

HANDREICHUNG

Technische und methodische Grundlagen
der THG-Bilanzierung von

Biomethan



HANDREICHUNG

Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biomethan

Autoren:

Katja Oehmichen
Karin Naumann
Jan Postel
Christian Drache

Maria Braune
Arne Gröngröft
Stefan Majer
Kathleen Meisel
Franziska Müller-Langer

Das Projektteam bedankt sich für viele hilfreiche Hinweise und Anmerkungen bei zahlreichen weiteren Kollegen aus Wissenschaft und Praxis. Besonders hervorzuheben ist die Unterstützung durch:

Karin Arnold – *Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie*
Peter Behm – *GUT Zertifizierungsgesellschaft für Managementsysteme mbH*
BDBE – *Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e. V., Berlin*
Dieter Bockey – *UFOP – Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e. V., Berlin*
Sarah Bossen – *SGS Germany GmbH, Hamburg*
Gerhard Brankatschk – *OVID – Verband der Ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland e. V.*
Wolf-Dietrich Kindt – *Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e. V.*
Susanne Köppen – *IFEU – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH*
Stefan Rauh – *Fachverband Biogas e. V.*
Georg Strüncmann – *IPRO Industrieprojekt GmbH*
Iris Waikinat – *REDcert GmbH*

Gefördert durch:



Projektträger



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

Präambel	06
Grundlagen der Biomethanproduktion	07
Biogasproduktion	08
Biogasaufbereitung	11
Biomethankonditionierung	14
Typische Bandbreiten der wesentlichen In- und Outputströme	15
Biogasproduktion	16
Biogasaufbereitung	19
Biomethankonditionierung und -einspeisung	20
Berechnung von THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzialen	21
Berechnungsformel	21
Berechnung der THG-Emissionen	21
Berechnung des THG-Minderungspotenzials	22
Berechnungsschema	22
Berechnung der THG-Emissionen je Term der Berechnungsformel	22
Allokation der THG-Emissionen zwischen dem Biokraftstoff und den Nebenerzeugnissen	22
Berechnung der Gesamtemissionen und des THG-Minderungspotenzials	23
Datenarten und Datenquellen	23
Herausforderungen bei der Zertifizierung von Biomethan	23

Beispielrechnung	24
Darstellung einer beispielhaften Prozesskette	24
Rohstoffgewinnung e'_{ec}	25
Landnutzungsänderungen e'_l	27
Besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken e'_{sca}	27
Transport e'_{td1}	27
Verarbeitung e'_{p1} : Biogasanlage	28
Verarbeitung e'_{p2} : Biogasaufbereitung und Einspeisung	29
Abscheidung und geologische Speicherung e'_{ccs} bzw. Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid e'_{ccr}	30
Produktion von Überschussstrom e'_{ee}	30
Distribution e'_{td2}	30
Gesamtemissionen E	31
Aufteilung des Gasertrags auf die zu betrachtende Substratmenge	31
Zusammenfassung der THG-Emissionen	32
Berechnung der THG-Minderung	34
Häufig gestellte Fragen (FAQ)	35
Nebenerzeugnisse und Allokation	35
Einheiten und Umrechnungsschritte	36
Kombination von Teilstandardwerten und individuell berechneten THG-Emissionen	37
Daten und Kennzahlen	38
Hauptverursacher von THG-Emissionen in der Biomethan-Prozesskette	39
Besonderheiten und Fragen zur Berechnung (incl. THG-Einsparungen, LUC, N_2O)	39
Saldierung	43
Diskussionspunkte	43
Umrechnungstabellen	45
Volumen und Masse (Gewicht) von Biomethan	45
Dichte und Brenn- und Heizwert	45
Umrechnung von Energieeinheiten	45
Umrechnung von Einheiten	45
Literaturverzeichnis	47

Präambel



© Andree Merz (www.fotolia.com)

Seit dem 1. Januar 2015 ist die Bemessungsgrundlage für die Erfüllung der Biokraftstoffquote nach BImSchG (§ 37) vom Energiegehalt der Kraftstoffe auf eine Verpflichtung zur Treibhausgas (THG)-Minderung umgestellt. Diese Maßnahme soll einen wirksamen und quantifizierbaren Beitrag zur Verringerung der Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors leisten. Konsequenterweise haben die Biokraftstoffe die besten Marktchancen, die als Ergebnis der Nachhaltigkeitszertifizierung nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraftstoff-NachV) die beste THG-Bilanz ausweisen. Die Treibhausgaseminderungseffizienz wird damit – in einem globalisierten Biomasserohstoff- und Biokraftstoffmarkt – neben dem Preis für die gesamte Warenkette zum wesentlichen Wettbewerbsfaktor. Ab 2015 ist zu erwarten, dass die Verwendung der so genannten Standardwerte aus dem Anhang der Biokraftstoff-NachV stark abnimmt und vorwiegend individuell berechnete THG-Bilanzen im Rahmen der Zertifizierung erstellt werden.

Die Ergebnisse der Zertifizierung bestimmen damit die Wettbewerbsfähigkeit der Biokraftstoffanbieter in Deutschland, aber auch gegenüber Wettbewerbern in der EU bzw. in Drittstaaten. Eine fachgerechte, unabhängige und sichere Prüfung der von der jeweiligen Schnittstelle in den Nachhaltigkeitsnachweisen ausgewiesenen THG-Angaben, ist die notwendige Grundlage für einen fairen Wettbewerb und für die Glaubwürdigkeit der Biokraftstoffbranche. Dies erfordert von den verantwortlichen Auditoren nicht nur fundierte Kenntnisse der THG-Bilanzierung, sondern auch der technischen Prozesse zur Biokraftstoffproduktion, um u. a. die als Grundlage der THG-Bilanzierung verwendeten Stoff- und Energiebilanzen anlagen- bzw. verfahrensspezifisch zertifizieren und bewerten zu können.

