

BIOMETHAN – VIELSEITIG EINSETZBAR

*Natürlicher Energiespeicher aus der
Landwirtschaft*



Unterstützt durch:
Bayerisches Staatsministerium
für Ernährung, Landwirtschaft und
Forsten



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 dienten Rest- und Abfallstoffe und später dann auch eigens angebaute Energiepflanzen als Einsatzstoffe. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2004 und die Änderung der Gasnetz Zugangsverordnung 2008 schafften geeignete Rahmenbedingungen für die Aufbereitung und Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz sowie die anschließende Entnahme und Nutzung. Aber erst in den letzten Jahren ist eine deutlich Zunahme der Biomethananlagen festzustellen (Abbildung 1).

Das Ziel der Bundesregierung sieht für das Jahr 2020 eine Einspeisung von

6 Mrd. m³ vor. Im Jahr 2013 liegt die Einspeisung von Biomethan bei nur ca. 9 Prozent dieser Menge, so dass das Erreichen dieses Ausbauziels noch nicht absehbar ist (Biogasmonitoringbericht = BMB).

Ende 2013 gab es 127 Biogasaufbereitungsanlagen (dena). In Bayern befinden sich 20 Biomethananlagen im Bau oder Betrieb und eine weitere Anlage in Planung (Tabelle 1 und Abbildung 2). Einige weitere Projekte sind in Vorbereitung, allerdings kann die Planungs- und Realisierungsphase einige Jahre dauern.

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, Reststoffe und Energiepflanzen in großem Umfang zur Verfügung stehen, keine große Nachfrage nach dieser Wärme vorhanden. Bei Biogasanlagen, die an der Hofstelle eines landwirtschaftlichen

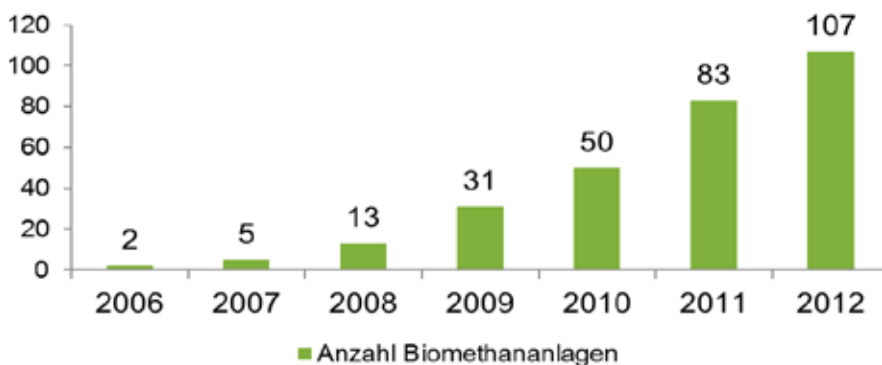


Abbildung 1: Biomethananlagen in Deutschland – Entwicklung (Quelle: BIOMON, BBB)

Biomethananlagen in Bayern	Einspeisung seit	Einspeiseverfahren	Einspeisekapazität ins Erdgasnetz [m³/h]	Eingesetzte Substrate
Aicha (Osterhofen) (1)	2012	PSA	750	Maissilage, Grassilage, Getreide-GPS
Aiterhofen (2)	2009	PSA	1.000	Maissilage, Grassilage, Zwischenfrüchte
Altenstadt / Schongau (3)	2009	DWW	690	gewerbliche Abfälle
Arnschwang (4)	2010	DWW	690	Maissilage
Augsburg (5)	im Bau	Membran	610	k. A.
Biburg (6)	2013	k. A.	350	Nachwachsende Rohstoffe
Cadolzburg (7)	2011	k. A.	ca. 700	Maissilage, Grassilage, Getreide-GPS
Eggertshofen / Freising (8)	2010	CW	220	Nachwachsende Rohstoffe
Eggolsheim (9)	im Bau	k. A.	350	Grassilage, Maissilage, Grünroggen-GPS, Zwischenfrüchte
Gangkofen (10)	in Planung	k. A.	350	Maissilage, Getreide-GPS, Mist
Gollhofen-Ippesheim (11)	2011	PSA	620	Nachwachsende Rohstoffe, Wildpflanzenmischung
Graben / Lechfeld (12)	2008	PSA	500	Maissilage, Grassilage, Getreide-GPS
Kallmünz / Eich (13)	2011	k. A.	700	Maissilage, Grassilage
Lauterhofen (14)	2013	PSA	350	Grassilage, Maissilage, Grünroggen-GPS, Zwischenfrüchte
Mammendorf (15)	im Bau	k. A.	380	Nachwachsende Rohstoffe
Maihingen (16)	2008	DWW	560	Maissilage, Klee gras, Grassilage, Getreide-GPS
Marktoffingen (17)	2012	DWW	350	Maissilage, Getreide-GPS
Pliening (18)	2006	PSA	485	Maissilage, Getreide-GPS, Zwischenfrüchte
Reimlingen (19)	in Planung	k. A.	700	Nachwachsende Rohstoffe
Schwandorf (20)	2008	PSA	1.000	Maissilage, Grassilage, Getreide-GPS
Unsleben (21)	2010	CW	350	Nachwachsende Rohstoffe
Wolnzach (22)	2012	DWW	1.000	Hopfenrebenhäcksel, Nachwachsende Rohstoffe

