

Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG) zertifizierung



www.biogas-forum-bayern.de/bif13

Biogas Forum Bayern, Verfasser:

Hubert Maierhofer

C.A.R.M.E.N. e.V.



Dr. Stefan Rauh

Fachverband Biogas e.V.



Martin Strobl

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft



Foren der ALB Bayern e.V.

ALB-Arbeitsblätter, ALB-Beratungsblätter, ALB-Infobriefe, ALB-Leitfäden und Fachinformationen werden in den Foren der Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und Landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. ausgearbeitet.

Die Foren, denen Fachleute der jeweiligen Sachgebiete angehören, sind Expertenausschüsse zum Informationsaustausch und zur Wissensvermittlung in die landwirtschaftliche Praxis.

Foren der ALB Bayern e.V.:

- ▶ Bau Forum Bayern (BaF),
Leitung: Jochen Simon, LfL-ILT
- ▶ Bewässerungsforum Bayern (BeF),
Leitung: Dr. Martin Müller
- ▶ Biogas Forum Bayern (BiF),
Leitung: Dr. Martin Müller, ALB
- ▶ Landtechnik Forum Bayern (LaF),
Leitung: Dr. Markus Demmel, LfL-ILT

Förderer



Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten



Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft



Ämter für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten

Impressum

Herausgeber Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und Landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. (ALB),
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising
Telefon: 08161 / 71-3460
Telefax: 08161 / 71-5307
E-Mail: info@alb-bayern.de
Internet: www.alb-bayern.de

1. Auflage 2019
© ALB Alle Rechte vorbehalten
Bildquelle Titelfoto Hubert Maierhofer (C.A.R.M.E.N. e.V.)

Inhaltsverzeichnis	Seite
Einleitung.....	4
1. Hintergrund.....	5
2. Begriffsbestimmung.....	5
3. Steckbrief der Biogasanlage mit CNG-Zapfsäule.....	5
4. THG-Emissionen.....	7
4.1. Biogasanlage.....	7
4.1.1. Eingesetzte Anbaubiomasse (Maissilage).....	7
4.1.2. Eingesetzte landwirtschaftliche Reststoffe (Schweinegülle).....	9
4.1.3. Verfahrenstechnik zur Biogaserzeugung	9
4.2. Tankstellenmodul (Gasaufbereitung, Verdichtung und Zapfsäule).....	10
5. Ergebnisse.....	11
5.1. THG-Emissionen.....	11
5.2. THG-Vermeidung.....	12
6. Hinweise zur erforderlichen Treibhausgas-Zertifizierung.....	12
6.1. Umfang und Kosten der Zertifizierung.....	12
6.2. Aufwand für den Biogasanlagenbetreiber.....	12
6.3. Nutzen durch Teilnahme am Biokraftstoffquotenhandel.....	13
7. Fazit	15
Weiterführende Informationen und Literatur.....	16

Einleitung

Mit Beginn des Jahres 2020 endet für einige Biogasanlagen die erste zwanzigjährige Periode mit EEG-Einspeisevergütung. Daher stellt sich für Anlagenbetreiber die Frage, wie sie ihre Biogasanlage ohne die in der Höhe bisher gesetzlich garantierte Stromvergütung dauerhaft rentabel betreiben können. Entgegen der Hoffnung und Erwartung vieler, sind die Marktpreise nicht so stark angestiegen, dass Biogasstrom mittelfristig tatsächlich ohne EEG-Vergütung wirtschaftlich zu erzeugen wäre. Dies liegt unter anderem daran, dass

- ▶ bislang nicht alle negativen Effekte der fossilen Energieträger und der Kernenergie in deren Kostenrechnung einfließen,
- ▶ die Strombereitstellungskosten aus Photovoltaik und insbesondere Windenergie enorm gesunken sind und
- ▶ in den immer noch „fossilen“ Marktstrukturen im Stromsektor die Flexibilität und gesicherte Verfügbarkeit der Biogasstromeinspeisung nur rudimentär vergütet wird.

Seit Inkrafttreten des EEG 2017 existiert zwar die Möglichkeit einer 10-jährigen Weiterförderung, dies allerdings bei reduzierten Vergütungssätzen. Nicht zuletzt deshalb steigt das Interesse an einer zusätzlichen oder insgesamt alternativen Vermarktung von Biogas und dessen Produkten außerhalb des EEGs.

Die vorliegende Schriftenreihe diskutiert die alternative Biogas-Aufbereitung am Standort der Biogasanlage mit anschließender Vermarktung des Biomethans als „Kraftstoff“ am Einspeisepunkt des Erdgasnetzes oder durch direkte Belieferung einer (Hof)Tankstelle.

Diese Direktvermarktung von „Biomethan als Kraftstoff“ kann auch bereits unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich sein: Neben den Erlösen aus dem Verkauf des Kraftstoffs kann vor allem auch die „Minderung der THG-Emissionen im Verkehrssektor“ einen relevanten Umsatzbeitrag erwirtschaften.

Diese Vermarktung der THG-Minderung setzt jedoch rechtliche Grundkenntnisse des Biogasanlagenbetreibers und im Speziellen eine zertifizierte Treibhausgasbilanzierung des verkauften Biomethan-Kraftstoffs voraus. Mit den folgenden kompakt gehaltenen Schriften und Expertenvorträgen bereitet die Themenreihe „Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas(THG)-Zertifizierung“ dieses komplexe Thema möglichst praxisgerecht für interessierte Neueinsteiger auf:

- ▶ Teil 1: **Basiswissen**
- ▶ Teil 2: **Häufig gestellte Fragen (FAQ)**
- ▶ Teil 3: **Praxisbeispiel Hoftankstelle**

- ▶ **Expertenvortrag „CO₂-Zertifizierung von Biomethananlagen“** am 01.03.2018, Landwärme GmbH, www.biogas-forum-bayern.de/v1

- ▶ **Expertenvortrag „Nachhaltiges Biogas – Anforderungen an Anlagenbetreiber im Rahmen der Nachhaltigkeitszertifizierung“** am 01.03.2018, REDcert GmbH, www.biogas-forum-bayern.de/v2

Zum besseren Verständnis des Themenfelds wird empfohlen, alle Schriften der Reihe zu lesen.