Das übergeordnete Ziel dieser Handreichungen ist es daher, Informationen über Rohstoffverarbeitungs- und Biokraftstoffherstellungstechnologien zusammenzustellen und aufzubereiten, um somit u. a. die Auditoren bei der Prüfung von vorgelegten THG-Bilanzen fachgerecht zu unterstützen. Die drei Themenhefte orientieren sich an den derzeit wesentlichen Biokraftstoffoptionen in Deutschland: Biodiesel, Bioethanol und Biomethan. Sie sind alle drei gleich strukturiert und enthalten eine Technologiebeschreibung, Plausibilitätstabellen für typische Input- und Outputmengen von Produktionsanlagen, Erklärungen und eine Beispielrechnung zur Treibhausgasbilanzierung, einen Abschnitt zur Beantwortung häufig gestellter Fragen (FAQ) im Kontext der Prüfung von THG-Bilanzen und Umrechnungstabellen. Eine Übersicht zu verwendeter und weiterführender Literatur befindet sich jeweils am Ende der Handreichungen.

Die Handreichungen sind als ergänzende bzw. unterstützende Informationssammlung zu verstehen. Sie ersetzen nicht die Grundsätze der Zertifizierungssysteme bzw. die vorhandenen Rechtsvorschriften. Für die Erstellung der Handreichungen wurde der bis zum Oktober 2015 gültige Stand der entsprechenden Rechtsvorschriften, Mitteilungen und Systemgrundsätze berücksichtigt.

Grundlagen der Biomethanproduktion

Der Gesamtprozess der Biomethanproduktion besteht aus der Biogaserzeugung, der Aufbereitung des Biogases zu Biomethan sowie der abschließenden Konditionierung des Biomethans (vgl. Abbildung 1). Aus dem Rohstoff, dem **Gärsubstrat** (v. a. Anbaubiomasse, Abfall- und Reststoffe, Wirtschaftsdünger), entsteht zunächst im Fermenter einer **Biogasanlage** durch verschiedene Abbauprozesse (Vergärungsprozesse) ein methanreiches Gas. Bei diesen Vergärungsprozessen wird aus den organischen Substanzen durch Mikroorganismen unter Sauerstoffentzug als Stoffwechselprodukt ein Gasgemisch (Biogas) gebildet. Dieser Vergärungsprozess wird auch anaerobe Fermentation genannt. Das Biogas als Haupterzeugnis der **Vergärung** besteht überwiegend aus Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2) sowie geringeren Mengen Wasser (H_2O) und Schwefelwasserstoff (H_2S). Für die Einspeisung in das öffentliche Erdgasnetz oder für die Nutzung als Kraftstoff werden im Zuge der **Biogasaufbereitung** die unerwünschten Bestandteile wie Kohlendioxid, Wasser und Schwefel abgetrennt und dadurch das Methan angereichert. Das so erzeugte Biomethan muss für eine Einspeisung in das Erdgasnetz zudem durch eine **Konditionierung** an die jeweilige Zusammensetzung der lokal erforderlichen Erdgasqualität (L-Gas oder H-Gas) angepasst werden. Neben dem Hauptrohstoff, dem Gärsubstrat, bedarf es weiterer Inputs wie Prozessenergien in Form von Wärme und elektrischem Strom sowie Hilfsstoffen, die dem Prozess zugeführt werden. Zudem verlassen neben dem Haupterzeugnis, dem Biomethan, weitere Erzeugnisse, Rest- und Abfallstoffe sowie Methan, welches ungewollt als sogenannter Schlupf aus den Anlagenkomponenten entweicht, den Prozess. Der aus dem Vergärungsprozess zurückbleibende Gärrest wird in der Regel als organisches Düngemittel eingesetzt. Teilweise erfolgt vor der Ausbringung eine Aufbereitung des Gärrestes.



© Martin Ditzler (DFZ)

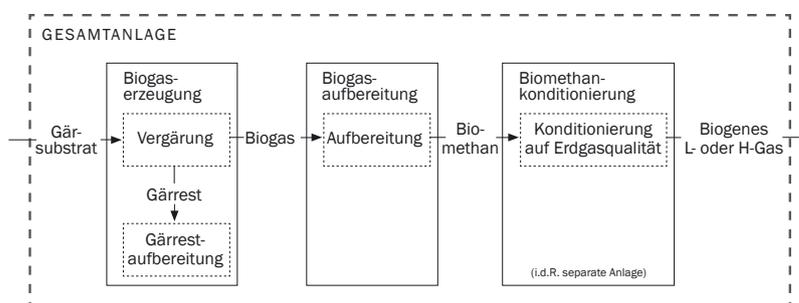


Abbildung 1: Gesamtprozess Biomethanproduktion

Biogasproduktion

In deutschen Biomethananlagen kommen überwiegend nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) und hier vor allem Maissilage, aber auch Grassilage, Getreide-Ganzpflanzensilage (GPS-Getreide), Getreidekorn oder Zuckerrübe als **Gärsubstrat** zum Einsatz. Darüber hinaus werden auch Wirtschaftsdünger (Gülle, i. d. R. als Co-Substrat zu NawaRo), kommunale Bioabfälle sowie Reststoffe aus beispielsweise Lebensmittel produzierendem bzw. verarbeitendem Gewerbe, der Industrie sowie der Landwirtschaft (z. B. Stroh) eingesetzt.