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

Betriebes errichtet wurden, kann häufig nur ein Teil der verfügbaren Wärme für die Beheizung von Wohngebäuden und Ställen oder zur Trocknung landwirtschaftlicher Güter sinnvoll genutzt werden.

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 überbrücken kann.

Durch die Aufbereitung auf Erdgasqualität eröffnen sich auch weitere Anwendungsfelder für das Biomethan.



Abbildung 2: Biomethananlagen in Bayern – Standorte



Abbildung 3: Biogas-Schlepper

So können zur Verstromung oder auch zur einfachen Verbrennung zur Deckung des Wärmebedarfs gängige Erdgas-BHKW oder -Brenner genutzt werden. Auch eine Beimischung zu Erdgas für den Einsatz als Kraftstoff oder eine direkte Betankung von Fahrzeugen mit Biomethan sind möglich (Abbildung 3 und 7). Dieser Nutzungsweg gewinnt in letzter Zeit zunehmend an Bedeutung.

Technik Biogaserzeugung und Aufbereitung

In den Biomethanaufbereitungsanlagen in Deutschland (Abbildung 4) kommen vor allem nachwachsende Rohstoffe wie etwa Maissilage, Getreide-GPS oder Grünlandaufwuchs zum Einsatz. Teilweise dienen aber auch Gülle und Mist oder andere Reststoffe, beispielsweise aus der Lebensmittelverarbeitung oder aus der Produktion von Ethanol – einem biogenen Kraftstoff – als Ausgangssubstrate für den Gärprozess (BIOMON).

Biogas entsteht in einem bio-chemischen Prozess, bei dem organisches Material durch Mikroorganismen (Bakterien und Archaeen) unter anaeroben Bedingungen abgebaut und umgesetzt wird. Dieser Abbau von organischem Material findet als natürlicher Prozess auch in der Umwelt statt, etwa in Mooren, wo Pflanzenbestandteile zersetzt werden. Auch in Güllegruben läuft dieser Prozess ab und Methan entweicht ungenutzt.

Bei der technischen Umsetzung der Biogasanlagen ist eine gewisse Bandbreite an Konzepten verfügbar. Ganz allgemein bestehen die Anlagen aus einer Einbringung für die Feststoffe, einem oder mehreren Gärbehältern bzw. Nachgärern und einem Lager für das ausgegorene Substrat. Weiterhin ist eine bestimmte Speicherkapazität für das Biogas nötig. Da der eigentliche Vergärungsprozess bei konstanten Temperaturen von 38 °C bis hin zu 55 °C stattfindet, müssen die Gärbehälter

beheizt werden. Bei einer Verstromung vor Ort kann dazu ein Teil der Abwärme des BHKW genutzt werden. Bei Biogasaufbereitungsanlagen wird ein Teil des erzeugten Gases ebenfalls direkt verstromt, so dass Wärme für den Gärprozess vorhanden ist. Bei manchen Konzepten wird auch ein bei der Aufbereitung auf Erdgasqualität anfallendes Schwachgas verbrannt. Es ist aber auch möglich, die notwendige Prozesswärme mit einem Hackschnitzelkessel oder einer anderen erneuerbaren Energiequelle bereit zu stellen.