Der vorliegende Teil 3 beschreibt ein Praxisbeispiel für die Vermarktung von Biomethan an einer Hoftankstelle.

1. Hintergrund

Schon heute gibt es eine Vielzahl von Biomethananlagen, die das erzeugte Biogas zu Biomethan aufbereiten, ins Erdgasnetz einspeisen und als Kraftstoff vermarkten. Im vorliegenden Praxisbeispiel wurde in einem

weiteren führenden Schritt der nicht verstromte Teil des Biogases nach der Aufbereitung direkt, ohne Umweg über das Erdgasnetz, als Kraftstoff an einer betriebseigenen Tankstelle vermarktet.

2. Begriffsbestimmung

Nicht selten werden die folgenden drei Begriffe in allgemeinen Diskussionen synonym verwendet. Dies würde aber in diesem Schriftenteil zu Missverständnissen führen, weshalb hier die folgenden Begriffe eindeutig voneinander abgegrenzt werden.

Biogas: In der Biogasanlage erzeugtes Gasgemisch mit einem Methananteil kleiner 60 %. Die Menge wird als Gasvolumen in Kubikmetern bei Normbedingungen (m^3 Biogas) angegeben.

Compressed Natural Gas (CNG): Ist der Begriff für komprimiertes Erdgas. So sind Tankstellen mit einem blauen CNG-Schild gekennzeichnet. An den Tankstellen wird das Gas nach der Verdichtung in Druckflaschen vorgehalten um sicherzustellen, dass die Druckflaschen im Fahrzeug mit 200 bar befüllt werden können. Die Abrechnung erfolgt im Unterschied zu flüssigen Kraftstoffen nicht nach Volumen sondern nach Gewicht (kg).

BioCNG-Kraftstoff: An der Tankstelle verkaufte Gasgemisch mit einem Methananteil von mindestens 93 %. Die Menge wird als Gasvolumen in Kubikmetern bei Normbedingungen (m^3 CNG) angegeben und ist komprimiert auf 200 bar.

Biomethan: In der Klimabilanz bewertetes Gasgemisch mit einem Methananteil von 100 %. Die Menge wird als Gasvolumen in Kubikmetern bei Normbedingungen (m^3 CH_4) angegeben.

Treibhausgas (THG): Spurengase, die zum Treibhauseffekt beitragen können sowohl einen natürlichen als auch einen vom Menschen erzeugten Ursprung haben und absorbieren einen Teil der Wärmestrahlung. Neben Kohlendioxid sind z. B. Methan und Lachgas bedeutende Treibhausgase.

3. Steckbrief der Biogasanlage mit CNG-Zapfsäule

Vorab sei erwähnt, dass im Beispiel jährlich nur rund 30.000 m^3 CNG an der Tankstelle verkauft werden. In dieser Größenordnung steht nicht nur die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund. Vielmehr handelt es sich um eine Demonstrationsanlage im Spannungsfeld

zwischen tolerierbaren Kosten und den technischen Anforderungen hinsichtlich der Aufreinigung sowie eines geringen Bedienung- und Wartungsaufwands. Dennoch: Als Investition in die Zukunft könnte die Anlage einen Marktzugang schaffen und mit-

telfristig eine rentable Vermarktung des Biogases im lokalen/regionalen Kraftstoffmarkt erschließen.

Das Beispiel betrachtet eine Biogasanlage mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW) und einem Tankstellenmodul (siehe auch Abbildung 1). Die **Biogasanlage** setzt zu 40 Massen-Prozent Gülle (jährlich 3.000 Tonnen) und zusätzlich ausschließlich Maissilage (jährlich 4.500 Tonnen) ein. Die Gaserträge werden auf der Anlage nicht messtechnisch erfasst und wurden daher nach KTBL¹ errechnet. Das in der Biogasanlage erzeugte Biogas (umgerechnet rund 461.000 m³ CH₄) reicht aus, um das BHKW im Jahresdurchschnitt mit einer Bemessungsleistung von 220 kW zu betreiben. Zur Vermeidung klimawirksamer Emissionen aus dem Gärrestlager ist dieses abgedeckt und an die Gaserfassung angeschlossen. Die Düngung beim Maisanbau erfolgt ausschließlich mit Gärresten.

Das **BHKW** ist zu jeder Zeit in der Lage, die nicht an der Tankstelle vermarktete Biogasmenge vollständig zu verwerten und spielt für die weitere Klimabilanzierung des CNG-Kraftstoffs keine wesentliche Rolle. Daher wird es nicht weiter betrachtet.

Im **Tankstellenmodul** werden nach Brennwert rund 6 % des in der Biogasanlage erzeugten Biogases aufbereitet, an den Endverbraucher abgegeben und mit ihm abgerechnet. In einem ersten Verfahrensschritt wird das Biogas getrocknet und es werden die bei der Verwendung als Kraftstoff unerwünschten Anteile an Kohlendioxid, Schwefel und weiteren Schadstoffen abgeschieden. Nach dieser Aufbereitung wird das Biomethan verdichtet. Insbesondere hier kann auf gängige Anlagenkomponenten zurückgegriffen werden, die auch in üblichen CNG-Tankstellen zum Einsatz kommen.

