

Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG) zertifizierung



www.biogas-forum-bayern.de/bif2

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, ALB
- ▶ Biogas Forum Bayern (BiF),
Leitung: Dr. Martin Müller, ALB
- ▶ Landtechnik Forum Bayern (LaF),
Leitung: Dr. Markus Demmel, LfL-ILT

Förderer



Bayerisches Staatministerium 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 2018
© ALB Alle Rechte vorbehalten
Bildquelle Titelfoto Hubert Maierhofer (C.A.R.M.E.N. e.V.)

Inhaltsverzeichnis	Seite
Einleitung	4
1. Status Quo	5
2. Rechtsrahmen der EU: Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive - RED) und Kraftstoffqualitätsrichtlinie (Fuel Quality Directive –FQD)	5
3. Rechtsrahmen in Deutschland: Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (BioKraft-NachV), §§ 37a-g Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und Nachhaltigkeitsnachweis.	6
4. Zertifizierung: Beteiligte Akteure bei der Erstellung.....	8
5. Zertifizierung: Nachhaltigkeitsnachweis für die eigene Biogasanlage	10
5.1 K.O.-Kriterien einhalten	10
5.2 Höhe der THG-Emission berechnen	11
5.3 Höhe der THG-Vermeidung berechnen	13
6. Marktpreis für THG-Vermeidung	13

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 1 stellt Basiswissen und methodische Grundlagen zur THG-Zertifizierung vor. Beide Themen sind sehr stark von nationalem und europäischem Recht geprägt.

1. Status Quo

Aus verfahrenstechnischer Sicht sind Biomethananlagen in der Regel Biogasanlagen, die das erzeugte Biogas zu Biomethan aufbereiten und dieses Biomethan ins Erdgas-Verteilnetz einspeisen.

Aus rechtlicher Sicht wird dieses Biomethan fast ausschließlich „nur als EEG-fähiges Gas“ vermarktet: Dabei wird das Biomethan an einen Abnehmer verkauft, der es im BHKW verstromt und hierfür eine EEG Vergütung erhält. Nur vereinzelt kommt eine der folgenden beiden Vermarktungsvarianten als „Kraftstoff“ vor:

- ▶ **Bundesweite Direktvermarktung:** Vor-Ort-Aufbereitung des Biogases zu Biomethan, Einspeisung des Biomethans ins Erdgasnetz und Vermarktung am Einspeisepunkt als „Kraftstoff“.
- ▶ **Regionale/Lokale Direktvermarktung:** Vor-Ort-Aufbereitung des Biogases zu Biomethan, direkte Vor-Ort-Abgabe an Endverbraucher durch (Hof-)Tankstellen.

Derzeit ist diese Vermarktung von Biomethan im Kraftstoffsektor nur deshalb attraktiv, weil die vermiedenen Treibhausgasemissionen über die Biokraftstoffquote gehandelt werden und daraus zusätzliche Erlöse erzielt werden können. Hierfür ist allerdings eine sogenannte „Nachhaltigkeits-Zertifizierung“ für das erzeugte Biomethan erforderlich.

2. Rechtsrahmen der EU: Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive – RED) und Kraftstoffqualitätsrichtlinie (Fuel Quality Directive – FQD)

RED: Mit der Verabschiedung der RED im Jahr 2009 wurde der Rechtsrahmen für die Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in der EU gelegt. Unter anderem wurden darin vor dem Hintergrund der Tank-Teller-Diskussion erstmals Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe verbindlich definiert. Neben der nachhaltigen Bewirtschaftung land- und forstwirtschaftlicher Flächen und dem Schutz natürlicher Lebensräume wurde der Nachweis einer bestimmten Treibhausgasminderung in der Kraftstoffqualitätsrichtlinie (Fuel Quality Directive, kurz: FQD) gefordert.

Damit der Einsatz von Biokraftstoffen, und dazu zählt Biomethan, in den Mitgliedsstaaten gefördert werden darf, muss die Treibhausgasminderung, die mit der Verwendung von Biokraftstoffen im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen erzielt wird, seit 2018 mindestens 60 % betragen (2010-2016: 35 % THG-Minderung; 2017: 50 % bzw. 60 % THG-Minderung). Für die Berechnung der Minderung legt die FQD methodische Grundlagen fest und liefert zudem Standardwerte, die die Berechnung erleichtern. Da es für Biomethan nur vereinzelt Standardwerte gibt, muss in den meisten Fällen individuell gerechnet werden.

RED II: Die RED wurde in den letzten Jahren auf EU-Ebene überarbeitet und am 03.12.2018 verabschiedet. Im Frühsommer 2018 endete der Trilog-Prozess. Im Beschluss zur RED II werden neue Treibhausgasminderungsziele formuliert und überarbeitete Berechnungsvorgaben festgelegt. Unter anderem werden der Güllevergärung

darin hohe Treibhausgasminderungswerte zugewiesen. Durch die RED II wird die Treibhausgasbilanzierung auch auf den Bereich Strom und Wärme ausgeweitet. Die RED II muss von den Mitgliedstaaten der EU bis zum 01.07.2021 in geltendes Recht überführt werden.