Das erzeugte Biogas besteht zu etwa 50 bis 65 Prozent aus Methan. Dieses ist der eigentliche Energieträger, der bei der Verbrennung umgewandelt wird. Den Rest des Biogases macht vor allem Kohlendioxid aus, aber auch weitere Stoffe wie Schwefelwasserstoff oder Ammoniak können in sehr geringen Anteilen vorhanden sein.

Das Biogas kann nach einer Trocknung und Entschwefelung in speziell darauf angepassten BHKW verbrannt werden. Um jedoch in ein Erdgasnetz eingespeist werden zu können, muss es noch einen weiteren Aufbereitungsschritt durchlaufen. Eine Abtrennung des Kohlendioxids ist notwendig, um einen vergleichbaren Heizwert wie fossiles Erdgas zu erreichen. Es gibt hierfür verschiedene Verfahren:

- Bei der Druckwechseladsorption (Abbildung 6), bzw. PSA (Pressure Swing Adsorption) wird das Kohlendioxid 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.
- Bei absorptiven Verfahren wird das

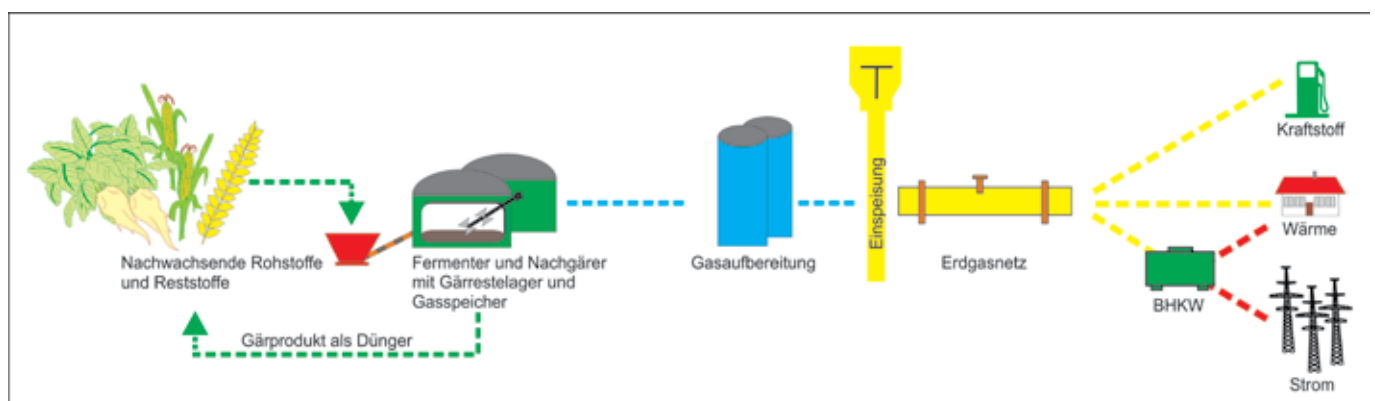


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Biomethan-Erzeugung

Bemes- sungs- leistung	Grund- vergütung [Cent/ kWh _{el}] * ¹	Einsatz- stoffklasse I [Cent/ kWh _{el}]	Einsatz- stoffklasse II [Cent/kWh _{el}]	Gasaufbereitungsbonus für Anlagen, die Gas aus dem Gasnetz entnehmen – Höhe abhängig von der Nennleistung der Aufbereitungsanlage	
				bis 700 Nm ³ Biomethan/h	3,00 Cent/kWh _{el}
bis 150 kW _{el}	14,01	6,00	8,00	bis 1.000 Nm ³ Biomethan/h	2,00 Cent/kWh _{el}
bis 500 kW _{el}	12,05	6,00	8,00	bis 1.400 Nm ³ Biomethan/h	1,00 Cent/kWh _{el}
bis 750 kW _{el}	10,78	5,00	8,00/6,00 * ²		
bis 5 MW _{el}	10,78	4,00	8,00/6,00 * ²	* ¹ Degression um 2 %/a für Anlagen, die nach 2013 Inbetriebnahme aufweisen * ² 6,00 Cent/kWh _{el} bei Strom aus Gülle	
bis 20 MW _{el}	5,88	-	-		

Tabelle 2: Einspeisesätze für Strom aus Biogas (EEG 2012) – Inbetriebnahmejahr 2013



Abbildung 5: Membranverfahren

Kohlendioxid physikalisch oder chemisch in einer Flüssigkeit gelöst. Hierzu zählen die Druckwasser- und die Aminwäsche. Bei diesen Verfahren kann auch eine zeitgleiche Reinigung des Schwefelwasserstoffs und des Ammoniak erfolgen.