Dies gilt auch für die Messtechnik zur gezielten Erfassung der Gasmenge (Gasmasse in kg) sowie der Abrechnung durch ein EC-Zahlmodul.

Die Biomethan-Absatzmenge einer Tankstelle hängt sicherlich stark von der Verkehrsanbindung und von der örtlichen Nachfrage nach CNG (Compressed Natural Gas bzw. komprimiertes Erdgas als Kraftstoff) ab. Wie bereits oben erwähnt, kann das Tankstellenmodul im Rechenbeispiel jährlich 30.000 m³ CNG Kraftstoff absetzen. Der Methananteil in diesem an der Tankstelle verkauften Kraftstoff beträgt 93 Volumen-%. Dementsprechend beträgt die für die Klimabilanzierung relevante und "reine" Methanmenge 27.900 m³ CH₄.

Da das an der Zapfsäule abgegebene CNG nach Brennwert nur 6 % des in der Biogasanlage insgesamt erzeugten Biogases entspricht, werden dem CNG auch nur 6 % aller der Biogasanlage zuzuordnenden Treibhausgasemissionen angerechnet. Anders verhält es sich bei den ausschließlich dem Tankstellenmodul zuzuordnenden Treibhausgasemissionen. Diese werden zu 100 % dem verkauften CNG angerechnet.

Bei der Klimabilanzierung des Endenergieträgers, in diesem Fall des CNG, sind alle relevanten Prozessschritte innerhalb der sogenannten Systemgrenze zu berücksichtigen (siehe auch Abbildung 1).

¹ KTBL 2009: Hier werden statistisch abgesicherte Richtwerte und mit Expertengruppen abgestimmte Gasausbeute für unterschiedliche Substrate angegeben

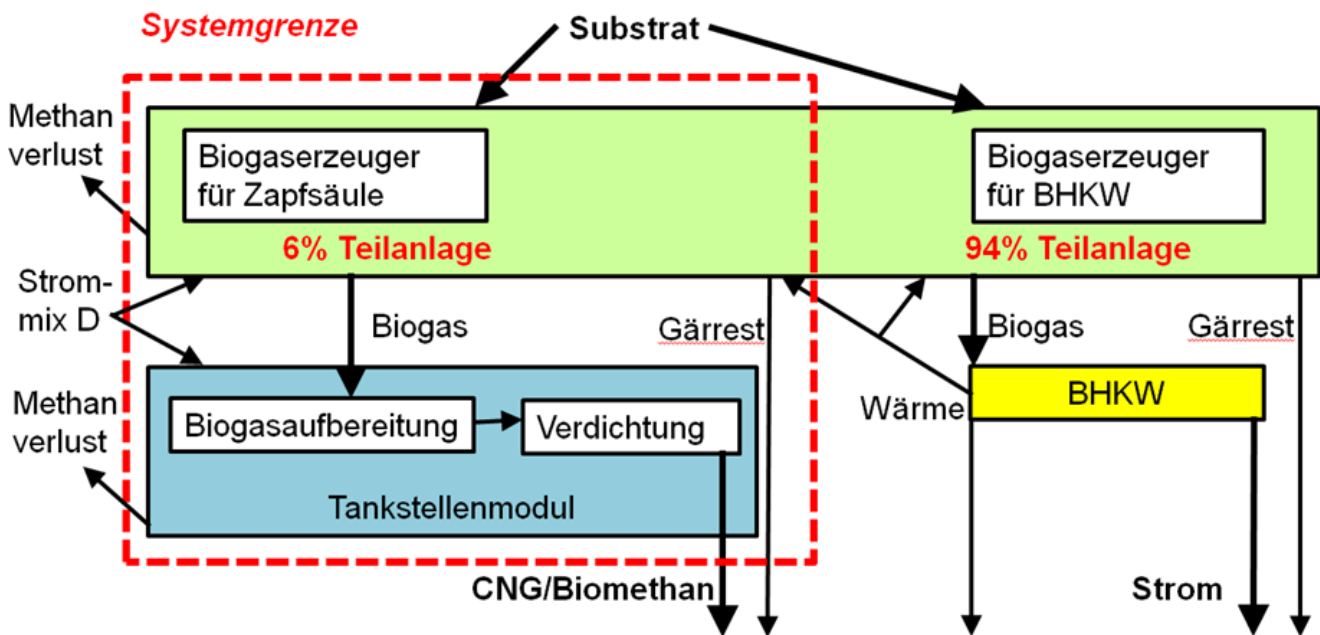


Abb. 1: Systemgrenzen einer Biogasanlage mit BHKW und Tankstellenmodul

4. THG-Emissionen

4.1. Biogasanlage

4.1.1. Eingesetzte Anbaubiomasse (Maissilage)

Die THG-Emission der eingesetzten Anbaubiomasse muss bilanziert werden. Für gängige Biokraftstoffe wie z. B. Rapsöl existieren Standardwerte. Für Maissilage und weitere Ganzpflanzensilagen sind solche Standardwerte jedoch nur teilweise verfügbar. Jedes einzelne Substrat ohne Standardwerte muss mit deutlichem Mehraufwand betriebsindividuell bewertet werden.

Im Rechenbeispiel werden 4.500 Tonnen Frischmasse Maisganzpflanzensilage aus einer Charge eingesetzt und verursachen die in Tab. 1 und 2 aufgelisteten THG-Emissionen.

Die Bewertung der eingesetzten Betriebsmittel berücksichtigt das Saatgut, die Düngemittel, die verwendeten Pestizide sowie die notwendige Dieselmenge für Bodenbearbeitung, Aussaat, Pflanzenbehandlung und Ernte (siehe Tab. 1). Die Betriebsmittel werden mit Emissionsfaktoren belegt. Damit können die Treibhausgas Emissionen (THG) pro Hektar errechnet werden.

