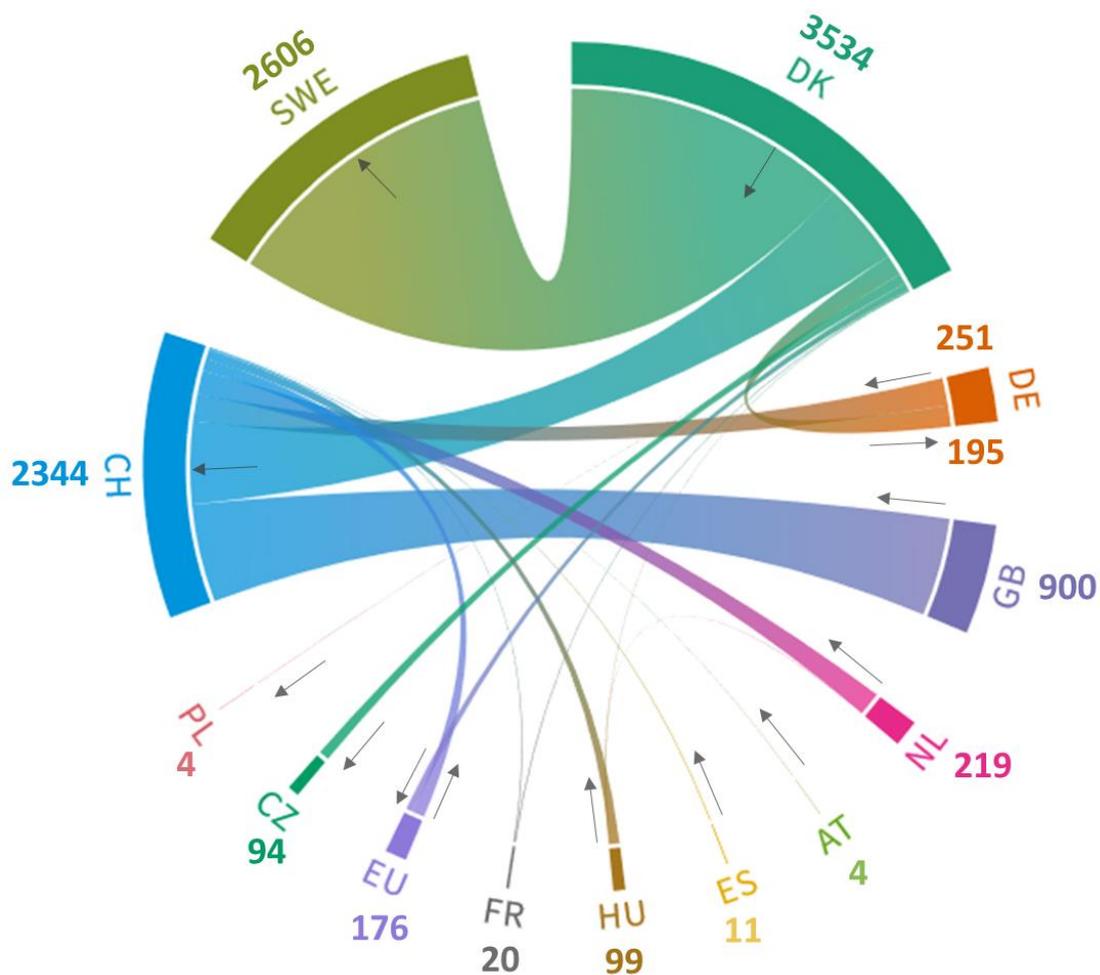


Abbildung 8: Internationale Biomethan-Transfers 2022 in GWh_{H₂} ohne Transfers unter 30 GWh_{H₂} (Stand Juni 2023, dena)

7 Literaturverzeichnis

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (Hg.) (2021): Neues Strommarktdesign. Unter Mitarbeit von Klaus Völler. Fraunhofer ISE; Fraunhofer IEE; BBH. Kassel, Freiburg, Berlin. Online verfügbar unter https://www.klimneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf, zuletzt geprüft am 23.06.2023.