- Beim Membranverfahren (Abbildung 5) kommt eine Membranschicht zum Einsatz, die nur für bestimmte Teile des Biogases durchlässig ist. Das Biogas wird unter Druck zur Membran geführt und so die Konzentration von Methan erhöht.

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

Welche Aufbereitungstechnik jeweils die vorteilhafteste ist, hängt stark von den Bedingungen vor Ort ab. So kann beispielsweise der Druck im Erdgasnetz, in das eingespeist werden soll, den entscheidenden Ausschlag für eines der Verfahren geben. Die absorptiven Verfahren finden bei Prozesstemperaturen

statt, die eine externe Wärmequelle nötig machen. Auch unterscheidet sich der erreichbare Methangehalt zwischen den Verfahren.

In Deutschland kommen vor allem die chemische Wäsche (Aminwäsche), die Druckwasserwäsche und die Druckwechseladsorption zum Einsatz (Branchenbarometer Biomethan = BBB).

Einspeisung in das Erdgasnetz

Das Erdgasnetz und das darin verteilte Gas weisen in Deutschland eine gewisse Bandbreite hinsichtlich ihrer technischen bzw. chemischen Eigenschaften auf. Neben den verschiedenen Netzebenen – also z. B. der Unterscheidung zwischen (internationalem) Ferntransportnetz und lokalem Verteilnetz – sind vor allem die Drücke der Netze wichtig für die Einspeisung von Biomethan.

Eine weitere wichtige Unterscheidung bezieht sich auf die brenntechnischen Eigenschaften wie z. B. den Brennwert des Gases. So lässt sich der Bereich des H-Gasnetzes von dem des L-Gasnetzes unterscheiden. Bei H-Gas liegt der Brennwert im Bereich von 11,1 bis



Abbildung 6: Druckwechseladsorption bzw. PSA (Pressure Swing Adsorption)

12,5 kWh/m³ Gas und bei L-Gas zwischen 9,1 und 11,0. Außerdem weist das Erdgas selbst, je nach seiner Herkunft, unterschiedliche Eigenschaften auf. Das Erdgas aus Russland hat also eine andere Zusammensetzung als jenes aus der Nordsee. L-Gasbereiche befinden sich überwiegend im Nordwesten Deutschlands.

Nach der Produktion und der Aufbereitung gelangt das Biomethan zur eigentlichen Einspeiseanlage. Neben der technischen Verbindung mit dem Erdgasnetz erfolgen dort eine geeichte Gasengenmessung, eine Messung der Gasbeschaffenheit und gegebenenfalls eine Anpassung der brenntechnischen Eigenschaften des Biomethans. Außerdem muss das Biomethan in der Regel odorisiert werden, um einen ausreichenden Warngeruch zu erhalten. Schließlich erfolgt die Anpassung an den Netzdruck. Hinsichtlich der Einspeisung von Biomethan kann noch unterschieden werden, ob das Biomethan als Austauschgas, also als ein Gas mit gleichem

Brennverhalten wie das schon im Netz befindliche, oder als Zusatzgas, bei dem die Eigenschaften abweichen können, eingespeist wird. Bei Zusatzgas ist dann entsprechend eine Einspeisung nur bis zu einer bestimmten Menge möglich. Es ist davon auszugehen, dass Biomethan derzeit vor allem als Austauschgas eingespeist wird (BMB).

Rechtlicher Rahmen

Während das EEG dem Stromnetzbetreiber 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 frei verkauft werden.

• Netzzugang

Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) schreibt analog zum EEG vor, dass Biomethaneinspeiseanlagen vorrangig vom jeweiligen Netzbetreiber angeschlossen werden müssen. Außerdem wird die Aufteilung der Netzanschlusskosten zwischen Netzbetreiber (75 Prozent) und Anschlussnehmer (25 Prozent) geregelt. Weitere Inhalte beziehen sich auf den Vorrang für Transportkunden von Biomethan, die Erstellung eines Realisierungsplans für das Projekt, die Bilanzierung des Biomethans und Emissionsgrenzwerte für Methan bei der Aufbereitungsanlage. Die Phase von der Antragstellung auf einen Netzzugang, dem sogenannten Anschlussbegehren, bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses betrug im Jahr 2012 im Mittel zwölf Monate (BMB).

