

Biomethan – vielseitig einsetzbar

Natürlicher Energiespeicher aus
der Landwirtschaft

TEAM ENERGIEWENDE BAYERN



Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie
Bayerisches Staatsministerium für
Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Tourismus



C.A.R.M.E.N.



Biomethan – vielseitig einsetzbar

Natürlicher Energiespeicher aus der Landwirtschaft

Biomethan

Als Biomethan bezeichnet man Methan, das aus Biogas gewonnen wurde. Hintergrund ist die Abgrenzung zum fossilen Methan, dem Erdgas, das chemisch dem Biomethan entspricht.

Entwicklung in Bayern und Deutschland

Die Nutzung von Biogas entwickelte sich in Deutschland zunächst als eine direkte Verstromung des gewonnenen Biogases vor Ort. Neben Gülle und Mist dienen Koppelprodukte und später dann auch eigens angebaute Energiepflanzen als Einsatzstoffe. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2004 und die Änderung der Gasnetzzugangsverordnung 2008 schafften geeignete Rahmenbedingungen für die Aufbereitung und Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz sowie die anschließende Entnahme und Nutzung. Daher stieg die Anlagenzahl zunächst deutlich an - zeitweise gingen mehr als 30 Anlagen pro Jahr in Betrieb. Seit

2016 werden aufgrund verschlechterter Rahmenbedingungen nur vereinzelt Anlagen zugebaut (Abbildung 1). In jüngster Zeit fragt der Kraftstoffmarkt verstärkt Biomethan aus Wirtschaftsdünger nach, so dass in diesem Bereich mit einer Belebung zu rechnen ist. Ende 2022 waren deutschlandweit 221 Biomethananlagen in Betrieb, davon 22 in Bayern (Tabelle 1 und Abbildung 2).

Beweggründe für die Aufbereitung und Einspeisung

Die Aufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz bietet eine Reihe von Vorteilen gegenüber der Verstromung vor Ort. Bei der Verbrennung des Biogases in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) entsteht neben Strom auch Wärme. Häufig ist dort, wo Gülle, Koppelprodukte und Energiepflanzen in

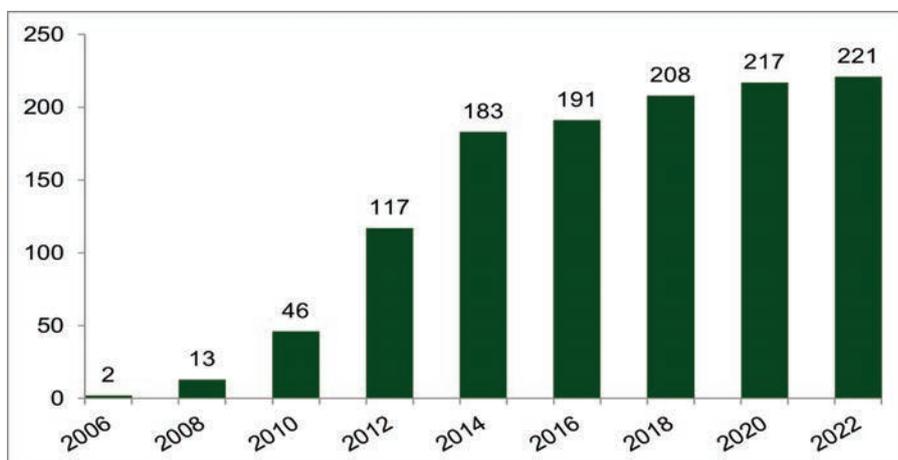


Abbildung 1: Biomethananlagen in Deutschland – Entwicklung (Quelle: FNR nach FVB und dena)