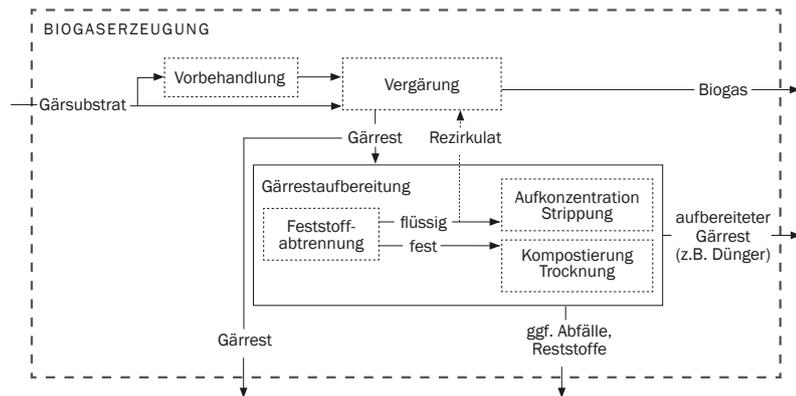


Abbildung 2: Biogasproduktion

Die Biogasproduktion kann in Form einer Nass- oder einer Feststoffvergärung, in kontinuierlichen und diskontinuierlichen (Batch-) Verfahren erfolgen. Für die Nassvergärung werden pumpfähige Substrat-Wasser-Gemische mit einem Trockensubstanzgehalt (TS) bis zu 12 % eingesetzt, während bei der Feststoffvergärung ausschließlich stapelbare Gärsubstrate mit einem höheren Trockensubstanzgehalt verwendet werden. In Deutschland werden Biomethananlagen üblicherweise als kontinuierliche Nassvergärung betrieben, weshalb im Folgenden dieser Prozess detailliert beschrieben wird.

Für eine optimale Biogasausbeute muss das Gärsubstrat als homogene, feuchte Masse mit möglichst großer spezifischer Oberfläche vorliegen. Um dies zu erreichen werden die Substrate gegebenenfalls zunächst einer **Vorbehandlung** unterzogen. So kann es erforderlich sein, die Substrate (I) zu zerquetschen oder zu zerfasern, (II) zu befeuchten oder (III) feste Bestandteile abzutrennen. Mitunter werden organische Reststoffe und Abfälle durch eine thermische Vorbehandlung hygienisiert, um den Eintrag von ungewünschten Keimen und Krankheitserregern in den Fermenter zu verringern. Dabei werden die Substrate mit Wärme (z. B. Dampf) und gegebenenfalls Druck behandelt. Beim Einsatz von NawaRo ist eine Hygienisierung vor der Vergärung gewöhnlich nicht notwendig, beim Einsatz bestimmter Abfälle hingegen gesetzlich verpflichtend.

Die **Beschickung** der Fermenter mit Gärsubstrat erfolgt entweder in kontinuierlicher (permanent), quasikontinuierlicher (ein- bzw. mehrmals täglich) oder diskontinuierlicher Form. Bei der diskontinuierlichen Beschickung wird der Fermenter komplett mit frischem Material befüllt, welches für mehrere Tage bzw. Wochen darin verbleibt, bevor der Gärrest ausgetragen wird (siehe Batch-Verfahren). Abhängig vom Trockensubstanzgehalt werden flüssige Substrate über Pumpen und stapelbare Substrate über Förderschnecken oder Radlader in den Fermenter eingebracht.

Bei der **Vergärung** finden typischerweise alle biologischen Konversions-schritte in einem Reaktionsbehälter, dem Fermenter, statt. Hierbei können mehrere Fermenter vorhanden sein, die parallel oder in Reihe geschaltet werden. Es ist auch möglich die Teilprozesse der Vergärung in zwei unterschiedlichen Behältern durchzuführen, um die Prozessbedingungen (z. B. pH-Wert, Temperatur) genauer abstimmen und steuern zu können. Bei der Nassvergärung kann ein Großteil der Flüssigphase als Rezirkulat im Kreislauf verbleiben, d. h. es wird vom Gärrest abgetrennt und dem Prozess wieder zugeführt.

Für die Vergärung kommen, abhängig von am Abbau beteiligten Mikroorganismen, unterschiedliche **Prozesstemperaturen** in Betracht. Die meisten methanbildenden Mikroorganismen haben ihr Temperaturoptimum im Bereich zwischen 37 °C und 42 °C. Dieser Temperaturbereich wird in den Biogasanlagen am häufigsten angewandt. Die Vergärung bei niedrigeren Temperaturen erspart zwar das Beheizen des Fermenters, führt jedoch zu geringeren Gasausbeuten, sodass sie in der Praxis so gut wie keine Anwendung findet. Höhere Temperaturen im Bereich von 50 °C bis 60 °C können für die Vergärung von Substraten bei vorheriger Hygienisierung angewandt werden oder wenn Substrate bereits in erhöhter Temperatur vorliegen. Hoch ausgelastete NawaRo-Anlagen führen zum Teil zu einer starken Erwärmung des Gärprozesses. Insbesondere in Sommermonaten kann dann eine Kühlung des Prozesses notwendig werden.

Die Nassfermentation findet größtenteils in volldurchmischten Reaktoren in stehender, zylindrischer Bauweise statt. Stapelbare Substrate werden vor der Vergärung zerkleinert und befeuchtet. Für die **Durchmischung** des Substrates während der Vergärung im Fermenter werden Rührwerke eingesetzt. Eine gute Durchmischung des Substrates ist für den Gärprozess von großer Bedeutung. In Abhängigkeit von der Viskosität des Substrates werden dafür schubbasierte oder knetende Rührwerke eingesetzt. Den gasdichten Abschluss bilden entweder Foliendächer oder Betondecken.

Neben der Nassvergärung weiterhin mögliche, allerdings bisher wenig eingesetzte trockene Verfahren:

- Beim **Pfropfenstromverfahren** wird das Substrat mittels einer kontinuierlichen Pfropfenströmung durch den Fermenter befördert und dabei meist quer zur Strömungsrichtung durchmischt. Gegenüber volldurchmischten Verfahren ist die Gefahr geringer, unausgegoresenes Substrat auszutragen.
- Bei diskontinuierlichen (**Batch-Verfahren**) verweilt das Substrat 3 bis 6 Wochen in sogenannten Boxen- bzw. Garagenfermentern. Eine Durchmischung der Feststoffe findet nicht statt. Um eine gleichbleibende Gaserzeugung zu ermöglichen, werden mehrere Fermenter zeitversetzt betrieben.