Welche technischen Anforderungen das Biomethan einhalten muss, ist in Regelwerken der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) festgehalten.

• Handel und Bilanzierung

Damit das Biomethan verkauft 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 keine Vergütung nach dem EEG erlangt werden.

Bei der Verwertungskette vom Aus-

gangssubstrat bis hin zur Entnahme des Biomethans aus dem Erdgasnetz gibt es viele wichtige Handelsschritte, die auch rechtlich abgesichert werden müssen.

Ein direkter Verkauf vom Erzeuger an den Nutzer ist möglich. Aber auch der Weg über einen Händler ist denkbar. Um die notwendigen Nachweise mitführen zu können, kann das Buchungssystem der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), das Biogasregister, genutzt werden.

• Nutzung (EEG, KWKG, EEWärmeG, Kraftstoffquote)

Das EEG bietet die Möglichkeit, Biomethan aus dem Gasnetz zu entnehmen, wenn sichergestellt ist, dass es an anderer Stelle in entsprechendem Umfang eingespeist wurde. Die EEG-Vergütung erhält also der Betreiber des sogenannten Biomethan-BHKW, das sich technisch allerdings nicht von einem Erdgas-BHKW unterscheidet. Das BHKW muss vollständig in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, d. h. es wird nur Strom vergütet, wenn auch die erzeugte Wärme genutzt wird. Tabelle 2 gibt einen Überblick der Vergütungssätze für BHKW, die im Jahr 2013 in Betrieb genommen wurden.

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) regelt – ähnlich wie das EEG – eine Abnahme des erzeugten Stroms und einen festen Zuschlag pro kWh Strom.

Bei einer geeigneten Bedarfsstruktur, d. h. wenn neben der Wärme auch eine große Strommenge selbst genutzt werden kann, könnte die Biomethannutzung nach dem KWKG, trotz eigentlich geringerer Vergütung, vorzüglicher sein. Grund ist, dass auch für selbstgenutzten Strom eine Teilvergütung, der sogenannte KWK-Zuschlag, beansprucht werden kann.

Damit ein Biomethan-BHKW – ob nach EEG oder KWKG – wirtschaftlich betrieben werden kann, ist ein hoher, möglichst ganzjähriger Wärmebedarf am Standort nötig. Abhängig vom Einkaufspreis des Biomethans und von der Höhe der Erlöse, die für die Wärmenutzung erzielt werden können, muss das BHKW in der Regel 5.000 bis 7.000 Stunden im Jahr rein rechnerisch in Vollast betrieben werden können.

Nach dem Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz (EEWärmeG) ist für Neubau-ten und Gebäude der öffentlichen Hand

eine Nutzungspflicht für Erneuerbare Energien zur Deckung des Wärme- und Kältebedarfs vorgesehen. Hierzu kann Biomethan in KWK-Anlagen und bei der öffentlichen Hand auch in effizienter Brennwerttechnik genutzt werden. Auch eine Verwendung des Biomethans zur ausschließlichen Wärmebereitstellung ist denkbar. In der Regel erfolgt hier aber eine Beimischung zu Erdgas in Anteilen von 5 bis 20 Prozent. Der Preisunterschied von Biomethan und Erdgas ist ziemlich hoch. So kostete reines Biomethan für den Wärmemarkt im Juni 2013 laut AMI (Agrarmarkt Information-Gesellschaft mbH) 12,57 gegenüber von 5,85 Cent/kWh für Erdgas.

Ein weiterer Nutzungspfad, der durch die Aufbereitung von Biogas ermöglicht wird, ist der Einsatz als Kraftstoff. So kann mittlerweile an 320 Erdgas-tankstellen in Deutschland Biomethan in unterschiedlichen Anteilen getankt werden. An über 150 Tankstellen ist sogar reines Biomethan erhältlich (www.gibgas.de)



Abbildung 7: PKW-Betankung

Das Biomethan kann direkt an eine Erdgastankstelle geliefert und in entsprechenden Fahrzeugen eingesetzt werden. Die in Deutschland gängige Handhabung ist aber, wie beim Einsatz in BHKW, das Biomethan aus dem Erdgasnetz zu entnehmen. Auch eine Beimischung zu Erdgas ist möglich. Kraftstoffe müssen in Deutschland zu bestimmten Anteilen aus Erneuerbaren Energien stammen. Dies kann entweder durch Beimischung von biogenen zu fossilen Kraftstoffen oder auch durch den Verkauf von Biomethan erreicht werden. Bislang gilt hier ein Massenbezug, in Zukunft wird sich die Quote an der Reduzierung von Treibhausgasen ausrichten. Die Treibhausgasbilanz von Biomethan wird vor allem von den eingesetzten Substraten beeinflusst. Aus Reststoffen erzeugtes Biomethan weist

eine entsprechend gute Klimabilanz auf. Natürlich muss auch beim Einsatz als Kraftstoff eine Massenbilanzierung im Erdgasnetz erfolgen.