Biomethananlagen in Bayern	Einspeisung seit	Aufbereitungsverfahren	Kapazität Biomethan [Nm³/h]	Besonderheiten
Aicha (Osterhofen) (1)	2012	PSA	700	
Aiterhofen (2)	2009	PSA	1.000	CO ₂ -Abscheidung
Altenstadt / Schongau (3)	2009	DWW	650	gewerbliche Abfälle
Arnschwang (4)	2010	DWW	690	
Augsburg (5)	2014	Membran	610	Bioabfall
Biburg (6)	2013	k. A.	350	
Cadolzburg (7)	2011	DWW	630	
Eggertshofen / Freising (8)	2011	CW	220	
Eggolsheim (9)	2013	PSA	350	
Gollhofen-Ippesheim (10)	2011	PSA	620	
Graben / Lechfeld (11)	2008	PSA	500	
Kallmünz / Eich (12)	2011	PSA	600	
Lauterhofen (13)	2013	PSA	485	
Mammendorf (14)	2012	k. A.	380	
Maihingen (15)	2008	DWW	600	
Marktoffingen (16)	2012	DWW	350	
Pliening (17)	2006	PSA	700	erste deutsche Biomethananlage
Reimlingen (18)	2015	Membran	700	umgerüstet von Vor-Ort-Verstromung
Schwandorf (19)	2008	PSA	1.000	
Schwarzenfeld (20)	2021	k.A.		Molkereiabfälle
Unsleben (21)	2011	CW	350	
Wolnzach (22)	2012	DWW	1.000	teilweise Hopfenrebenhäcksel

Tabelle 1: Übersicht Biomethananlagen in Bayern; CW [chemische Wäsche], DWW [Druckwasserwäsche], PSA [Pressure Swing Adsorption] (Quelle: Biogaspartner, eigene Recherchen)

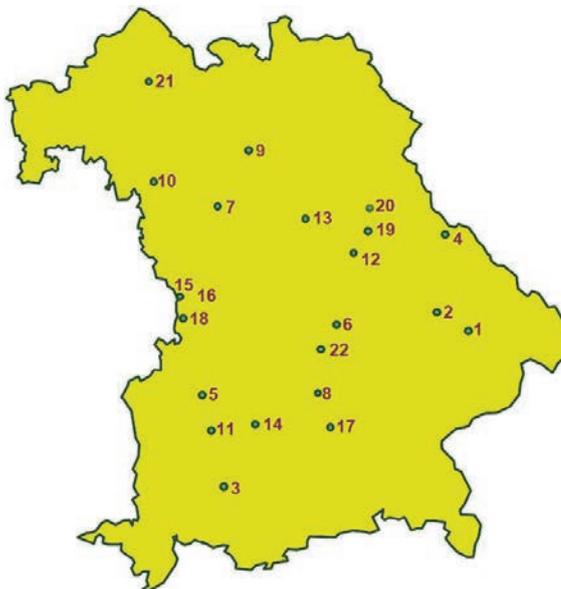


Abbildung 2: Biomethananlagen in Bayern – Standorte

großem Umfang zur Verfügung stehen, keine große Nachfrage nach dieser Wärme vorhanden. Die Einspeisung in das Erdgasnetz bietet die Möglichkeit, das Biomethan zu transportieren und dort zur Strom- und Wärmeversorgung einzusetzen, wo eine vollständige Nutzung möglich ist, beispielsweise in städtischen Gebieten. Außerdem stellt das Erdgasnetz einen Speicher dar, der z. B. auch jahreszeitliche Unterschiede im Bedarf an Energie ausgleichen kann.

Durch die Aufbereitung auf Erdgasqualität eröffnen sich auch weitere Anwendungsfelder für das Biomethan. So können zur Verstromung oder auch zur einfachen Verbrennung zur Deckung des Wärmebedarfs gängige Erdgas-BHKW oder -Brenner genutzt werden. Auch der Einsatz als Kraftstoff, entweder über öffentliche, an das Erdgasnetz



Abbildung 3: Biomethan-Schlepper

angeschlossene Tankstellen oder kleine Hof-tankstellen, ist möglich. Da über den reinen Gasverkaufspreis hinaus noch weitere Einnahmen durch den Handel mit Treibhausgasminderungsquoten möglich sind, deren Höhe stark von der Art der Einsatzstoffe abhängt, stammt das Biomethan im Kraftstoffbereich überwiegend aus Wirtschaftsdünger und Koppelprodukten (Abbildung 3 und 8).