Zusatzstoffe der Vergärung. Für die Prozessbiologie der Vergärung ist es wichtig, dass die an den Abbauprozessen beteiligten Mikroorganismen optimal mit Nährstoffen versorgt sind. In Abhängigkeit von den Gärsubstraten und den darin enthaltenen Anteilen an Proteinen, Kohlenhydraten und Fetten, können unterschiedliche Zusatzstoffe, sogenannte Makro- und Mikronährstoffe, in den Fermenter gegeben werden.

Das **Biogas** aus dem Fermenter wird üblicherweise temporär für wenige Stunden gespeichert, um so einen konstanten Gasstrom für die anschließende Biogasaufbereitung zu Biomethan zu gewährleisten. Häufig wird

Der Vorteil höherer Temperaturen liegt in einer höheren Abbaurrate, d. h. kürzere Verweilzeit im Fermenter und einer geringeren Viskosität, d. h. weniger Energieaufwand für die Durchmischung. Jedoch werden für das Aufheizen des Gärbehälters größere Mengen Energie benötigt.

Durchmischung verbessert:

- Kontakt zwischen frischem Substrat mit im Fermenter vorhandenen Mikroorganismen
- gleichmäßige Verteilung von Nährstoffen und Wärme
- Vermeidung von Sink- und Schwimmschichten
- Ausgasen des Biogases aus dem Gärsubstrat

Makronährstoffe: Kohlenstoff und Stickstoff sowie Schwefel und Phosphor;
Mikronährstoffe: v. a. Kobalt, Nickel, Molybdän und Selen; sind in tierischen Exkrementen bereits in ausreichender Menge enthalten und sind u. a. verantwortlich für den Elektronentransport und die Funktion bestimmter Enzyme.

Die Zwischenlagerung des Gärrestes in einem ebenfalls gasdichten Nachgärbehälter verlängert die Verweilzeit und erhöht den Biogasertrag.

das Biogas unter dem gasdichten Fermenterdach gespeichert, alternativ können auch externe Gasspeicher genutzt werden. Das produzierte Biogas besteht überwiegend aus Methan und Kohlendioxid, bei Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen in etwa zu gleichen Anteilen (siehe Tabelle 1). Das Biogas ist beim Verlassen des Fermenters mit Wasser gesättigt. Des Weiteren sind in geringen Mengen Schwefelwasserstoff und Wasserstoff enthalten. Bei tierischen Exkrementen können zudem Spuren von Ammoniak vorkommen.

Bei der Vergärung fällt **Gärrest** als Nebenerzeugnis an. Dieser tritt über einen Siphon oder einen Überlauf aus dem Fermenter aus und wird in einem Behälter gelagert. Der Gärrest kann entweder direkt als organischer Dünger auf landwirtschaftliche Flächen ausgetragen oder aufbereitet werden. Die Transportwürdigkeit nicht aufbereiteter Gärreste ist nur gering, bedingt durch die geringen Nährstoff- und hohen Wassergehalte.

Durch **Aufbereitungsmaßnahmen** können der Gärrest verändert oder bestimmte Inhaltsstoffe gezielt abgetrennt werden. Zunächst erfolgt eine Feststoffabtrennung bei der der Gärrest mechanisch separiert, das heißt in eine Fest- und eine Flüssigphase getrennt wird. Für die Trennung kommen Trennapparate wie beispielsweise Pressschneckenseparatoren, Siebtrommel- oder Siebbandpressen sowie Dekanter in Betracht. Eine Fest-Flüssig-Trennung bei Biogasanlagen dient zumeist der Erhöhung der Transportwürdigkeit der festen Fraktion, der Kapazitätserhöhung der Gärrestlagerung und/oder der Herstellung eines dünnflüssigen Rezirkulats für den Gärprozess. Nachfolgend werden der Separation nachgeschaltete Aufbereitungsmaßnahmen beschrieben.

1. Aufbereitung der Festphase

a) Kompostierung

Die feste Fraktion kann nach der Phasentrennung kompostiert werden. Für eine erfolgreiche Kompostierung muss dem festen Gärrest ausreichend Sauerstoff zugeführt werden. Zudem wird er teilweise mit Strukturmaterial (u. a. Rindenmulch) vermischt. Der so gewonnene Kompost ist vergleichbar mit herkömmlichem Kompost und kann entsprechend eingesetzt werden.

Vor allem Gärreste aus der Verwertung von biogenen Abfällen werden einer Kompostierung zugeführt.

b) Trocknung

Die feste Fraktion des Gärrestes kann alternativ zur Kompostierung durch technische Trocknungssysteme (z. B. Trommel-, Band oder Schubwendetrockner) getrocknet werden. Der Gärrest wird dabei von heißer Luft über- oder durchströmt. Die festen Gärreste erreichen dadurch einen Trockensubstanzgehalt von mindestens 80 % und sind lagerfähig.

2. Aufbereitung der Flüssigphase

Die flüssige Fraktion des Gärrestes (Presswasser) kann entweder zur Animpfung von frischem Substrat (Rezirkulation) oder als Flüssigdünger verwendet werden. Zudem sind folgende Aufbereitungsmaßnahmen möglich:

a) Aufkonzentration mittels Membrantechnik

Dabei wird durch eine Reihe von Filtrationsanlagen, gefolgt von einer Umkehrosmose, ein stark mit Nährstoffen angereichertes Konzentrat

Durch ihren hohen Energiebedarf wird die Trocknung v. a. dann eingesetzt, wenn entweder die getrockneten Gärreste gewinnbringend verkauft oder ungenutzte Abwärme verwendet werden kann.

Die Flüssigphase kann auch mittels Eindampfung um rund 70 % Wasseranteil reduziert werden, dies findet in der Praxis aber aufgrund des hohen Wärmebedarfs kaum Anwendung.

gewonnen. Voraussetzung ist die Vorbehandlung durch einen Dekanter. Die Membrantrennung benötigt elektrischen Strom, jedoch keine Wärme. Das verbleibende Wasser ist gereinigt und kann in den Vorfluter eingeleitet werden.

b) Ammoniakstrippung

Bei der Strippung werden Inhaltsstoffe aus Flüssigkeiten entfernt, indem Gase durch die Flüssigkeit geleitet und die Inhaltsstoffe in die Gasphase überführt werden. Ammonium wird hierbei in Ammoniak überführt. Anschließend wird das in der Gasphase befindliche Ammoniak in ein verwertbares Produkt oder einen entsorgungsfähigen Stoff überführt.