Tabelle 1: Maissilage – THG-Emissionen durch direkt eingesetzte Betriebsmittel

	Aufgewendete Masse		Emissionsfaktor ²		THG-Emission	
Saatgut	25	Kg/ha	0,32	kg CO ₂ -Äq /kg	8,0	kg CO ₂ -Äq/ha
NP-Dünger 18/46	18	Kg N/ha	4,57	kg CO ₂ -Äq /kg	82,3	kg CO ₂ -Äq/ha
N-Dünger, Gärrest	167	Kg N/ha	0,0075	kg CO ₂ -Äq /kg	1,3	kg CO ₂ -Äq/ha
Kalk CaO-Dünger	1.016	Kg/ha	0,3	kg CO ₂ -Äq /kg	304,8	kg CO ₂ -Äq/ha
Pestizid	3	Kg/ha	13,9	kg CO ₂ -Äq /kg	41,7	kg CO ₂ -Äq/ha
Diesel	100	l/ha	2,1	kg CO ₂ -Äq /l	210	kg CO ₂ -Äq/ha
				Summe	648,1	kg CO₂-Äq/ha

Auch zu bewerten sind die Lachgasemissionen aufgrund der Ausbringung von mineralischen und organischen Düngemitteln sowie aufgrund der auf dem Feld verbleibenden Pflanzenteile (beispielsweise Wurzeln oder Getreidespreu). Der Umfang dieser Lachgasemissionen wird durch einen Lachgasrechner simuliert (z. B. Biograce-Tool³), der laut IPCC⁴-Methode eine ausreichende Abschätzung ermöglicht. Da Lachgas mit einem Emissionsfaktor von 298 kg CO₂-Äq/kg sehr stark klimawirksam ist, sind die Lachgasemissionen die bedeutendste Größe bei

der Berechnung der Emissionen aus dem Rohstoffanbau. Daher benötigt das Berechnungsprogramm Angaben zur Anbaufrucht, zur Erntemenge und zu Reststoffen (z. B. Stroh, das auf dem Acker verbleibt). Ebenfalls einen Einfluss hat die Wassersättigung des Ackers. Die jährlichen Lachgasemissionen von landwirtschaftlich bewirtschafteten Flächen liegen bei etwa 1 bis annähernd 10 kg/ha. Die berechneten Lachgasemissionen unseres Rechenbeispiels finden sich in Tab. 2.

Tabelle 2: Maissilage – Lachgasemissionen beim Anbau

	Entstandene Lachgasemissionen nach Biograce-Tool		Klimaerwärmungspotential		THG-Emission	
Lachgas	5	Kg/ha	298	kg CO ₂ -Äq /kg	1.490	kg CO ₂ -Äq/ha

In diesem Beispiel verursacht der Anbau und die Ernte eines Hektars Mais 2.138 kg CO₂-Äq.

Feld stehenden Mais spezifische Treibhausgas-Emissionen in Höhe von 42,8 kg CO₂-Äq je Tonne.

Der Hektarertrag lag bei 50.000 kg Frischmasse Mais. Teilt man die THG-Emissionen durch die Erntemenge, dann ergeben sich für diesen angebauten, aber noch auf dem

In diesem Beispiel – wie auch für in Bayern erzeugte Biomasse üblich, liegt keine Landnutzungsänderung (z.B. Grünlandumbruch) vor.

² Nach DBFZ

³ <http://www.biograce.net/home>

⁴ IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) Der Weltklimarat ist eine Institution der Vereinten Nationen. In seinem Auftrag tragen Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler weltweit den aktuellen Stand der Klimaforschung zusammen

Die Silage wird über eine Entfernung von 8 km mit einem Traktorgespann an die Biogasanlage geliefert. Dieser Transport erhöht die spezifische Treibhausgasmenge um 1 kg CO₂ Äq je Tonne.

Die Silierverluste während der Lagerung werden mit 10 % angenommen. Dadurch verringert sich die Frischmasse von 4.500 t auf 4.050 t Maissilage.

Im Saldo ergibt sich „frei Fermenter“ eine Lastschrift in Höhe von 48,1 kg CO₂ Äq je Tonne Maissilage.

4.1.2. Eingesetzte landwirtschaftliche Reststoffe (Schweinegülle)

Die Biogasanlage setzt 3.000 Tonnen Schweinegülle ein. Diese Gülle ist ein Reststoff aus der Schweinehaltung, die Emissionen werden daher auch dieser Schweinehaltung angelastet. Für die Biogasanlage steht dieser Reststoff erstmal „emissionsfrei“ zur Verfügung. Würde diese Schweinegülle nicht in einer Biogasanlage verwertet, erfolgte die Lagerung in einer offenen Güllegrube und es würden Treibhausgase in die Atmosphäre freigesetzt. Durch die Verwertung in der Biogasanlage wird dies vermieden, so dass eine Gutschrift für die Biogasanlage vorgenommen werden

kann. Laut RED II⁵ können dadurch pro Tonne Gülle 54 kg CO₂ Äq vermieden werden.

Aber auch die Gülle muss meist transportiert werden. In diesem Beispiel sind es 10 km mit einem LKW. Der Transport verursacht Emissionen in Höhe von 0,5 kg CO₂ Äq je Tonne.

Für die anfangs „emissionsfreie Schweinegülle“, ergänzt um die Gutschrift, belastet mit den transportgebundenen Emissionen errechnet sich im Saldo „frei Fermenter“ eine spezifische Gutschrift von 53,5 kg CO₂ Äq je Tonne.