Technik Biomethan Biogaserzeugung

Biogas entsteht in einem biochemischen Prozess, bei dem organisches Material durch Mikroorganismen (Bakterien und Archaeen) unter anaeroben Bedingungen abgebaut und umgesetzt wird (Abbildung 4).

Biogasanlagen bestehen aus einer Einbringung für die flüssigen bzw. festen Einsatzstoffe, einem oder mehreren beheizten Fermentern bzw. Nachgärern und einem Gärproduktlager für

das ausgegorene Substrat. Weiterhin ist eine bestimmte Speicherkapazität für das Biogas nötig. Die erforderliche Prozesswärme für den Fermenter wird, bei einer Verstromung vor Ort, durch die Abwärme des BHKW sichergestellt. Bei Biomethananlagen ohne Vor-Ort-BHKW erfolgt dies durch alternative Methoden, z. B. einen Hackschnitzelkessel. Das erzeugte Roh-Biogas besteht zu etwa 50 bis 65 Prozent aus Methan, dem eigentlichen Energieträger. Den Rest des Biogases machen vor allem Kohlenstoffdioxid (CO_2) und in geringen Anteilen weitere Gase wie Schwefelwasserstoff, Stickstoff, Sauerstoff oder Ammoniak aus. Zur Verstromung in einem Vor-Ort-BHKW muss das Roh-Biogas noch getrocknet und entschwefelt werden. Nähere Informationen zur Technik der Rohgaserzeugung finden sich in einer [eigenen C.A.R.M.E.N. e.V.-Broschüre](#). Biogasanlagen, die in den letzten Jahren in Betrieb genommen wurden, setzen vor allem auf Rest- und Abfallstoffe.

Biogasaufbereitung

Um in das Erdgasnetz eingespeist werden zu können, muss zusätzlich das CO_2 abgetrennt werden, um einen vergleichbaren Heizwert wie fossiles Erdgas zu erreichen. In der Praxis stehen hierfür verschiedene Technologien zur Verfügung:

- Bei der Druckwechseladsorption (Abbildung 5), bzw. PSA (Pressure Swing Adsorption) wird das CO_2 an einen Adsorbenten, beispielsweise Aktivkohle, angelagert. Das Biogas muss für diese Aufbereitungsmethode vorab von Schwefel und Wasserdampf gereinigt werden, um eine Verunreinigung des Adsorbenten zu vermeiden.
- Unter dem Oberbegriff Absorption versteht man verschiedene Waschverfahren. Bei den physikalischen Wäschen (Beispiel Druckwasserwäsche, Abbildung 6) wird das Biogas unter Druck durch ein Absorptionsmittel (Wasser oder eine organische Substanz) geführt, in dem sich das CO_2 löst. Bei der chemischen Wäsche (auch als Aminwäsche bezeichnet) erfolgt die Lösung chemisch, was die erforderlichen Drücke reduziert. Allen Wäschen ist gemeinsam, dass die Gasreinigung nicht vorab, sondern innerhalb des Verfahrens erfolgt.
- Beim Membranverfahren (Abbildung 7) kommt eine Membranschicht zum Einsatz, die nur für die abzutrennenden Teile des Biogases durchlässig ist. Das Biogas wird unter Druck zur Membran geführt und so das Methan zurückgehalten.