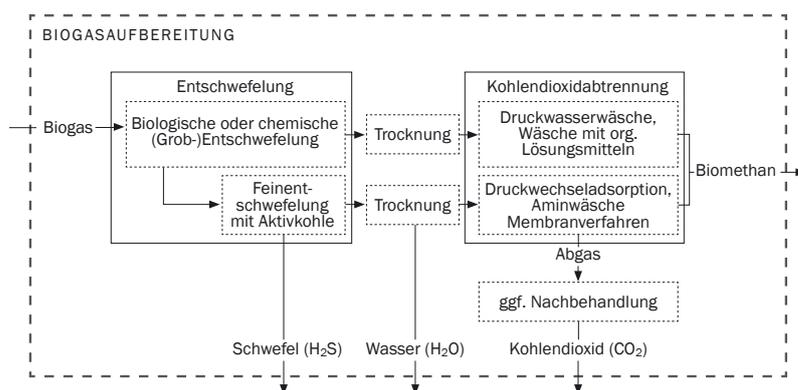
Die biologische Reinigung, als weitere Option, dient der Auftrennung des Gärrestes sowie dem Abbau des biologischen Materials mithilfe bestimmter Bakterien. Die Funktionsweise ist vergleichbar mit einer Kläranlage. Sie findet aufgrund der hohen Kosten kaum Anwendung.

Biogasaufbereitung

Das im Fermenter produzierte Biogas muss aufbereitet werden, bevor es ins Erdgasnetz eingespeist oder direkt als Kraftstoff genutzt werden kann. Dabei werden die unerwünschten Bestandteile Schwefelwasserstoff, Wasser und Kohlendioxid in den Aufbereitungsstufen der (i) Entschwefelung, (ii) Trocknung und (iii) Kohlendioxidabtrennung entfernt. Für jede dieser Stufen sind verschiedene Verfahren möglich, die unterschiedlichen Anforderungen gerecht werden müssen und sich hinsichtlich der benötigten Prozessenergie und eventueller Hilfsstoffe unterscheiden.

Ausschlaggebend ist der Prozess der Kohlendioxidabtrennung, dessen Auswahl sich nach verschiedenen Einflussfaktoren richtet. Dazu zählen die Größe und der Standort der Biogasanlage, die Verfügbarkeit kostengünstiger Wärme sowie der benötigte Einspeisedruck und die Erdgasqualität am Standort. Entsprechend des eingesetzten Verfahrens zur CO_2 -Abtrennung werden geeignete vor- und gegebenenfalls nachgelagerte Aufbereitungsschritte vorgesehen.

Die drei Aufbereitungsstufen sowie die jeweiligen Verfahren werden im Folgenden sowie in Abbildung 3 kurz dargestellt.



Verdichtungen finden je nach Prozesskette zu unterschiedlichen Zeitpunkten statt.

Abbildung 3: Aufbereitungsschritte von Biogas zu Biomethan

Für die **Entschwefelung** des Biogases kommen grundsätzlich biologische, chemische oder auch sorptionskatalytische Verfahren (mittels Aktivkohle) in Betracht. Sie gliedern sich hinsichtlich der Reinigungswirkung in Verfahren zur Grob- und zur Feinent Schwefelung. Der Grad der notwendigen Entschwefelung richtet sich nach dem eingesetzten Verfahren zur CO_2 -Abtrennung. Bei der biologischen Entschwefelung werden Schwefelwasserstoff reduzierende Mikroorganismen eingesetzt. Sie kann bereits im Fermenter oder nachgeordnet in einem Biowäscher oder einer Tropfkörperanlage

Die Trocknung findet i. d. R. zwischen Entschwefelung und CO₂-Abtrennung statt. Lediglich bei den physikalischen Absorptionsverfahren (z. B. Druckwasserwäsche und Wäsche mit organischen Lösungsmitteln) findet die Trocknung danach statt.

erfolgen. Bei der chemischen Entschwefelung kommen während oder nach dem Vergärungsprozess schwefelbindende Reagenzien zum Einsatz. Bei der Entschwefelung mit Aktivkohle findet eine katalytische Oxidation des an der Aktivkohleoberfläche adsorbierten Schwefelwasserstoffs statt. Aus wirtschaftlichen Gründen wird die beladene Aktivkohle entsorgt und nicht wieder regeneriert, sodass dieses Verfahren nur zur Feinentschwefelung eingesetzt wird.

Die Auswahl des Verfahrens zur **Trocknung** des Biogases richtet sich nach der Menge des Gasdurchsatzes und dem eingesetzten Verfahren zur CO₂-Abtrennung. Der zulässige Wassergehalt bei der Einspeisung ist vom Taupunkt, und damit von Druck, Temperatur und der Gaszusammensetzung abhängig. Für die Trocknung des Biogases kommen alternativ neben Gasfiltern vor allem die Gaskühl-trocknung oder Adsorptionsverfahren zum Einsatz:

- Gasfilter entfernen Schwebstoffe sowie Feuchtigkeitströpfchen aus dem Gas und bestehen i. d. R. aus einer Kiesschüttung (Grobfilter) bzw. Keramik- oder Kunststoffeinsätzen (Feinfilter).
- Bei der Gaskühl-trocknung (Kälte- bzw. Kondensationstrocknung) wird das Gas auf eine Temperatur unterhalb des Taupunktes gekühlt, sodass sich Kondensat bildet, welches überwiegend aus Wasser besteht. Die Gaskühl-trocknung allein reicht jedoch nicht aus, um den Grenzwert für die Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz zu erreichen, weshalb vor der Einspeisung noch eine Nach-trocknung erfolgen muss.
- Bei der Adsorption lagern sich die Wassermoleküle auf einer festen Oberfläche (Adsorbens) an. Das gefilterte Biogas durchströmt das Adsorbens (überwiegend Kieselgel SiO₂, auch Aluminiumgel oder Molekularsiebe), auf dem das Wasser gebunden wird. Das beladene Adsorbens muss regelmäßig regeneriert werden, wobei die dafür benötigte Energie je nach Verfahren variiert.