4.1.3. Verfahrenstechnik zur Biogaserzeugung

Bei der Erzeugung der jährlichen Methanmenge von 465.332 Nm³ wird Strom und Wärme verbraucht. Der aufgeführte Strombedarf bezieht sich auf die Biogaserzeugung und betrifft den Betrieb von Pumpen, Rührwerken sowie der Substrateinbringung. Für den erforderlichen Strom aus dem Netz sind die für Deutschland gültigen THG-Emissionen im Strommix⁶ anzusetzen. Die Beheizung des Fermenters wird mit Abwärme aus dem Biogas-BHKW realisiert. Die verbrauchte Wärme ist daher mit 56 g CO₂

Äq je kWh nahezu klimaneutral⁷.

Im Beispiel wird auch angenommen, dass bei der Biogaserzeugung 1 % der insgesamt erzeugten Methanmenge verloren geht, z. B. über Diffusion aus den Gasspeichern, aber auch durch Leckagen.

Entsprechend Tab. 3 verursacht die Biogaserzeugung in Summe 9.855 kg CO₂ Äq. bezogen auf einen Kubikmeter an der Tankstelle verkauftes Methan ergibt sich eine Emission in Höhe von 0,35 kg CO₂ Äq.

⁵ Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) steckt den Rahmen für den Ausbau der Erneuerbaren nach 2020 in der EU ab

⁶ Deutscher Strommix 2018: 490 g CO₂ Äq./ kWhel nach Umweltbundesamt

⁷ nach Umweltbundesamt 2013: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger

Tabelle 3: THG-Emissionen der Biogaserzeugung, die dem vermarkteten Kraftstoff zuzuordnen sind

Biogaserzeugung für Kraftstoff (6% der Biogasanlage)			Emissionsfaktor		THG-Emission	
Strombedarf	8.720	kWh/a	0,94	kg CO ₂ Äq /kWh	4.273	kg CO ₂ Äq
Wärmebedarf	16.350	kWh/a	0,065	kg CO ₂ Äq /kWh	916	kg CO ₂ Äq
Methanverlust	1	%	23	kg CO ₂ Äq /kg	4.667	kg CO ₂ Äq
			Summe		9.855	kg CO₂Äq
Methanoutput	27.900	m ³ /a	pro m³ CH₄		0,35	kg CO₂Äq/ m³ CH₄
			Pro MJ		9,8	g CO₂Äq/MJ

4.2. Tankstellenmodul (Gasaufbereitung, Verdichtung und Zapfsäule)

Das Tankstellenmodul umfasst die Aufbereitung zu Biomethan und die Abgabe als komprimiertes Biomethan. Auch dieser Teil des Prozesses verursacht Strombedarf und Methanverluste, die bei der Bilanzierung berücksichtigt werden müssen. Die hier verwendeten Werte der Demonstrationsanlage können im Praxisbetrieb über längere Zeit noch nicht ausreichend stabil erreicht wer-

den, liegen jedoch in einem realistischen Zielkorridor. Ziel muss es sein durch technische Maßnahmen die Methanemissionen auf Null zu reduzieren. Neben der Rückführung des Restgases in das Gaslager kommt hierzu die thermische Nachverbrennung in Frage. Entsprechend Tab. 4 ergeben sich im Saldo spezifischen Emissionen in Höhe von 0,426 kg CO₂ Äq/m³ Methan.

Tabelle 4: THG-Emissionen der Biogaserzeugung, die dem vermarkteten Kraftstoff zuzuordnen sind

Tankstellenmodul			Emissionsfaktor		THG-Emission	
Methanverlust	0,5	%	23	kg CO ₂ Äq /kg	2.310	kg CO ₂ Äq
Strombedarf	19.530	kWh/a	0,49	kg CO ₂ Äq /kWh	9.570	kg CO ₂ Äq
			Summe		11.880	kg CO₂Äq
Methanoutput	27.900	m ³ /a	pro m³ CH₄		0,426	kg CO₂Äq/m³ CH₄
			pro MJ		12	g CO₂Äq /MJ

5. Ergebnisse

5.1. THG-Emissionen

Die THG-Emissionen für die Substrate (Maissilage und Gülle) und für die Biogasanlage (Biogaserzeuger und Tankstellenmodul) werden nun zusammengefasst. Der Reststoff Gülle ermöglicht eine erhebliche Gutschrift. Den Substraten zur Biomethanversorgung der Tankstelle sind damit netto 2152 kg CO₂ Äq zuzuordnen.

Für die Biogaserzeugung und die Biomethananlage liegen die spezifischen Werte pro m³ Biomethan vor. Multipliziert mit der jährlichen Tankmenge beträgt die zugeordnete CO₂ Äq -Emission 21.736 kg.

Damit verursacht der an der Biomethanzapfsäule abgegebene Kraftstoff jährliche Treibhausgasemissionen von 23.943 kg CO₂ Äq.

Tabelle 5: THG-Emissionen von den Substraten bis zur Tankstelle

Anbaubiomassen	(6% Teilanlage)	THG-Emissionen	Bez. „CNG-Kraftstoff“	g CO ₂ Äq/ MJ
	t (FS)	Kg CO ₂ Äq/kg FS	Kg CO ₂ Äq	
Maissilage	272,5	0,0426	11.654	11,6
Substrattransport		0,0010	269	0,3
Reststoffe				
Schweinegülle	181,7	-0,0540	-9.811	-9,8
Transport		0,0005	95	0,1
Zwischensumme	454,2		2.207	2,2
		Emissionen THG	Bez. Tankstelle	
		kg CO ₂ Äq /m ³ Methan	Kg CO ₂ Äq	
Verarbeitung Biogasanlage		0,3497	9.856	9,8
Biogasaufbereitung (Teilanlage)		0,4258	11.880	11,9
Zwischensumme			21.736	21,7
Gesamtsumme			23.943	23,9

5.2. THG-Vermeidung

In der Nachhaltigkeitsverordnung wird dem fossilen Kraftstoff der Referenzwert von 94,1 g CO₂-Äq/MJ zugeordnet. Die Praxisanlage emittiert 23,9 g /MJ.