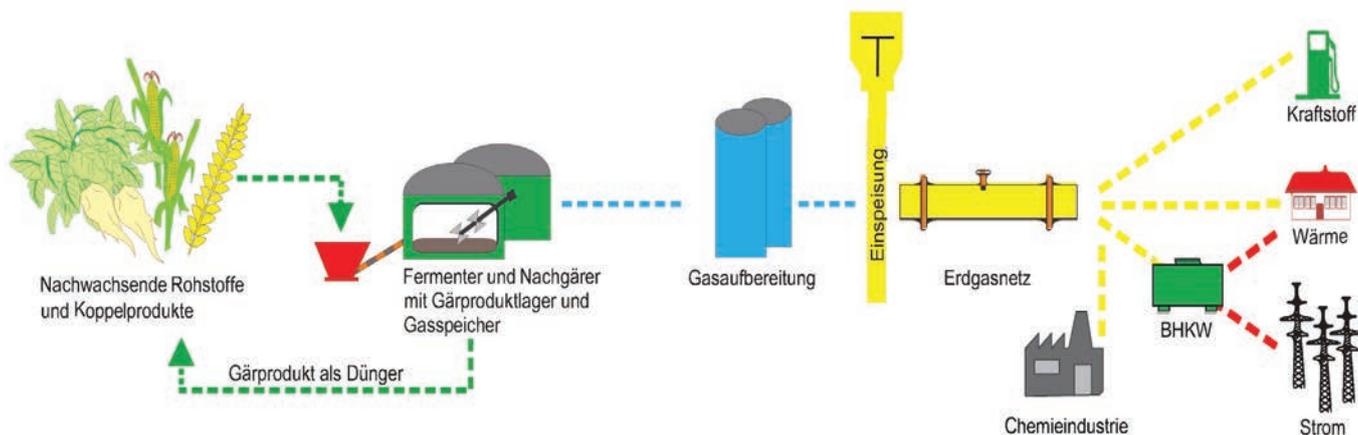


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Biomethan-Erzeugung



Abbildung 5: Druckwechsladsorption bzw. PSA (Pressure Swing Adsorption)



Abbildung 6: Druckwasserwäsche



Abbildung 7: Membranverfahren

- Ein weiterer, bisher wenig verbreiteter Ansatz ist, das Biogas abzukühlen und die unterschiedlichen Siedepunkte von Methan und Kohlendioxid zur Abtrennung zu nutzen. Dies wird als kryogenes Verfahren bezeichnet.

Welche Aufbereitungstechnik jeweils die vorteilhafteste ist, hängt stark von den Bedingungen vor Ort ab. Die absorptiven Verfahren finden bei Prozesstemperaturen statt, die eine externe Wärmequelle nötig machen. Auch unterscheidet sich der erreichbare Methangehalt je nach Verfahren. Aufgrund des hohen technischen Aufwandes und der damit verbundenen Kosten findet die Aufbereitung von Biomethan in Deutschland nur in sehr großen Anlagen statt. Von wenigen Ausnahmen abgesehen, entspricht die erzeugte Gasmenge einer elektrischen Leistung von

1 MW und mehr. Als Verfahren kommen vor allem die chemische Wäsche (Aminwäsche), die Druckwasserwäsche und die Druckwechseladsorption zum Einsatz. Während bis vor einigen Jahren das CO_2 in der Regel nach Abtrennung an die Luft abgegeben wurde, wird es in jüngster Zeit vermehrt verflüssigt und dann vermarktet. Außerdem wird versucht, insbesondere mit der Membrantechnologie kleinere Leistungsbereiche zu erschließen.

Alternativ wird aufgrund der Tatsache, dass Biogasanlagen zunehmend das Ende ihrer Vergütungsperiode erreichen, der Ansatz verfolgt, das Biogas rohgasseitig zu bündeln und an einem zentralen Punkt eine große Aufbereitungsanlage zu betreiben.