3. Rechtsrahmen in Deutschland: Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV), §§ 37a-g Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und Nachhaltigkeitsnachweis

Die Vorgaben der geltenden RED und FQD wurden in Deutschland für den Kraftstoffbereich durch die BioKraft-NachV umgesetzt. Daneben gibt es weitere Gesetze und Rechtsverordnungen, in denen Details zur Förderung von Biokraftstoffen geregelt werden.

Von großer Bedeutung für die Förderung einer Treibhausgasminderung sind die §§ 37a - g BImSchG, in dem die Treibhausgas-

minderung von Kraftstoffen geregelt ist. Die darin festgelegten Regelungen zur THG-Quote gelten seit 2015 und lösen das Biokraftstoffquotengesetz ab. Bis dahin gab es in Deutschland eine energetische Quote, d.h. es musste eine Mindestmenge an Biokraftstoffen in Abhängigkeit vom Energiegehalt in Deutschland vertankt werden. Seit 2015 ist hingegen eine Mindest-THG-Einsparung erforderlich (siehe Abbildung 1).

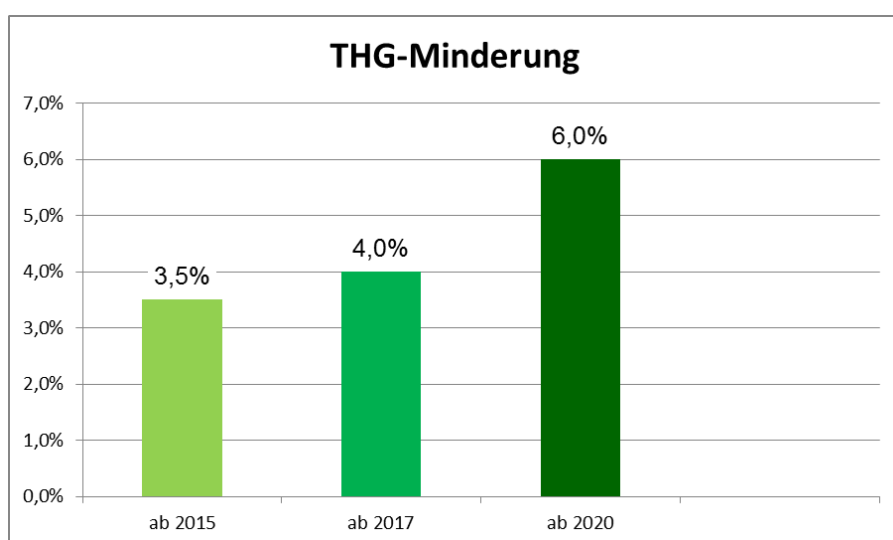


Abb. 1: Die vorgeschriebene THG-Minderung steigt entsprechend der Vorgaben des BImSchG bis 2020 auf 6% an.

Zur Einhaltung der Quote sind alle Marktakteure verpflichtet, die gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen zu versteuernde Otto- oder Dieselmotorkraftstoffe in Verkehr bringen.

Die Treibhausgasminderung kann durch den Einsatz von Biokraftstoffen erreicht werden.

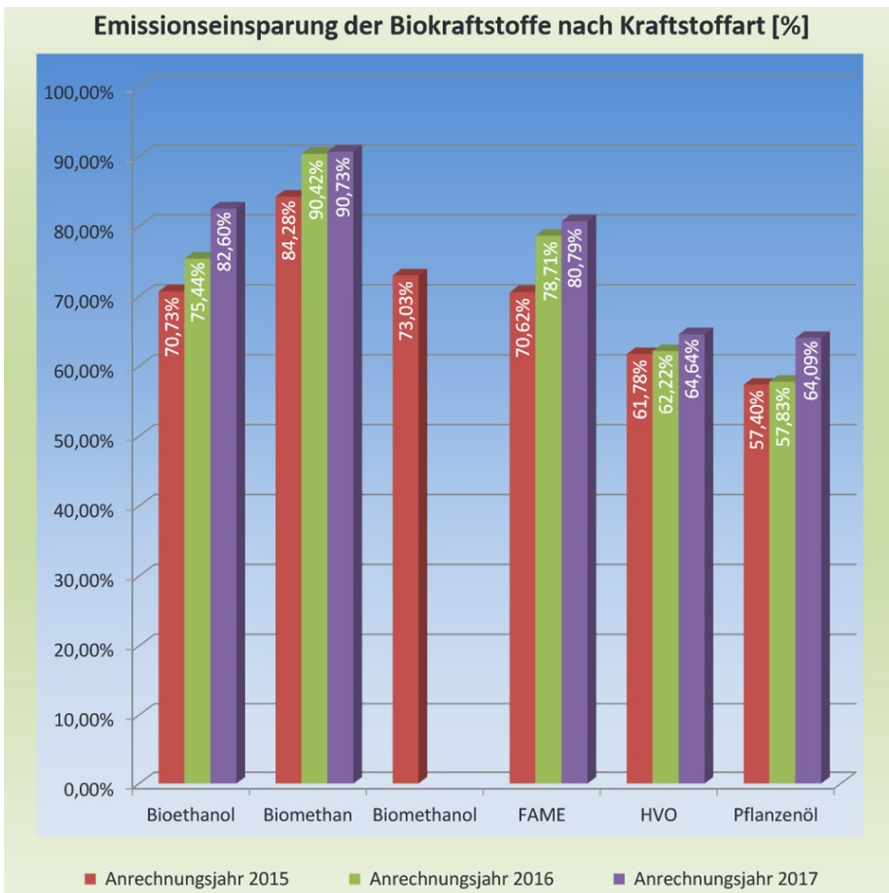


Abb. 2: Emissionseinsparung der Biokraftstoffe nach Kraftstoffart [in %]
Quelle: Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2017, BLE