Für die **Kohlendioxidabtrennung** des Biogases kommen unterschiedliche Verfahren in Betracht, typischerweise wird das CO₂ durch eines der folgenden von dem Methan getrennt:

a) Druckwechseladsorption (Adsorption an porösen Feststoffen)

Bei der Druckwechseladsorption (DWA oder auch PSA für englischsprachig Pressure Swing Adsorption) werden Gasgemische durch Adsorption an Aktivkohlen, Molekularsieben oder Kohlenstoffmolekularsieben getrennt. Vor der PSA sind eine Trocknung, eine Feinentschwefelung sowie die Verdichtung des Biogases erforderlich. Das gekühlte, entwässerte Gas durchströmt anschließend das Adsorbens (Molekularsieb oder Aktivkohle), an dem das CO₂ adsorbiert. Das methanreiche Produktgas wird anschließend entspannt und auf eine zweite Kolonne geleitet, in der unter Einleitung von Umgebungsluft die Adsorption wiederholt wird. Die Regeneration des Adsorbens wird durch eine Druckabsenkung mit Hilfe einer Vakuumpumpe realisiert. Das abgesaugte CO₂-reiche Gas enthält noch Methan und muss daher einer Schwachgasnachbehandlung zugeführt werden.

b) Absorption in Flüssigkeiten

Absorptive Verfahren werden auch als Wäschen bezeichnet, da hier Flüssigkeiten als Absorber funktionieren, auf die eine oder mehrere Bestandteile des Gasgemisches übertragen werden. Entscheidend für die Abtrennung ist die unterschiedliche Löslichkeit der einzelnen Gaskomponenten in der Flüssigkeit.

Das Verfahren der **Druckwasserwäsche** (DWW) nutzt die bei veränderlichem Druck unterschiedliche Löslichkeit von Methan und Kohlendioxid in Wasser. Das zuvor verdichtete Biogas durchströmt die Absorptionskolonne von unten nach oben. Diese ist im Regelfall als Rieselbettreaktor ausgeführt, in dem Wasser das Gas im Gegenstrom durchläuft. So lassen sich basische und saure Bestandteile des Biogases, vor allem Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff lösen sowie etwaige Stäube und Mikroorganismen abtrennen. Das gereinigte Gas verlässt die Kolonne mit einer Reinheit von 90 bis 99 Vol. % Methan. Die Abluft enthält neben dem CO_2 etwa 1 Vol. % Methan, welches über eine Schwachgasbehandlung abgetrennt werden muss. Der Strombedarf ist gegenüber anderen Verfahren zur CO_2 -Abtrennung relativ hoch, aufgrund der Umwälzung des Waschwassers und der erforderlichen Biogasverdichtung. Eine vorangestellte Trocknung des Gases ist nicht erforderlich.

Bei der **Wäsche mit organischen Lösungsmitteln** (z. B. Genosorb® oder Seloxol®) wird analog zur Druckwasserwäsche das CO_2 an das Waschmittel gebunden. Im Gegensatz zu Wasser weisen die Lösungsmittel eine deutlich erhöhte CO_2 - und H_2S -Löslichkeit auf, was die umzuwälzende Waschmittelmenge reduziert und kleinere Abmessungen erlaubt. Der energetische Aufwand zur Regeneration des Waschmittels ist höher als bei der Druckwasserwäsche. Dieses Verfahren ist derzeit das Einzige, bei dem in einem Prozessschritt eine Feintrocknung, CO_2 -Entfernung und Feinentschwefelung möglich sind. Eine simultane H_2S -Entfernung erhöht jedoch den energetischen Aufwand zur Regenerierung des Lösungsmittels und findet daher kaum Anwendung.

Bei der **Aminwäsche** als Verfahren der chemischen Absorption erfolgt die Reinigung ähnlich wie bei der Druckwasserwäsche. Hier durchströmt das Biogas unter leicht erhöhtem Druck eine Amin-Wasserlösung im Gegenstrom, wobei das CO_2 mit der Waschlösung reagiert und darin übergeht. Die Aminlösung erreicht eine höhere Beladung als Wasser, was die umzuwälzende Waschmittelmenge verringert. Die Abluft enthält nur geringe Mengen Methan, weshalb i. d. R. keine Schwachgasreinigung erforderlich ist. Es wird eine Feinentschwefelung empfohlen, um die Kapazität der Waschleistung langfristig aufrecht zu erhalten. Die Aminwäsche ist sehr energieintensiv, da für die Regeneration der Aminlösung große Mengen Prozesswärme benötigt werden.

c) Membranverfahren

Bisher sind nur wenige Membrantrennanlagen zur Biogasaufbereitung in Betrieb. Bei der Aufbereitung von Biogas findet bisher v. a. die Lösungs-Diffusionsmembran Anwendung. Die Trennung erfolgt mit Hilfe der unterschiedlichen Löslichkeit und Diffusionsgeschwindigkeiten der Gaskomponenten. Das zugeführte Gas muss vorab verdichtet werden. Zum Schutz der Membran und zur Aufrechterhaltung der Effektivität werden i. d. R. Feinentschwefelung und Trocknung vorgeschaltet. Um die Trennleistung zu verbessern und den Methangehalt im Abgas so gering wie möglich zu halten, können Modulschaltungen mit Rückführungen eingesetzt werden. Der Energiebedarf einer Anlage mit Rückführung liegt deutlich über denen mit einer einfachen Trennstufe. Die Abluft hat einen kritischen Methangehalt und muss daher einer weiteren Nachbehandlung unterzogen werden.