Einspeisung in das Erdgasnetz

Nach der Produktion und der Aufbereitung gelangt das Biomethan zur eigentlichen Einspeiseanlage. Diese entspricht dem Trafo bei der Einspeisung in das Stromnetz. Wie im Strombereich gibt es unterschiedliche Netzebenen (lokales Verteilnetz, Ferntransportnetz), die sich vergleichbar mit der Spannungsebene durch das Druckniveau unterscheiden, das bei der Einspeisung erreicht werden muss. Neben der technischen Verbindung mit dem Erdgasnetz und der Druckanpassung erfolgt hier eine geeichte Gasstrommessung, eine Messung der Gasbeschaffenheit und eine Anpassung der brenntechnischen Eigenschaften des Biomethans (Hintergrund: In einigen Gegenden Deutschlands kommt noch sogenanntes L-Gas zum Einsatz, das einen geringeren Brennwert hat als das dominierende H-Gas. Allerdings werden diese Netzbereiche bis 2030 weitgehend auf H-Gas umgestellt.). Außerdem muss es in der Regel odorisiert werden, um einen ausreichenden Warngeruch zu erhalten. Es ist auch denkbar das aufbereitete Biogas nicht in das Erdgasnetz einzuspeisen, sondern direkt zu nutzen. Aktuell kommt hier vor allem der Einsatz als Kraftstoff in Frage.

Rechtlicher Rahmen

Während das EEG den Stromnetzbetreibern vorschreibt, eine Verstromungseinheit für Biogas oder Biomethan anzuschließen, den Strom abzunehmen und nach festen Sätzen zu vergüten, gibt es für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz lediglich eine Anschluss- aber keine Abnahme- und Vergütungspflicht. Das Biomethan muss also auf dem freien Markt verkauft werden.

• Netzzugang

Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) schreibt analog zum EEG vor, Biomethaneinspeiseanlagen vorrangig durch die jeweiligen Netzbetreiber anschließen zu lassen.

Außerdem wird die Aufteilung der Netzanschlusskosten zwischen Netzbetreiber (75 Prozent) und Anschlussnehmenden (25 Prozent) geregelt. In der Praxis wird die Aufbereitungsanlage in der Regel maximal 1 km vom Netzverknüpfungspunkt platziert, da in diesem

Fall der Kostenanteil des Einspeisers auf 250.000 € begrenzt ist. Welche technischen Anforderungen das Biomethan einhalten muss, ist in Regelwerken der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) festgehalten.

• Handel und Bilanzierung

Ein direkter Verkauf des Biomethans von Erzeugenden an nutzende Personen ist möglich. Aber auch der Weg über den Handel ist denkbar. Damit dieses ver- und gekauft werden kann, muss eine Bilanzierung erfolgen. Des Weiteren sind eine Zertifizierung und ein Herkunftsnachweis über die Produkteigenschaften des Biomethans nötig. Ohne diese könnte beispielsweise bei Biomethanentnahme und -verstromung an einem anderen Ort keine Vergütung nach dem EEG erlangt werden. Um die notwendigen Nachweise mitführen zu können, kann das Buchungssystem der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), das [Biogasregister](#), genutzt werden.

• Nutzung (EEG, KWKG, GEG, Kraftstoff)

Wie oben ausgeführt, stehen dem ins Erdgasnetz eingespeisten Biomethan vielfältige Verwertungswege offen. Die am häufigsten gewählte Möglichkeit besteht in der Nutzung im Rahmen des EEG. Dieses bietet die Möglichkeit, bilanziell Biomethan aus dem Gasnetz zu entnehmen, wenn durch die entsprechenden Nachweise sichergestellt ist, dass es an anderer Stelle in entsprechendem Umfang eingespeist wurde. Die EEG-Vergütung erhält der/die Betreibende des sogenannten Biomethan-BHKW. Dieses muss die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme geltenden Vorgaben (z. B. Wärmenutzung bei älteren oder Hochflexibilität bei neuen Anlagen) einhalten. Die Höhe der Vergütung richtet sich je nach EEG auch nach der Art der Einsatzstoffe der Biogasanlage. 2014 wurden die Vergütungen deutlich reduziert, 2017 erfolgte wie bei den klassischen Biogasanlagen ein Systemwechsel hin zu Ausschreibungen. Als Folge hat es seitdem nur einen äußerst geringen Anlagenzubau gegeben.

Für kleine Anlagen bis 50 kW, die neben der Wärme auch eine

große Strommenge selbst nutzen, könnte die Biomethannutzung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) vorzüglicher sein. Im Unterschied zum EEG wird auch für selbstgenutzten Strom eine Vergütung, der sogenannte KWK-Zuschlag (derzeit bis zu 8 ct/kWh), ausgezahlt. Allerdings müssen verschiedene Restriktionen beachtet werden (max. 4.000 Vollbenutzungsstunden (Vbh)/Jahr, insgesamt max. 30.000 Vbh, deutlich geringere Vergütungssätze ab 50 kW).