Das bedeutet aber auch, dass für die Erfüllung der Quote umso weniger Biokraftstoff erforderlich ist, je emissionsärmer der betreffende Biokraftstoff ist.

(Man kann dies mit einem Waschmittelkonzentrat vergleichen, von dem man eine geringere Menge benötigt, um das gleiche Waschergebnis zu erzielen)

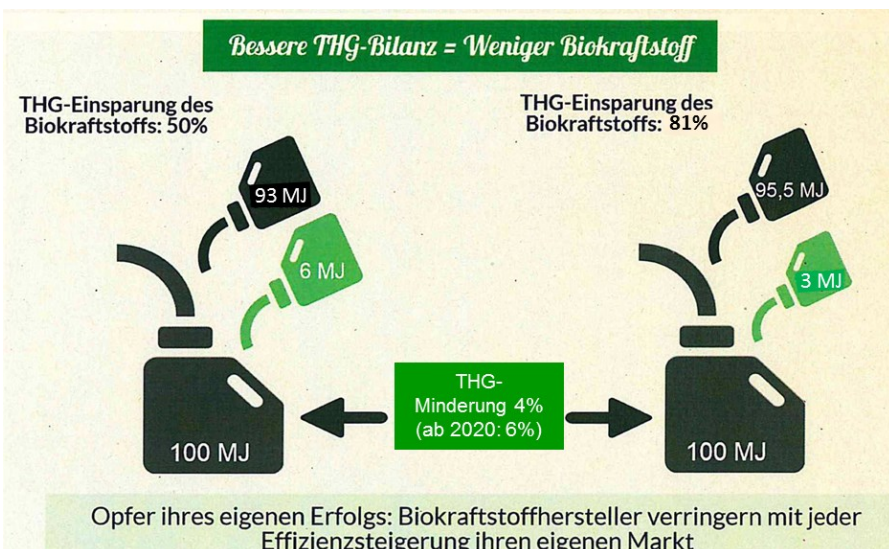


Abb. 3: Bessere THG-Bilanz, weniger Biokraftstoff
Quelle: Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie, Stand 2014, geändert

Falls die Quote nicht erfüllt wird, hat die Bundesregierung eine Pönale (Strafzahlung) festgelegt. Die Pönale beträgt 470 €/t CO₂Äq und ist damit um das 200-fache höher als der bekannte Börsenpreis für CO₂-Zertifikate die von der Deutschen Emissionshandelsstelle ausgegeben und zum Beispiel an der Börse (EEX) gehandelt werden. Wegen dieser hohen Pönale ergibt sich ein wirtschaftlicher Anreiz für den Einsatz von Biokraftstoffen und damit von Biomethan.

Der Biogasanlagenbetreiber muss eine Treibhausgas-Bilanz erstellen. Dazu müssen die Emissionen vom Anbau über die Weiterverarbeitung der Rohstoffe bis hin zur Biokraftstoffherstellung erfasst werden. Der Nachweis über die THG-Bilanz wird mit dem Kraftstoff an den Abnehmer (meist: Mineralölfirmen) geliefert.

Details zur THG-Berechnung finden sich in Kapitel 5 ab Seite 13.

4. Zertifizierung: Beteiligte Akteure bei der Erstellung

Die Zertifizierung erfolgt entlang der Wertschöpfungskette vom Landwirt bis zum Quotenverpflichteten (s. Abb. 4).

Nachhaltigkeitsverordnung:

Grundlage der THG-Zertifizierung ist die oben erwähnte Biokraftstoff-Nachhaltigkeits-

verordnung, welche die Vorgaben der Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD) und der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (RED) in nationales Recht umsetzt. Die Vorgaben der Nachhaltigkeitsverordnungen gelten für alle Betriebe der gesamten Herstellungs- und Lieferkette, das heißt vom Landwirt als Substratlieferant, über die Biogasanlage, bis hin zur Biogas-Tankstelle.