Die Aminwäsche erzielt von allen Aufbereitungsverfahren die höchste Produktgasqualität von bis zu 99,9 % Methan.

Die geringen spezifischen Investitionskosten des Membranverfahrens ermöglichen insbesondere die Aufbereitung kleiner Gasvolumenströme.

Methanschlupf in % der der Aufbereitung zugeführten Methanmenge:
 Organische Wäsche: 2,0-2,6 % des
 Druckwechseladsorption 1-3 %
 Druckwasserwäsche 0,8-1,8 %
 Amin-Wäsche < 0,1 %

Allgemein wird im Gasnetz zwischen L- und H-Gas unterschieden. Sie weichen in zahlreichen Kennzahlen voneinander ab, u. a. ist der Brennwert bei H-Gas höher als bei L-Gas.

Biomethankonditionierung

Für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz und die Verwendung als Kraftstoff definieren Richtlinien nach DVGW sowie nach DIN entsprechende Kennzahlen. Daher muss das Biomethan, bevor es ins Erdgasnetz eingespeist werden kann, auf die am jeweiligen Standort erforderliche Erdgasqualität gebracht werden. Diese Qualitäten sind regional verschieden, vor allem hinsichtlich des erforderlichen Brennwertes und des Druckes. Zu den Konditionierungsverfahren gehört neben der Brennwertanpassung und der Verdichtung auch die Odorierung, um das Gas mit einem Warngeruch zu versehen.

Üblicherweise erfolgt die Biomethankonditionierung und -einspeisung durch den Netzbetreiber, das heißt nicht durch den Betreiber der Biomethananlage.

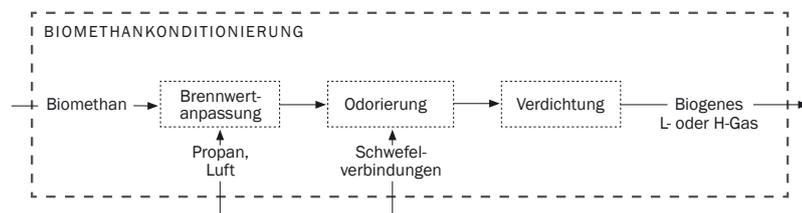


Abbildung 4: Konditionierungsschritte von Biomethan

Die **Brennwertanpassung** wird maßgeblich von der Erdgaszusammensetzung am Einspeisepunkt bestimmt. Für die Methaneinspeisung in L-Gasnetze, muss der Brennwert abgesenkt werden. Dies kann durch die Beimischung geringer Mengen von Luft erreicht werden. Bei Methaneinspeisung in H-Gasnetze hingegen muss der Brennwert angehoben werden. Dies wird überwiegend durch die Beimischung von Flüssiggas (LPG) erreicht, welches sich üblicherweise zu 95 % aus Propan und etwa 5 % aus Butan zusammensetzt.

Bei der **Odorierung** des Biomethans werden dem an sich geruchslosen Biomethan Geruchsstoffe zugefügt. Dies ist eine Sicherheitsmaßnahme, um Leckagen im gesamten Netz besser feststellen zu können. Zur Odorierung werden überwiegend Schwefelverbindungen eingesetzt.

Der für die **Verdichtung** nötige Aufwand ist abhängig von den Aufbereitungsverfahren des Biogases und den dort verwendeten Betriebsdrücken sowie vom Druckniveau des Gasnetzes am Einspeisepunkt (Niederdrucknetz: <0,1 bar; Mitteldrucknetz: 0,1–1 bar oder Hochdrucknetz: 1–120 bar). Als Verdichter kommen elektrisch betriebene Hubkolben- und Drehkolbenverdichter zum Einsatz. [1]

Tabelle 1: Gaszusammensetzung der Zwischen- und Enderzeugnisse

Bestandteil	Einheit	Biogas (NawaRo)	Biogas (Reststoffe)	Biomethan, aufbereitet	H-Gas	L-Gas
Methan CH ₄	Vol. %	50-55	60-70	> 97	67-98	54-83
Kohlendioxid CO ₂	Vol. %	45-50	30-40	< 1	0-1,4	0,6-1,3
Sauerstoff O ₂	Vol. %	0-1	0-1	< 0,5	0-4,1	0-4,9
Schwefelwasserstoff H ₂ S	ppmv	100-1.500	100-5.000			
Ammoniak NH ₃	mg/Nm ³	< 2	< 10			
Brennwert/ oberer Heizwert H _{s,n}	kWh/Nm ³			< 11	11,1-12,5	9,1-11

Die Werte entstammen [2][3].

Typische Bandbreiten der wesentlichen In- und Outputströme

Hinweis: In diesem Kapitel sind typische Bandbreiten und Richtwerte von wesentlichen Einsatzrohstoffen und Erzeugnissen in Biomethananlagen zusammengestellt. Diese sind als Unterstützung bei der Prüfung von THG-Bilanzen auf Plausibilität zu verstehen. Dabei ist zu beachten, dass es vielfältige Möglichkeiten der Verfahrensauslegung gibt. Diese können hier nicht umfassend berücksichtigt werden. Es kann daher je nach Anlage teilweise auch zu Abweichungen zu den hier aufgeführten Werten kommen.



© „John Group (DBZ)

Die für die Zertifizierung wesentlichen Stoff- und Energieströme der Biomethanherzeugung sind in Tabelle 2 dargestellt. Dabei sind im Wesentlichen das Gärsubstrat sowie Prozesswärme und -strom der Input sowie ggf. aufbereiteter Gärrest und Biomethan (einschließlich Verluste) der Output. Hilfsstoffe werden in beiden Prozessschritten eingesetzt, finden jedoch bisher aufgrund unzureichend verfügbarer Emissionsfaktoren oft keine Berücksichtigung in der THG-Bilanzierung.

Bei einer Betrachtung des Gesamtprozesses sind die Bedarfe der Biogasherzeugung und der Biogasaufbereitung zu addieren.