Allgemein gilt: Damit ein Biomethan-BHKW – ob nach EEG oder KWKG – wirtschaftlich betrieben werden kann, ist ein hoher, möglichst ganzjähriger Wärmebedarf am Standort nötig.

Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) regelt Anforderungen an die Wärmeversorgung von Gebäuden mit dem Ziel, den Energieverbrauch möglichst gering und erneuerbar zu gestalten. Die Mindestanforderungen an neu errichtete Gebäude können mit einem Biomethananteil von mindestens 50 % im Brennwertkessel bzw. mindestens 30 % im KWKG-Betrieb erfüllt werden. Darüber hinaus liegt der Primärenergiefaktor bei Biomethan niedriger als z. B. bei Erdgas, was die Erfüllung der gesetzlichen Mindestanforderungen bei energetischen Sanierungsmaßnahmen erleichtert.

Ein weiterer Nutzungspfad, der durch die Aufbereitung von Biogas ermöglicht wird, ist der Einsatz als Kraftstoff. Meist wird dabei Biomethan über das Erdgasnetz an die Tankstelle transportiert. Es gibt aber auch einzelne Konzepte, bei denen das Biogas ohne Umweg über das Erdgasnetz an eine Tankstelle geliefert wird. An den gängigen Tankstellen wird CNG (Compressed Natural Gas) angeboten. Eine deutlich höhere Reichweite lässt sich jedoch mit LNG (Liquified Natural Gas) erzielen, was



Abbildung 8: PKW-Betankung

insbesondere für den Schwerlastverkehr von Bedeutung ist.

In der Praxis wird vereinzelt das Biomethan direkt in den Fahrzeugen des landwirtschaftlichen Betriebs vertankt. In der Regel wird es jedoch wie im KWKG-Bereich bilanziell dem Erdgasnetz entnommen und als CNG (Compressed Natural Gas) in PKWs genutzt. Während es früher dem Erdgas nur anteilig beigemischt wurde, handelt es sich bei dem derzeit angebotenen CNG meist um reines Biomethan. Allerdings ist das Marktvolumen in den vergangenen Jahren zurückgegangen. In jüngster Zeit gewinnt dagegen der Einsatz von Biomethan in der Mobilität in Form von LNG (Liquified Natural Gas) an Bedeutung. Aufgrund der im Vergleich zu CNG höheren Energiedichte kann dadurch der schwer elektrifizierbare Schwerlast- und Schiffsverkehr defossilisiert werden. Ökonomisch interessant wird diese Variante, wenn neben dem Biomethanverkauf auch noch erhebliche Einnahmen aus dem Handel mit Treibhausgas (THG)-Minderungsquoten erzielt werden können.

Alle in Deutschland verkauften Kraftstoffe müssen eine festgelegte Treibhausgas-(THG-)minderungsquote erfüllen, die meist durch direkte Beimischung von erneuerbaren zu fossilen Kraftstoffen, sowie den Kauf überschüssiger Zertifikate anderer Inverkehrbringer erfüllt wird. Da erneuerbare Kraftstoffe wie Biomethan die Minderungsziele übererfüllen, können die restlichen Quoten verkauft werden. Die höchste THG-Minderung wird mit Biomethan aus Koppelprodukten und insbesondere Wirtschaftsdünger erzielt. Bei güllebasiertem Biomethan liegen die Einnahmen aus dem Quotenverkauf oft deutlich über den Gasverkaufserlösen. Diese verpflichtenden Minderungsziele steigen bis zum Jahr 2030 auf 25 % an (Vergleich 2024: 9,25 %). Daher setzen Aufbereitungsanlagen, die in den letzten Jahren in Betrieb genommen wurden, vor allem auf diese Einsatzstoffe.