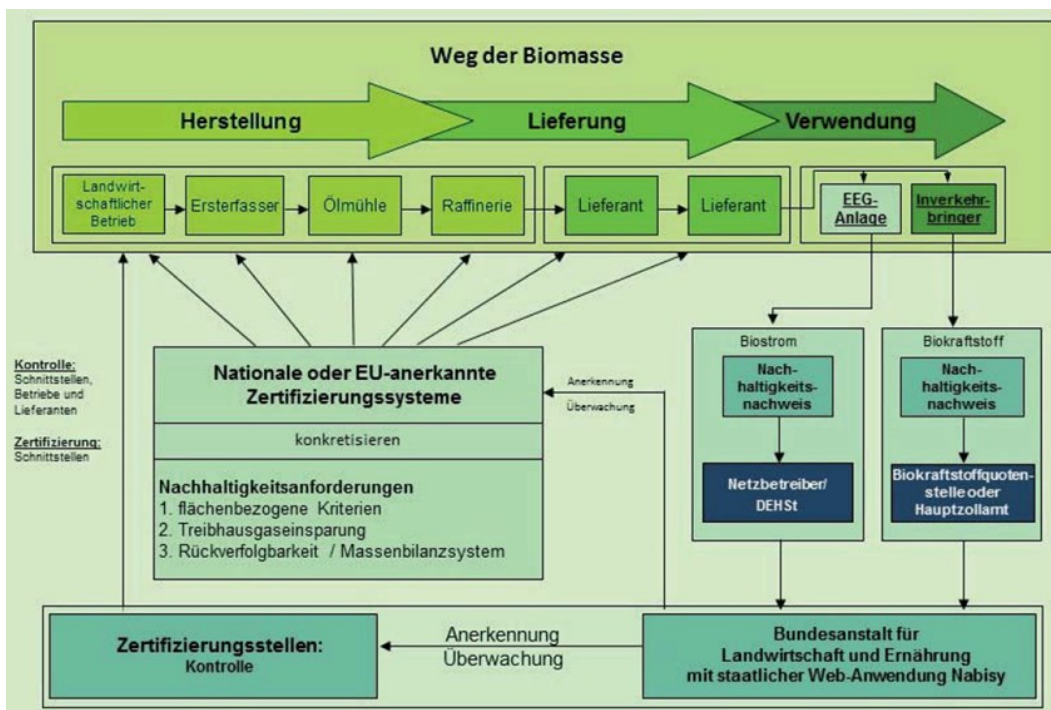


Abb. 4: Ablauf der Nachhaltigkeits-Zertifizierung

Quelle: Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2016, S. 20, 10/2017

Zertifizierungssystem:

Die Anforderungen an die Nachhaltigkeit werden durch das sogenannte Zertifizierungssystem vorgegeben. Es ist damit das „Werkzeug der Nachhaltigkeitsverordnung“. Zertifizierungssysteme müssen in Deutschland entweder von der deutschen Anerkennungsstelle, der Bundesanstalt für Landwirtschaft (BLE), oder von der Europäischen Kommission anerkannt sein. Gleichzeitig überwacht die nationale Anerkennungsstelle auch die Anwendung der Systeme, indem sie die Erfüllung der Anforderungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und der Kraftstoffqualitätsrichtlinie und des zur Umsetzung erlassenen nationalen Rechts für die Herstellung und Lieferung der Biomasse organisatorisch sicher stellt. In Deutschland hat die BLE die Zertifizierungssysteme REDcert GmbH und ISCC Systems GmbH als Zertifizierungssysteme anerkannt. Beide Systeme sind auch als freiwillige Systeme durch die Europäische Kommission anerkannt, so dass Zertifizierungsstellen in anderen Ländern diese ebenfalls nutzen können. Ebenso sind durch die EU in anderen Mitgliedstaaten anerkannte „Freiwillige Zertifizierungssysteme“ in Deutschland automatisch nach § 41 der BioSt-NachV bzw. der Biokraft-NachV zulässig.

Zertifizierungsstelle:

Die Umsetzung der THG-Zertifizierung wird hauptsächlich privatwirtschaftlich organisiert. Die Zertifizierungsstellen wenden ein Zertifizierungssystem an und kümmern sich um die Kontrolle und Auditierung vor Ort. Meist stehen sie auch beratend zur Seite. Für die Biogasanlage ist die Zertifizierungsstelle der Ansprechpartner. Die anerkannten Zertifizierungssysteme und Zertifizierungsstellen sind aktuell auf der Homepage der BLE gelistet (https://www.ble.de/DE/Themen/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Anerkennungen/aner kennungen_node.html).

Demnach sind derzeit in Deutschland 25 Zertifizierungsstellen zugelassen.

Es ist ratsam, frühzeitig eine Zertifizierungsstelle aus der Region auszuwählen, da dann der Ablauf und auftauchende Fragestellungen rechtzeitig geklärt werden können. Die Zertifizierungsstelle kann auch hilfreiche Dokumente liefern und damit den Ablauf sinnvoll begleiten. Als Dienstleister kontrolliert sie die korrekte Umsetzung der Vorgaben, während die Systematik durch das oben erwähnte Zertifizierungssystem vorgegeben wird. Ziel ist ein Nachhaltigkeitsnachweis, der die Erfüllung der Auflagen der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung bestätigt und die erreichte CO₂-Reduzierung als Zahlenwert ausweist.