Derzeit kommt das Biomethan überwiegend in EEG-Anlagen zum Einsatz (BBB).

Wirtschaftlichkeit

Da es für Biomethan keine Abnahmepflicht und auch keine feste Vergütung gibt, hängt der wirtschaftliche Erfolg eines Projektes von der Nachfrage und den erzielbaren Preisen ab.

Die Gestehungskosten für Biomethan frei Erdgasnetz beinhalten folgende Kostenblöcke:

- Erzeugungskosten Rohbiogas
- Kosten für die Methanaufbereitung (CO₂-Abtrennung)
- Kosten für die Konditionierung und eigentliche Einspeisung in das Gasnetz
- Kosten für den Transport
- Kosten für die Nachweisführung
- Gegebenenfalls Kosten für Vermarktung und Handel

Den größten Kostenpunkt machen die Erzeugungskosten für das Rohbiogas aus. Auf diesen Punkt entfallen ca. drei Viertel der Kosten (KTBL). Davon wiederum bilden die Substratkosten den größten Teil. Werden vor allem kostengünstige oder sogar kostenfreie Reststoffe zur Biogasproduktion genutzt, so verschiebt sich die Kostenstruktur entsprechend. Die spezifischen Kosten für die Gasaufbereitung variieren je nach Verfahren und Kapazität der Aufbe-

reitungsanlage. Sie liegen im Bereich von einem Fünftel der Gesamtkosten. Damit machen der Netzzugang, die Nachweisführung und der Transport nur einen geringen Teil der Kosten aus. Laut dem Branchenbarometer Biomethan lagen die Preise für Biomethan aus Nachwachsenden Rohstoffen im Jahr 2011 bei 6,9 bis 7,4 Cent/kWh. Nimmt man einen elektrischen Wirkungsgrad des BHKW von 35 Prozent an, so liegen die Brennstoffkosten bei 20 bis 21 Cent/kWh_{el}.

Betreibermodelle

Von der Pflanze oder dem Reststoff als Ausgangssubstrat bis zur Nutzung des Biomethans, beispielsweise als Kraftstoff, sind eine Reihe von Verarbeitungsschritten notwendig. Entsprechend viele Möglichkeiten gibt es, den Betrieb zu organisieren. Wie weit darin die Landwirte als eigentliche Rohstoffproduzenten beteiligt sind, kann ganz unterschiedlich gestaltet werden. Oft befindet sich neben der Substratproduktion auch die Rohgasproduktion in Hand eines oder auch mehrerer Landwirte. Die Gasaufbereitung kann dann ebenfalls durch diese Gesellschaft erfolgen, oder beispielsweise durch den Energieversorger bzw. eine weitere Projektgesellschaft. Die eigentliche Einspeiseanlage ist immer im Eigentum des Gasnetzbetreibers, in dessen Gasnetz eingespeist wird. Natürlich ist es auch denkbar, dass ein Zusammenschluss von Landwirten, Energieversorgern und weiteren Unternehmen einen oder mehrere Produktionsschritte

übernimmt. Auch die Durchleitung und Vermarktung des Biomethans kann von einem weiteren Akteur oder von der Projektgesellschaft, die sich auch um die Erzeugung, Aufbereitung und Einspeisung kümmert, bewerkstelligt werden.