Die THG-Vermeidung beträgt 70,2 g CO₂/ MJ, die relative THG-Vermeidung beträgt damit 74,7 %.

Bei einem unteren Heizwert von 36 MJ/m³ (10 kWh/m³) entspricht dies 3,39 kg CO₂ Äq/ m³ CH₄. Aus diesen Werten lassen sich die erforderlichen Zielwerte bestimmen:

Bei einer Abgabemenge von 27.900 m³ CH₄ an der Zapfsäule werden Treibhausgase im Umfang von 23.943 kg CO₂-Äq emittiert.

Die spezifischen Emissionen für Biomethan an der Tankstelle betragen 858 g CO₂-Äq/m³ CH₄.

Durch die Biomethan Tankstelle werden damit jährlich 70.572 kg CO₂-Äq eingespart.

6. Hinweise zur erforderlichen Treibhausgas-Zertifizierung

6.1. Umfang und Kosten der Zertifizierung

Der Umfang der Leistungen der Zertifizierungsstellen kann unterschiedlich sein. Da zudem nur wenige Stellen ein Angebot abgeben werden, ist die Datenlage gering und damit eine Kostenabschätzung schwierig.

Der Leistungsumfang sollte folgenden Service umfassen:

- ▶ Informationsgespräch (Vorausdit)
- ▶ Registrierung bei einem Zertifizierungssystem
- ▶ Prüfung der Dokumente
- ▶ Audit mit notwendiger Prüfung der Vorlieferanten (Substrat liefernde Landwirte)
- ▶ Ausstellung Zertifikat und Nachhaltigkeitsnachweis

Für diese Leistungen ist von jährlichen Kosten (ohne MwSt) von mindestens 1.800 € auszugehen.

6.2. Aufwand für den Biogasanlagenbetreiber

Der Betreiber der Anlage muss sich mit dem Prinzip der Zertifizierung auseinandersetzen und die erforderlichen Dokumente und Zahlen zur Verfügung stellen.

Den Anfang machen hier die Dokumente zu den Substraten, die zur Prüfung der Herkunft der Substrate und der Massenströme nötig sind. Bei Anbaubiomassen sind die Daten für die Erstellung der CO₂-Bilanz nötig. Vorlieferanten müssen schlagbezogen

eine Selbsterklärung abgeben, um den Anbauort und die Erträge an Biomasse nachweisen zu können. Auch sind die Daten für die Bilanzierung der Biogasanlage und der Tankstelle erforderlich.

Das Vorausdit und die Auditierung stellen das Mindestmaß an notwendigen Terminen dar. In Summe ergibt sich insbesondere für ein Erst-Audit ein Personalaufwand von mindestens zwei Wochen.

6.3. Nutzen durch Teilnahme am Biokraftstoffquotenhandel

Das Biokraftstoffquotengesetz verpflichtet die Mineralölwirtschaft, durch den Einsatz von Biokraftstoffen die Treibhausgas(THG)-Emissionen aus dem Verkauf von Diesel- und Benzin-Kraftstoff zu reduzieren.

Aktuell liegt die erforderliche THG-Minderungsquote bei 4 %. Für 2020 ist ein Anstieg auf 6 % vorgesehen. Die Mineralölwirtschaft kann diese Verpflichtung entweder durch eine Beimischung (z. B. Ethanol zu Benzin oder Biodiesel zu Diesel) erfüllen oder durch den Handel mit Reinkraftstoffen (z. B. Biomethan). Sollte der Händler Biokraftstoffe nicht selbst handeln, so kann er sich die „Quote“ von einem Dritten zukaufen.

Für die Überwachung und Abrechnung der Treibhausgasemissionen ist die Biokraftstoffquotenstelle Cottbus zuständig. Diese zum Hauptzollamt Frankfurt an der Oder gehörige Behörde steht auch für Fragen zum Quotenhandel zur Verfügung. Die Stelle kann jedoch zur Preisbildung und zu den Kosten keine Auskunft geben. Für den Handel von Biomethan mit der Mineralölwirtschaft treten die Handelspartner bei größeren Mengen direkt in Verhandlungen. Bei kleineren Mengen, wie sie in diesem Beispiel vorliegen, dürfte der Handel über entsprechende Plattformen und Händler für Erdgas oder Biogas/Biomethan stattfinden.

Nach einer Zertifizierung der Anlage sind die vermiedenen Treibhausgase belegt, handelbar und können an einen Inverkehrbringer von Benzin- und Dieselkraftstoff veräußert werden.

Zur Herleitung des wirtschaftlichen Nutzens durch die Quotenhandel seien hier nochmal die Eckdaten der Biomethan-Tankstelle genannt:

- ▶ jährliche Abgabemenge: 27.900 Nm³ CH₄ (entspricht einem unteren Heizwert in Höhe von 279.000 kWh)
- ▶ jährliche Treibhausgasminderung 70.572 kg CO₂ Äq. Von dieser Menge ist jedoch vorab die THG-Minderungsquote für den an der eigenen Tankstelle in Verkehr gebrachten Kraftstoff von derzeit 4 % (ab 2020 6 %) abzuziehen. Die handelbare Menge beträgt damit 67.749 kg CO₂ Äq.