Der Leistungsumfang der Zertifizierungsstellen kann unterschiedlich sein, sollte jedoch mindestens folgende Bereiche umfassen:

- ▶ Informationsgespräch (Vorausdit)
- ▶ Registrierung bei einem Zertifizierungssystem
- ▶ Prüfung der Dokumente
- ▶ Audit mit notwendiger Prüfung der Vorlieferanten
- ▶ Ausstellung des Zertifikats und des Nachhaltigkeitsnachweises

Zertifizierungen:

Der Nachhaltigkeitsnachweis als Ergebnis der anerkannten Zertifizierungen wird in der „Nabisy-Datenbank“ der Bundesanstalt für Ernährung und Landwirtschaft verbucht und damit handelbar.

Die BLE veröffentlicht jährlich einen Evaluations- und Erfahrungsbericht zum Thema (https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2016.pdf?blob=publicationFile&v=3).

Biokraftstoffquotenstelle Cottbus (Außenstelle des Hauptzollamts Frankfurt a. d. Oder):

Für die Überwachung und Abrechnung der Treibhausgasemissionen ist die Biokraftstoffquotenstelle Cottbus zuständig. Diese zum Hauptzollamt Frankfurt (Oder) gehörige Behörde steht auch für Fragen zum Quotenhandel zur Verfügung, kann jedoch zur Preisbildung und zu den Kosten keine Auskunft geben.

Mineralölwirtschaft:

Sie hat die Treibhausgasemissionsquote einzuhalten. Dazu kann sie dem Benzin, Diesel und Erdgas anteilig Biokraftstoffe beimischen oder THG-Minderungszertifikate

von nicht quotenverpflichteten Handelspartnern zukaufen (z. B. von Biogasanlagen, die Biomethan als Kraftstoff in Verkehr bringen). Somit steht hinter jeder gehandelten CO₂-Menge als Treibhausgasemission eine Menge in Verkehr gebrachten Biokraftstoffs. Die Handelspartner für Biomethan als Kraftstoff und CO₂-Äquivalent als Minderung der THG-Quote müssen nicht gleich sein. Der CO₂-Handel ist jedoch an den Verbrauch an Biomethan als Kraftstoff gebunden. Es kann nur so viel Quote gehandelt werden, wie Biomethan als Kraftstoff eingesetzt wird.

Für den Handel von Biomethan mit der Mineralölwirtschaft treten die Handelspartner bei größeren Mengen direkt in Verhandlungen. Bei kleineren Mengen dürfte der Handel über entsprechende Plattformen und Händler für Erdgas oder Biogas/Biomethan.

5. Zertifizierungen: Nachhaltigkeitsnachweis für die eigene Biogasanlage

5.1 K.O.-Kriterien einhalten

Für den Nachhaltigkeitsnachweis ist bereits der Anbau der Biomasse relevant. Ein K.O.-Kriterium ist hierbei der Anbau der Biomasse auf Flächen mit hohem Naturschutzwert (siehe Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung). Beim Anbau von Energiepflanzen auf hiesigen landwirtschaftlichen Flächen werden die Voraussetzungen in der Regel erfüllt sobald die Cross-Compliance Bestimmungen eingehalten werden. Jedoch gibt es auch hier mögliche Flächen, die ausgenommen sind, wie z. B. umgebrochenes Grünland.

In der Regel bestätigt der Landwirt die Einhaltung der Vorgaben durch die Unterzeichnung einer Selbsterklärung. Vielen Landwirten ist dieser Vorgang bereits bekannt, da auch bei der Vermarktung von Getreide, Raps und Zuckerrüben entsprechende Selbsterklärungen gegenüber dem Landhändler zu unterzeichnen sind. Dies liegt daran, dass diese Kulturen ggf. im Kraftstoffsektor (Biodiesel, Ethanol) vermarktet werden.