Quellen und weitere Informationen

- BIOMON: (Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring), Deutsches BiomasseForschungsZentrum, Fraunhofer-Institut IWES, Fraunhofer-Institut UMSICHT
- BMB: Bundesnetzagentur: Biogasmonitoringbericht 2013, abrufbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de>
- BBB: Dena Biogaspartner: Branchenbarometer Biomethan 1/2013. Abrufbar unter: <http://www.biogaspartner.de/branchenbarometer/branchenbarometer-12013.html>
- KTBL 2012: Biomethaneinspeisung in der Landwirtschaft. KTBL Schrift 495
- Dena Biogasregister: <http://www.biogasregister.de>
- DBFZ: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, abrufbar unter: <http://www.dbfz.de/web/aktuelles/details/article/monitoring-zur-entwicklung-der-stromerzeugung-aus-biomasse.html>
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Biomethan 2012
- gibgasmedien: <http://www.gibgas.de>



Abbildung 8: 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 Rimpar bei Würzburg durch den Freistaat Bayern gegründet. Bis 2000 war der eingetragene Verein als bayerische Koordinierungsstelle für Nachwachsende Rohstoffe in Rimpar tätig. Anfang 2001 wurde C.A.R.M.E.N. Teil des neu gegründeten Kompetenzzentrums für Nachwachsende Rohstoffe in Straubing.

Seit Juli 2012 ergänzt das Thema „Energiewende“ die Aufgaben der bislang auf die Koordinierung im Bereich der Nachwachsenden Rohstoffe spezialisierten Einrichtung. Jetzt gehören auch die Erneuerbaren Energien wie Wind, Sonne, Geothermie und Wasserkraft zu den Tätigkeitsbereichen.



Der ideell von etwa 70 Mitgliedern getragene Verein beschäftigt aktuell 35 Mitarbeiter, die sich auf die Bereiche Festbrennstoffe, Biogas und Mobilität, Industrielle Nutzung, Energie vor Ort, Netzwerk Forst und Holz, Öffentlichkeitsarbeit und Administration verteilen.

Der Standort Straubing und die Einbindung in das Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe bieten mit ihrer Signalwirkung für die ländliche Region, der räumlichen Nähe zur Landwirtschaft und der günstigen Verkehrsanbindung beste Voraussetzungen für die Erfüllung der Aufgaben.

C.A.R.M.E.N. ist zwar zunächst eine bayerische Einrichtung, doch die Aktivitäten reichen längst über Landes- und Bundesgrenzen hinaus.

Dienstleistungen

C.A.R.M.E.N. bietet verschiedene Dienstleistungen für Land- und Forstwirte, Kommunen und die öffentliche Hand, Forschung, Unternehmen und Privatpersonen an.

Die Mitarbeiter der Abteilung „Biogas und Mobilität“ tragen mit ihrem Fachwissen und ihren Erfahrungen gerne zur Umsetzung und zum Gelingen sinnvoller Projekte mit Biogas bei.

- Unabhängige Projektberatung:
Bei einem persönlichen Gespräch kann die Wirtschaftlichkeit eines Vorhabens, z. B. der Bau einer Biogasanlage, abgeschätzt werden. Auch die Bereiche rechtliche Rahmenbedingungen, Fördermöglichkeiten und Öffentlichkeitsarbeit werden bei diesen Terminen behandelt. Die Beratung ist eine kostenlose Leistung von C.A.R.M.E.N.
- Gutachten:
C.A.R.M.E.N. erstellt Gutachten, wenn es um die Finanzierung eines Projektes oder auch um eine bestimmte rechtliche Fragestellung geht.
- Vorträge bei Veranstaltungen:
Die Mitarbeiter der Abteilung „Biogas und Mobilität“ stehen für Veranstaltungen Dritter gerne als Referenten rund um die Themen Biogas, Wärmeverwertung, Energiepflanzen, Fördermöglichkeiten usw. zur Verfügung
- C.A.R.M.E.N.-Fachgespräche und -Seminare
- Telefonisches Beratungs- und Informationsangebot für Jedermann

Ziele unserer Arbeit sind:

- Koordination der Zusammenarbeit zwischen Wissenschaft, Wirtschaft und Politik
- Platzierung marktfähiger Produkte
- Optimierung von Pilotprojekten und Entwicklung von Standards
- Anpassung von Förderprogrammen
- Sensibilisierung der Öffentlichkeit



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

Impressum
Herausgeber: C.A.R.M.E.N. e.V.,
Centrales Agrar- Rohstoff- Marke-
ting- und Energie-Netzwerk
Schulgasse 18 • 94315 Straubing
Tel.: 09421 960 300 • Fax -333
E-Mail: biogas@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.; Arndt, U. Kilburg, Koch, Schul-
te, Wagner
Bildnachweis: C.A.R.M.E.N. e.V.
Druck: November 2013