Sollte die Mineralölwirtschaft die Quotenpflicht nicht erfüllen, so ist eine „Pönale“ (Strafzahlung) zu entrichten. Die Pönale beträgt 470 €/t CO₂ Äq. Hieraus errechnet sich für die Treibhausgasminderungsmenge der Biomethan-Zapfsäule eine Pönale von 31.842 €, die den maximalen Betrag oder oberen Grenzpreis darstellt, der theoretisch durch Verkauf der THG-Minderung erzielt werden kann.

In der Praxis wird der Erlös aus dem Handel deutlich geringer sein. Eine Orientierung können folgende Quellen geben:

- ▶ Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit in Berlin hat 2018 in der Begründung zur 38. BImSchV Zahlen zu den Treibhausgasquoten genannt. Darin sind Vermeidungskosten für verschiedene Biokraftstoffe genannt. Für Biomethan betragen diese 123 €/t CO₂ Äq. Hieraus errechnet sich ein Betrag von 8.340 €.
- ▶ Zoltan Elek von der Landwärme GmbH (Händler für Biomethan), nannte in einer Präsentation einen Quotenpreis zwischen den Jahren 2015 und 2017 von 120 bis 240 €/t CO₂. Daraus lässt sich ein Mittelwert von 180 €/t CO₂ Äq ableiten. Hieraus ergibt sich ein Betrag von 12.195 €.

► Stefan Rauh vom Fachverband Biogas hat in einer Präsentation 2017 in Frankfurt zu einem Workshop eine Beispielrechnung vorgestellt. Hierin wird der „Quotenwert“ von Biomethan mit 4 Cent/kWh beziffert.

Dies würde auf Basis der Beispielanlage einen Nutzen von 11.160 € bedeuten. (siehe auch <https://www.biogas-forum-bayern.de/bif3>).

Somit kommen zu dem Verkaufserlös für Biomethan noch Erlöse aus dem Quotenhandel hinzu.

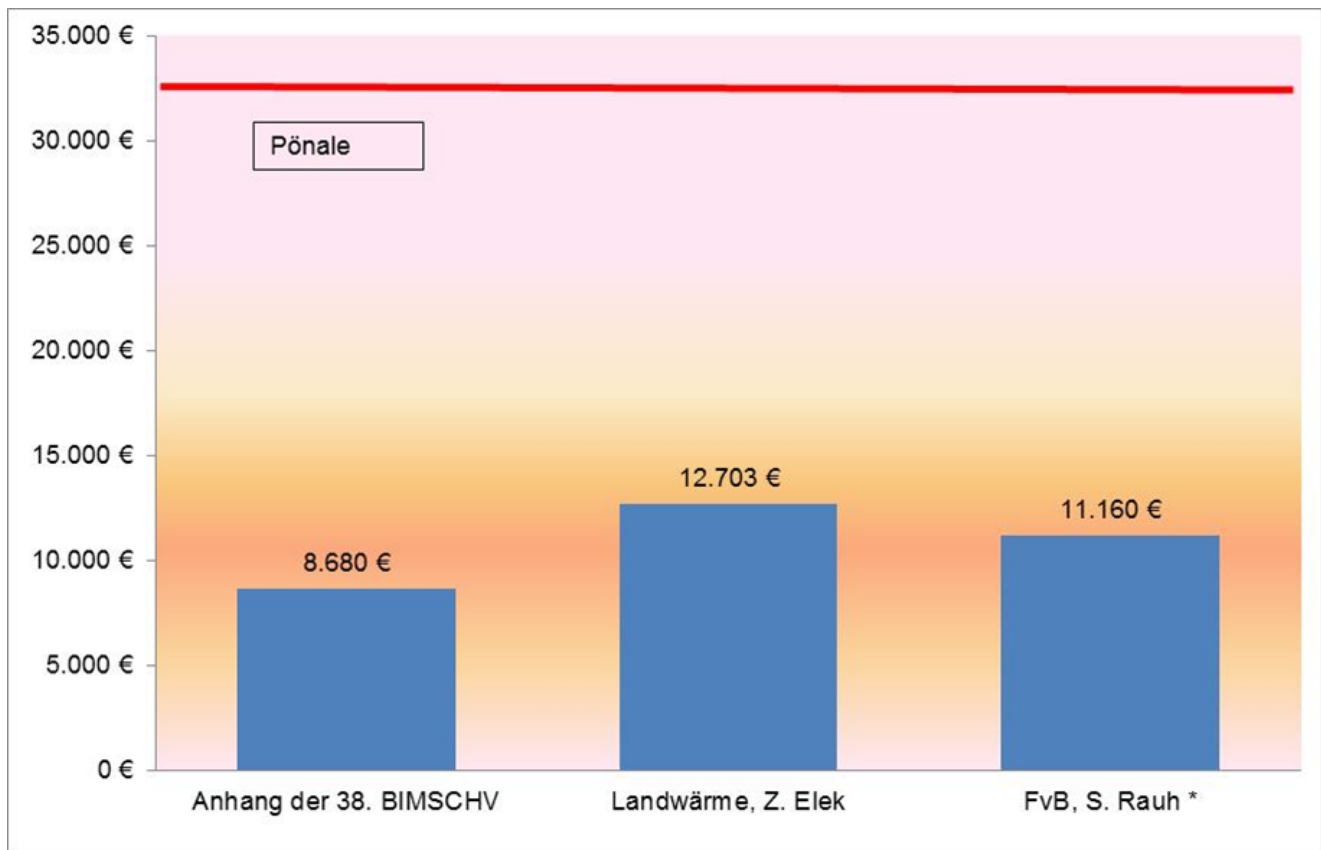
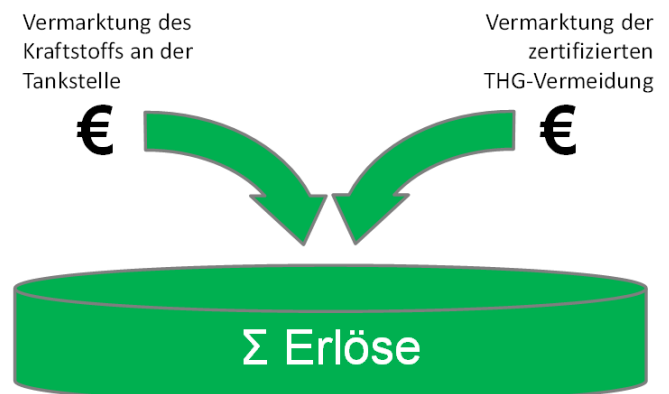