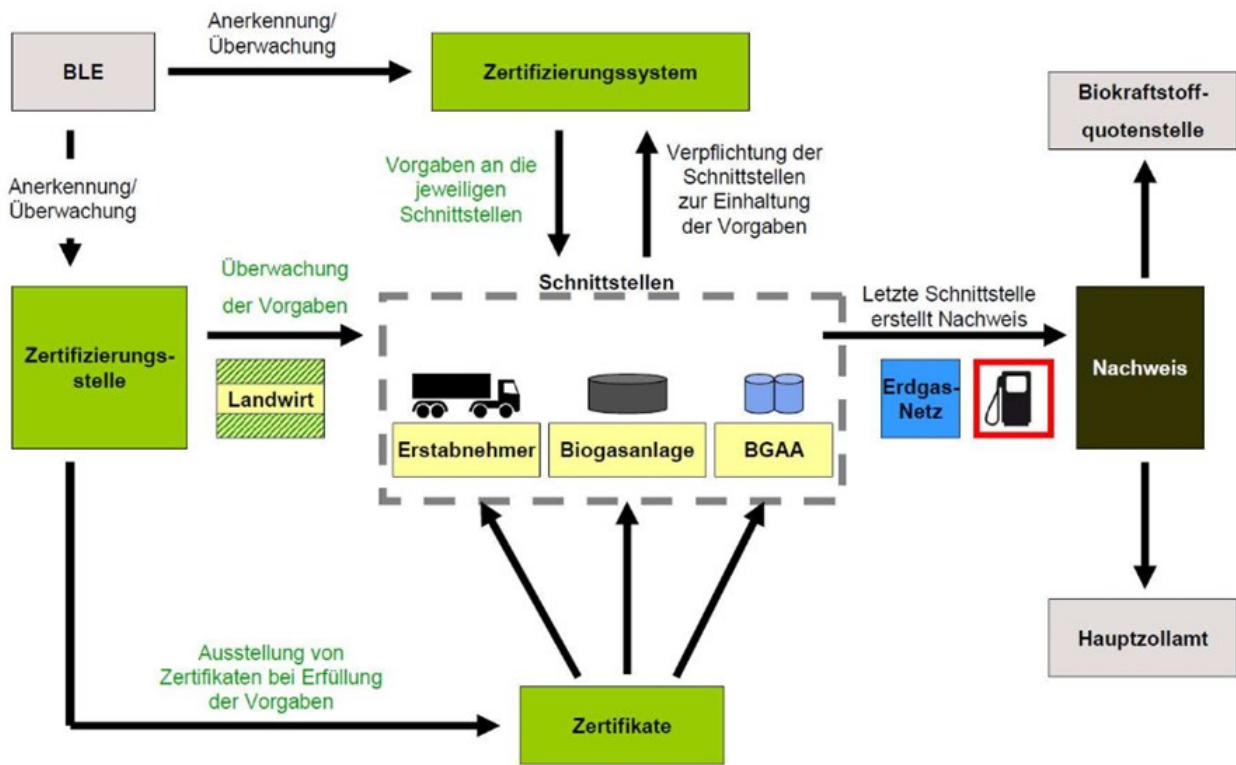


Abb. 5: Nachweiserbringung für Biomethan

Quelle: geändert nach „Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung zur Biokraft NachV für die Praxis“, Heidelberg/Berlin, Oktober 2010, S. 14

5.2 Höhe der THG-Emission berechnen

Neben der Erfüllung der Vorgaben zum Anbau muss zudem der Wert für die spezifischen THG-Emissionen des Biomethans berechnet werden.

Hierfür ist nach Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung folgende Formel zu verwenden:

$$E = \underbrace{e_{ec} + e_l}_{\text{Anbau und Landnutzungsänderung}} + \underbrace{e_p}_{\text{Produktion}} + \underbrace{e_{td}}_{\text{Transport}} + \underbrace{e_u}_{\text{Nutzung}} - \underbrace{e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}}_{\text{CO}_2\text{-Abscheidung Speicherung}} - \underbrace{e_{ee}}_{\text{Stromgutschrift}}$$

Formel Biokraft NachV aus: „Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung zur Biokraft NachV für die Praxis (ifeu) S. 20“

E = Gesamtemissionen bei Verwendung des Kraftstoffs

THG-Emissionen der Erzeugung

e_{ec} = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe

Betrifft den Anbau von Biomasse sowie die Bereitstellung von Abfällen

- Umfasst alle Emissionen zur Bereitstellung der Biomasse
- Die THG-Emissionen aus dem Anbau von Biomasse sind höher, als aus der Bereitstellung von Abfällen.
- Dokumentation: Jeder Anbauort der Biomasse ist zu belegen, zusätzlich sind die Ertragsmengen zu erfassen und die eingesetzten Mengen an Dünger, Saatgut, Pestiziden und Kraftstoff sind anzugeben.

e_l = Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen

Betrifft Anbaubiomasse

- Stammt die Biomasse nicht von Anbauflächen, die bereits vor dem 01.01.2008 Ackerflächen waren, dann muss die damit verbundene Landnutzungsänderung bewertet werden. Ein Grünlandumbruch kann hierbei in den seltensten Fällen kompensiert werden.
- Stammt die Biomasse von schützenswerten Flächen, dann ist eine Nutzung zur Biokraftstoffherzeugung grundsätzlich untersagt.
- Dokumentation: Der Flächenstatus vor dem 01.01.2008 ist vom Biomasseanbauer nachzuweisen, z.B. durch Mehrfachanträge.

e_p = Emissionen bei der Verarbeitung

Betrifft die Biogaserzeugung und Biomethanaufbereitung

- Dokumentation: Die Biogasanlage muss die relevanten Daten zur Treibhaus-Bilanzierung erfassen. Hierzu zählen die eingesetzten Substrate, der Gasertrag, der Strom- und Wärmeverbrauch. Ein besonderes Augenmerk ist auf minimale Methanverluste zu legen, da Methan eine hohe Klimarelevanz hat. (Quelle: IFEU, Biomethan als Kraftstoff 2010)

e_{td} = Emissionen bei Transport und Vertrieb

Betrifft den Transport der Substrate zur Biogasanlage, die Verdichtung und Einspeisung, den Transport im Gasnetz, sowie die Kompression an der Tankstelle

- Wird bewertet mit Standardwerten aus der RED
- Der Substrattransport kann individuell berechnet werden

e_u = Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs (z.B. in CNG-Fahrzeugen)

- Wird mit Null angesetzt, sobald bei der Nutzung im Vergleich zum Referenzkraftstoff keine zusätzlichen Emissionen entstehen. Dies ist hier der Fall, da sich die Emissionen mit Biomethan nicht von denen mit Erdgas unterscheiden.