Die zukünftige Bedeutung dieses Verwertungspfad hängt im wesentlichen von der Entwicklung der einzelnen Marktsegmente, insbesondere der Quotenpreise ab. Allen Akteuren sollte aber bewusst sein, dass neben den

Märkten auch staatliche Regelungen einen erheblichen Einfluss haben (z. B. Energiesteuer, LKW-Maut, Förderung). Ein Teil des Biomethans wird auch über die Ländergrenzen hinweg (vorwiegend in die Schweiz) verkauft.

Zukünftige Nutzungen

Biomethan könnte auch als Einsatzstoff für die chemische Industrie an Bedeutung gewinnen. Die Herausforderungen bestehen neben der Preiskonkurrenz zu Erdgas in den benötigten Mengen und Qualitäten.

Eine weitere Option stellt die Umwandlung zu Wasserstoff dar, da diesem eine große Bedeutung im Energiesystem der Zukunft beigemessen wird. Dient Biogas oder Biomethan als Ausgangsstoff, spricht man von „orangem“ Wasserstoff.

Wirtschaftlichkeit

Da es für Biomethan keine Abnahmepflicht und auch keine feste Vergütung gibt, hängt der wirtschaftliche Erfolg eines Projektes von den Erzeugungskosten sowie der Nachfrage und den erzielbaren Preisen ab. Die Gesteuerungskosten für Biomethan frei Erdgasnetz beinhalten folgende Kostenblöcke:

- Erzeugungskosten Roh-Biogas
- Kosten für die Methanaufbereitung (CO₂-Abtrennung)
- Kosten für den Transport
- ggf. Kosten für die Nachweisführung
- Kosten für Vermarktung und Handel

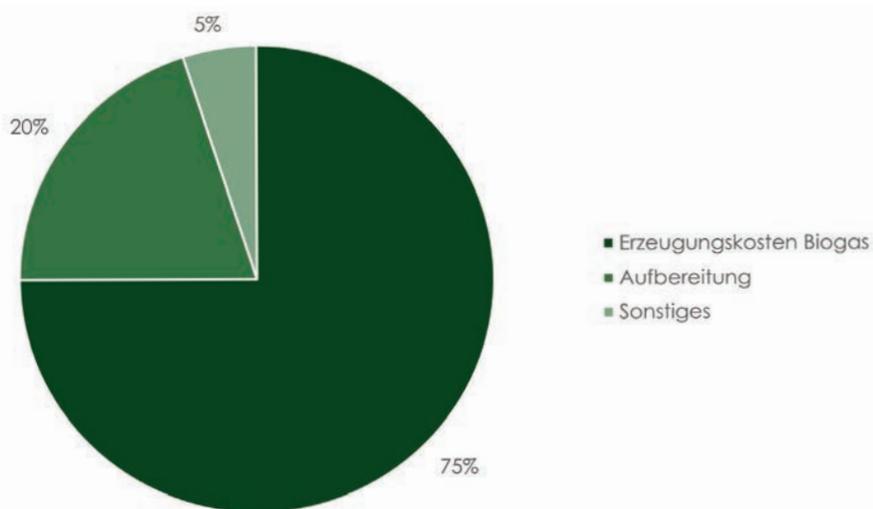


Abbildung 9: Zusammensetzung Gesteuerungskosten Biomethan

Die Einnahmen aus dem Biomethanverkauf schwanken sehr stark und hängen hauptsächlich von der Art der Einsatzstoffe ab. Biomethan aus Wirtschaftsdünger kann aufgrund der hohen Quotenerlöse Preise von bis zu 50 ct/kWh erzielen (Branchenbarometer Biomethan 2023).

Förderung

Förderprogramme unterliegen einem stetigen Wandel. Daher muss die Verfügbarkeit entsprechender Mittel immer aktuell zum Zeitpunkt der Projektumsetzung geprüft werden. In Bayern war zu Redaktionsschluss der Publikation ein einschlägiges Investitionsförderprogramm „BioMethBayern“ in Kraft.