Abb. 2: Nutzen durch Vermarktung der THG-Vermeidung (Quotenhandel)
 *) Basis ist der untere Heizwert, nicht die THG-Reduzierung

Die Erlöse aus der Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff kommen zum einen Teil aus dem diskutierten Quotenhandel und zum anderen Teil aus den tatsächlich am EC-Terminal der Zapfsäule erwirtschafteten Umsätzen.



7. Fazit

Die Erfassung der Treibhausgasemissionen stellt für landwirtschaftliche Biogasanlagen einen erheblichen Aufwand dar. Die Nachweisführung und Treibhausgasbilanzierung scheint zwar möglich, ist jedoch eher für zentrale Biokraftstoff-Produktionsanlagen und die entsprechenden Lieferketten konzipiert und nicht für kleine dezentrale Anlagen. Somit steigt gerade für Anbaubiomassen ohne verfügbare Standardwerte der Aufwand.

Während das EEG Boni auch für gewisse Anbaubiomassen gewährt, führen diese Ausgangsstoffe bei der Betrachtung der Treibhausgasbilanz zu Lastschriften. Insbesondere die Düngung der landwirtschaftlichen Flächen verursacht Lachgasemissionen, die mit Faktor 298 zu Treibhausgasemissionen umgerechnet werden.

Im Gegensatz hierzu sind organische Reststoffe mit keinen „Produktionsemissionen“ verknüpft. Bei Gülle und Mist aus der Viehhaltung ergibt sich sogar eine Gutschrift, da hier erhebliche Methanemissionen aus der Lagerhaltung vermieden werden. Damit haben Anlagen mit ausschließlichem Reststoffeinsatz einen deutlichen Vorteil. Nach Bewertungsmethode sind deren Treibhausgasemissionen geringer und auch die Bewertung selbst ist deutlich einfacher. Die ideale Anlagenkonzeption ist damit die Hof-Biomethan-Tankstelle mit ausschließlich Mist, Gülle und Reststoffen im Substratmix. Hier ergeben sich hohe Treibhausgasreduzierungen bei einem vertretbaren Aufwand für die Durchführung der Zertifizierungsmaßnahme.

Bei der Biogaserzeugung entstehen Treibhausgasemissionen durch den Strombedarf für die Einbringung, Rührtechnik, im Tankstellenmodul für die Aufbereitung und Verdichtung des Gases auf 200 bar. Ein weiterer wesentlicher Treibhausgasemittent sind die Methanverluste an der Biogasanlage und der Zapfsäule samt Aufbereitung. Hier ist vor allem im Tankmodul auf einen niedrigen Methanschluß zu achten.

Bisher ist die Nachfrage nach einer Treibhausgaszertifizierung für landwirtschaftliche Hof-Biomethan-Tankstellen noch gering. Das erklärt auch das geringe Interesse der Zertifizierungsstellen an dem Thema. Hier ist auch zu vermerken, dass die wenigen in der Praxis betriebenen dezentralen Biogas-Zapfsäulen samt Biogasaufbereitung als Demonstrationsanlagen zu bezeichnen sind, die noch nicht die technische Reife haben, um einen wirtschaftlichen Betrieb unter den heutigen Rahmenbedingungen zu ermöglichen.

Weiterführende Informationen

BioGrace CHG calculation tool: Der Rechner dient zur Bestimmung der Treibhausgase für in Europa übliche Biokraftstoffe. Die Erstellung wurde durch die EU gefördert. Das IFEU Heidelberg ist die verantwortliche Stelle für das Rechentool. (Internet: <https://www.biograce.net/home>)

THG Rechner der LFL: Er ermöglicht einen guten Einstieg in die Thematik. Hier ist ein einfach zu handhabendes Rechentool sowie eine ausführliche Beschreibung verfügbar. (Internet: <https://www.lfl.bayern.de/ilt/umwelttechnik/technikfolgen/030589/index.php>)

Literatur:

Horst Fehrenbach, Regine Vogt, Martin Altröck, Hartmut Kahl (2010): Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung zur Biokraft.NachV für die Praxis, IFEU Heidelberg, Becker Büttner Held.

Katja Oehmichen, Karin Naumann, Jan Postel (2015): Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biomethan, DBFZ Leipzig, www.dbfz.de.

Zitiervorlage: Maierhofer, H., S. Rauh und M. Strobl (2019): Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG)zertifizierung Teil 3 Praxisbeispiel Hoftankstelle. In: Biogas Forum Bayern bif13, Hrsg. ALB Bayern e.V., <https://www.biogas-forum-bayern.de/bif13>, Stand [Abrufdatum].



Arbeitsgemeinschaft Landtechnik
und Landwirtschaftliches Bauwesen
in Bayern e.V. (ALB)
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising
Telefon: 08161 / 71-3460
Telefax: 08161 / 71-5307
E-Mail: alb@alb-bayern.de
Internet: www.alb-bayern.de