THG-Einsparungen

e_{sca} = Emissionseinsparung infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken, z.B. Humusaufbau und ab RED II die Einsparung von Emissionen bei der Wirtschaftsdüngerlagerung.

e_{ccs} = Emissionseinsparung durch Abscheidung u. geologische Speicherung von CO₂.

e_{ccr} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO₂.

e_{ee} = Emissionseinsparung durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

5.3 Höhe der THG-Vermeidung (auch: THG-Minderungspotential)

Aus den ermittelten spezifischen THG-Emissionen für die Bereitstellung von Biomethan ergibt sich in einem letzten Rechenschritt nun das THG-Minderungspotenzial.

Rechenregel:

$$\text{THG - Minderung} = \left[\frac{E_{\text{Fossilbrennstoff}} - E_{\text{Biokraftstoff}}}{E_{\text{Fossilbrennstoff}}} \right] * 100$$

$E_{\text{Fossilbrennstoff}}$ = Gesamtemissionen des fossilen Referenzbrennstoffs

$E_{\text{Biokraftstoff}}$ = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Biokraftstoffs (z.B. Biomethan)

Gemäß Biokraft-NachV ist $E_{\text{Fossilbrennstoff}}$ auf 91,4 g CO₂-Äq./MJ festgesetzt

Quelle: DBFZ: „Handreichung, Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biomethan“, Leipzig 2015, S. 34

Beispiel:

Angenommen, das Biomethan verursacht in Summe THG-Emissionen in Höhe von 30 g CO₂-Äq./MJ, dann könnten im Vergleich zur fossilen Referenz mit diesem Kraftstoff aus NawaRo rund 64 % der THG-Emissionen eingespart werden:

$$\text{THG - Minderung} = \left[\frac{91,4 \frac{\text{gCO}_2 - \text{Äq.}}{\text{MJ}} - 30 \frac{\text{gCO}_2 - \text{Äq.}}{\text{MJ}}}{91,4 \frac{\text{gCO}_2 - \text{Äq.}}{\text{MJ}}} \right] * 100 = 64\%$$

Hinweis: Mit der Novellierung der Biokraft-NachV wurde die Emission des Fossilbrennstoff zum 01.01.2018 auf 91,4 g CO₂-Äq./MJ festgesetzt.

6. Marktpreis für THG-Vermeidung und Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der Biomethaneinspeisung

Quotenverpflichtete Mineralölunternehmen haben mehrere Möglichkeiten ihre THG-Minderungsquote zu erfüllen (z.B. Beimischung oder Direktverbrauch von Biokraftstoffen). Das einzelne Mineralölunternehmen wird die jeweils preisgünstigste Variante wählen. Grundsätzlich ist die Verwendung von Biokraftstoffen wirtschaftlicher als die Zahlung einer Pönale in Höhe von 470 €/t CO₂Äq. bei Nicht-Erreichung der THG-Minderungsquote. Die Pönale ist damit aber auch der höchste (Markt-)Wert, den die THG-Quote des Biokraftstoffs kosten wird.

In der Realität werden die THG-Quoten nicht zum Wert der Pönale verkauft. Hier entscheidet schlussendlich die Wettbewerbsfähigkeit zwischen den einzelnen Biokraftstoffen. Je geringer die CO₂-Minderungskosten des Biokraftstoffs, desto günstiger kann der Biokraftstoff-Erzeuger die Quote dem Mineralölunternehmen anbieten. Verkauft ein Biomethan-Erzeuger eine THG-Minderungsquote, steht er in Konkurrenz zu seinen Mitbewerbern, die Biodiesel bzw. Bioethanol anbieten. Deren

Quotenpreis wiederum hängt vom Preisunterschied zu fossilem Diesel bzw. Benzin ab.

Im Sommer 2018 lag der Preis für die Kraftstoffquote bei rund 150 €/t CO₂Äq. Je nachdem welche THG-Minderung Biomethan erreicht, lässt sich daraus der Mehrerlös aus dem Verkauf der Kraftstoffquote berechnen. Im Folgenden soll der Quotenwert für drei CO₂-Preise (20 €/t CO₂ Äq = Preis EEX; 150 €/t CO₂ Äq = Preis Kraftstoffquote Sommer 2018; 470 €/t CO₂Äq = Pönale) dargestellt werden.

Dabei wird auch noch hinsichtlich der eingesetzten Substrate und der daraus resultierenden CO₂-Minderung unterschieden:

- ▶ Biomethan aus 100 % Abfall:
8,03 g CO₂ Äq/MJ (Praxiswert aus Evaluationsbericht der BLE f. d. Jahr 2016)
- ▶ Biomethan aus 100 % Gülle:
-100 g CO₂ Äq/MJ (angelehnt a. RED II)
- ▶ Biomethan aus 80 % Gülle und 20 % Mais:
-12 g CO₂ Äq/MJ (angelehnt a. RED II)