Quellen und weitere Informationen

- Deutsche Energie-Agentur (Dena): [Branchenbarometer Biomethan](#)
- KTBL: Biomethaneinspeisung in der Landwirtschaft. KTBL Schrift 495
- Dena Biogasregister: www.biogasregister.de
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Biomethan 2012
- Informationsplattform gibgas: <http://www.gibgas.de>
- BFB „Märkte für Biomethan“: <https://www.biogas-forum-bayern.de>
- [DVGW](#) Arbeitsblatt G262 (Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung)



Abbildung 9: Biomethananlage Eich

Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.



C.A.R.M.E.N. e.V., das Centrale Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk, wurde am 6. Juli 1992 in Rimpfard bei Würzburg durch den Freistaat Bayern gegründet. Anfang 2001 wurde der eingetragene Verein Teil des Kompetenzzentrums für Nachwachsende Rohstoffe (KoNaRo) mit Sitz in Straubing. Seit 2012 unterstützt C.A.R.M.E.N. e.V. zudem aktiv die Umsetzung der Ziele der Energiewende.

Der von mehr als 100 Mitgliedern getragene Verein beschäftigt aktuell rund 50 Mitarbeitende. Diese befassen sich mit den Themen Holzenergie und Wärmenetze, Erneuerbare Energien sowie Biogas und Mobilität. Weitere Schwerpunkte sind die stoffliche Nutzung Nachwachsender Rohstoffe, Erneuerbarer Kohlenstoff und Nachhaltigkeit. Themenübergreifend werden Fragestellungen der Bioökonomie, Energieeffizienz und Akzeptanz behandelt.

Die Einbindung in das KoNaRo bietet günstige Voraussetzungen für die Arbeit des Netzwerks. C.A.R.M.E.N. e.V. ist zwar zunächst eine bayerische Einrichtung, doch die Aktivitäten reichen längst über Landes- und Bundesgrenzen hinaus.

Dienstleistungen

C.A.R.M.E.N. e.V. bietet unterschiedliche Dienstleistungen für land- und forstwirtschaftlich Beschäftigte, Kommunen und die öffentliche Hand, Forschung, Unternehmen sowie Privatpersonen an. Die Beschäftigten tragen mit ihrem Fachwissen und ihren Erfahrungen zur Umsetzung und zum Gelingen verschiedenster Vorhaben bei. Die Erstinformation ist eine kostenfreie Dienstleistung des Netzwerks. Auch für Veranstaltungen Dritter stehen die Mitarbeitenden als Kontakt und Referierende zur Verfügung. Ihre Expertise umfasst die Schwerpunkte Bioenergie, Solarenergie, Windenergie, Stromspeicherung, Energieeffizienz und Akzeptanzmanagement ebenso wie biobasierte Materialien und Produkte, Carbon Capture and Utilization (CCU), Bioraffinerie und alternative Recyclingtechnologien.



- Unabhängige Beratung und Projektbegleitung:
Einschätzungen zur Wirtschaftlichkeit, fachliche und methodische Unterstützung und Optimierung von Projekten, z. B. bei der Realisierung von Energiekonzepten in Kommunen
- Umfangreiche Publikationen und Informationsangebote:
Broschüren, Pressemitteilungen, Fachartikel, Tagungsbände sowie Internetpräsenz mit aktuellen Informationen, Branchenverzeichnissen, Terminkalender u.v.a.
- Informationsveranstaltungen und Fachtagungen
- Messeauftritte und -beteiligungen, Ausstellungen, Führungen, Exkursionen



C.A.R.M.E.N.

Herausgeber: C.A.R.M.E.N. e.V.,
Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk
Schulgasse 18 · 94315 Straubing
Tel.: 09421 960 300 · Fax -333
E-Mail: contact@carmen-ev.de
Internet: www.carmen-ev.de
V.i.S.d.P.: Edmund Langer
Text und Konzeption: C.A.R.M.E.N. e.V.
Bildnachweis: C.A.R.M.E.N. e.V.
Stand: April 2024