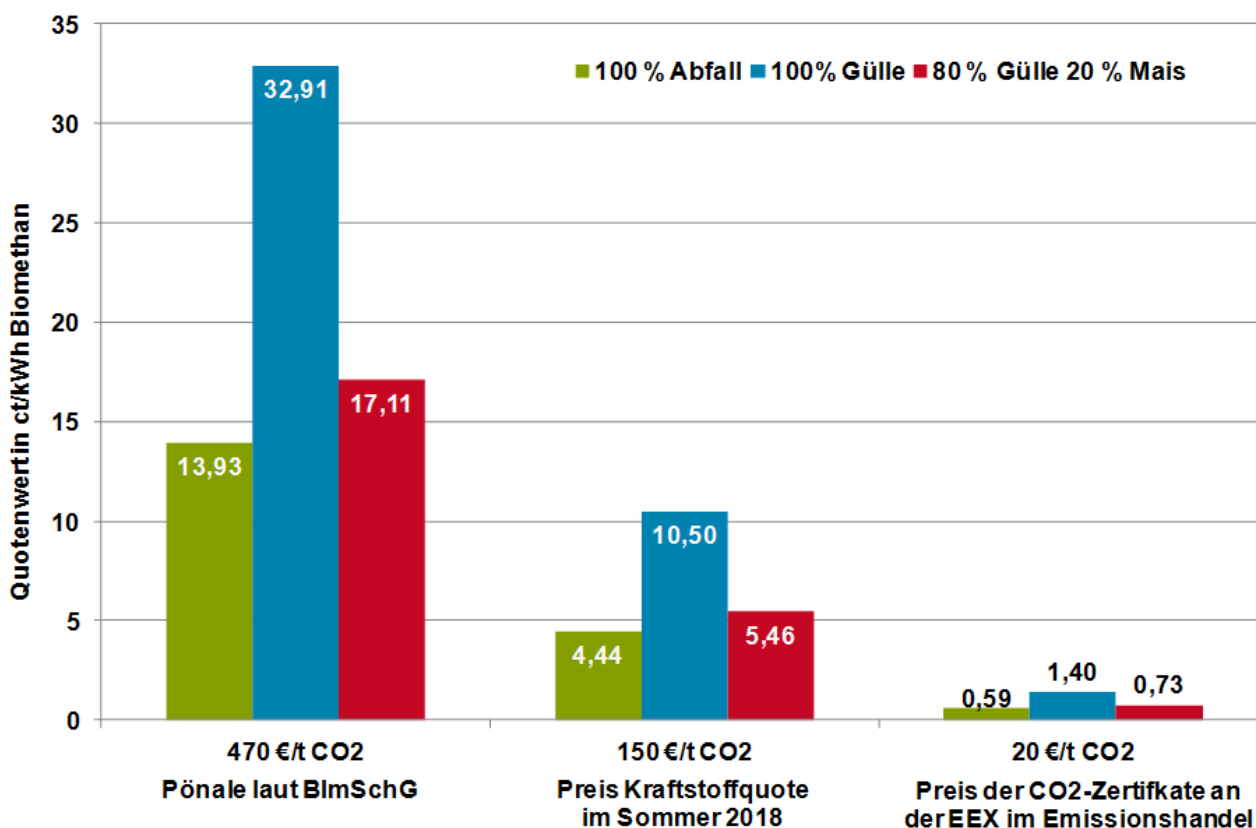


Abb. 6: Mögliche Erlöse aus dem Verkauf der Kraftstoffquote in Abhängigkeit vom Einsatzstoff und vom CO₂-Preis (Quelle: eigene Kalkulationen)

Die Graphik zeigt mit der grünen Säule für einen Quotenpreis von 150 €/t den Praxiswert (4,4 ct/kWh Biomethan), der mit Abfallbiomethan im Sommer 2018 Erlöse erzielt werden konnte. Nur durch den Verkauf der Quote konnte das Gas überhaupt wirtschaftlich abgesetzt werden. Die Erzeugungskosten von Biomethan aus Abfall liegen bei etwa 5-7 ct/kWh Biomethan und nur durch die Erlöse aus der Quote wird Biomethan konkurrenzfähig zu fossilem Erdgas (ca. 2 ct/kWh).

NawaRo-Biomethan ist aufgrund der höheren Erzeugungskosten und der geringeren THG-Minderung für den Absatz im Kraft-

stoffbereich nicht interessant. Die Novelle der RED kann aber dazu führen, dass insbesondere die Aufbereitung von Biomethan auf Basis von Gülle an Bedeutung gewinnt. Die hohe THG-Minderung führt zu einem entsprechend hohen Quotenwert von um die 10 ct/kWh bei einem angenommenen CO₂-Preis von 150 €/t CO₂ Äq. Auch eine Mischung von 80 % Gülle mit 20 % Mais könnte dann interessant sein. Inwieweit sich diese Situation ab 2021 einstellt, kann aktuell nicht vorhergesagt werden. Der aktuelle CO₂-Preis an der Börse für den Emissionshandel wäre hingegen nicht ausreichend.

Zitiervorlage: Maierhofer, H., S. Rauh und M. Strobl (2018): Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG)-zertifizierung Teil 1: Basiswissen. In: Biogas Forum Bayern bif2, Hrsg. ALB Bayern e.V., <https://www.biogas-forum-bayern.de/bif2>, Stand [Abrufdatum].