Tabelle 2: Stoff- und Energieströme der Biomethanherzeugung

Biogasproduktion		
	Input	Output
Vergärung	Gärsubstrat (kg) = Menge Anbau/Sammlung minus Transport-, Silierverluste etc. Prozessenergie (kWh) = Strom (+ Kraftstoff) für Silage, Beschickung, Rühren etc. Prozesswärme (MJ)	Emissionen/Verluste (CH ₄) Gärrest
Gärrestaufbereitung	Gärrest Prozessenergie (kWh) Prozesswärme (MJ)	Düngemittel
Biogasaufbereitung		
	Input	Output
Biogasaufbereitung	Prozessenergie (kWh) = Strom für Aufbereitungsprozesse (Entschwefelung, Trocknung, ggf. Verdichtung sowie CO ₂ -Abtrennung) Prozesswärme (MJ) = Wärme für Aufbereitungsprozesse (Trocknung, CO ₂ -Abtrennung) Hilfsstoffe	Biomethan (CH ₄) Emissionen/Verluste (CH ₄) ggf. Abfall ggf. Dünger
Abgasnachbehandlung	Prozessenergie (kWh)	Emissionen (CO ₂ , CH ₄)

Als Maß für die enthaltene Energie gilt hier der Brennwert des Biogas bzw. Biomethan. Bei der Bilanzierung der THG-Emissionen wird gemäß den Vorgaben der RED und Biokraft-NachV mit dem unteren Heizwert von Methan gerechnet

Es ist zu beachten, dass sich die Angaben der Bandbreiten wie in der Gaswirtschaft üblich auf den Brennwert (39,9 MJ/m³ von Methan beziehen. Bei der Bilanzierung der THG-Emissionen wird hingegen mit dem Heizwert von Methan (36 MJ/m³) gerechnet.

In dem Kapitel Beispielrechnung wird auf die Verwendung der Inputs sowie die Berücksichtigung der Outputs in der THG-Bilanzierung näher eingegangen.

Die Bandbreiten für Prozessenergie (Wärme und Strom) beziehen sich auf die Haupterzeugnisse der beiden nacheinander stattfindenden Prozessschritte: Biogas und Biomethan. Von der Menge des produzierten Biomethans (vor Konditionierung und Einspeisung) kann auf die Menge des produzierten Biogases sowie auf den Biogasertrag zurückgerechnet werden.

Bezogen auf den Energiegehalt sind der Output aus der Biogaserzeugung (MJ Biogas) und der Output aus der Biogasaufbereitung (MJ Biomethan) identisch, lediglich minimiert um die Methanverluste (Schlupf):

1. Berechnung Bezugsgrößen Prozessschritte:

$$\begin{aligned} \text{Biomethan [MJ]} + \text{Methanverlust Biogasaufbereitung [MJ]} &= \text{Biogas [MJ]} \\ \text{Biogas [MJ]} + \text{Methanverlust Biogaserzeugung [MJ]} &= \text{Biogasertrag [MJ]} \end{aligned}$$

Mit Hilfe des Biogasertrages kann die Menge des/der eingesetzten Gärsubstrate(s) validiert werden.

2. Prüfung Substratmenge:

$$\text{Biogasertrag [MJ]} = \text{Biomethan [MJ]} + \text{Methanverluste [MJ]} + \text{Biogas zur Prozessenergiebereitstellung [MJ]}$$

$$= \text{Menge}_1 [\text{kg}] \times \text{Gasertrag}_1 [\text{MJ}/\text{kg}] + \text{Menge}_2 [\text{kg}] \times \text{Gasertrag}_2 [\text{MJ}/\text{kg}] + \text{Menge}_n [\text{kg}] \times \text{Gasertrag}_n [\text{MJ}/\text{kg}]$$

Biogasproduktion

Die Bandbreiten des spezifischen Substrateinsatzes in Tabelle 3 werden in kg je MJ Biogas angegeben.

Alle im Folgenden angegebenen Bandbreiten beziehen sich auf den Brennwert von Methan (39,9 MJ/m³).

Tabelle 3: Spezifische Einsatzstoffmengen (Frischsubstanz) in kg je produzierter Energieeinheit MJ Biogasertrag

Input			
Alternative Gärsubstrate	Einheit	Von	bis
Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo)			
Mais Ganzpflanzensilage	kg/MJ _(Biogas)	0,21	0,28
Mais Corn-Cob-Mix (CCM)	kg/MJ _(Biogas)	0,11	0,12
Getreide Ganzpflanzensilage	kg/MJ _(Biogas)	0,21	0,28
Getreidekörner	kg/MJ _(Biogas)	0,08	
Grassilage	kg/MJ _(Biogas)	0,23	0,27
Grünroggensilage	kg/MJ _(Biogas)	0,32	
Zuckerrübenschnitzel	kg/MJ _(Biogas)	0,33	0,39
Futterrüben	kg/MJ _(Biogas)	0,47	0,63
Tierische Exkremente/Wirtschaftsdünger			
Rindergülle	kg/MJ _(Biogas)	1,32	2,28
Schweinegülle	kg/MJ _(Biogas)	1,20	2,09
Rindermist	kg/MJ _(Biogas)	0,70	0,76
Geflügelmist/Hühner trockenkot	kg/MJ _(Biogas)	0,18	0,36
Pferdekot ohne Stroh	kg/MJ _(Biogas)	0,72	
Reststoffe und Abfälle			
Biertreber	kg/MJ _(Biogas)	0,22	0,41
Getreideschlempe	kg/MJ _(Biogas)	0,72	1,40
Kartoffelschlempe	kg/MJ _(Biogas)	1,05	2,09
Obstschlempe	kg/MJ _(Biogas)	2,09	4,19
Rohglycerin	kg/MJ _(Biogas)	0,16	0,18
Rapskuchen	kg/MJ _(Biogas)	0,00	0,00
Kartoffelpülpe	kg/MJ _(Biogas)	0,50	0,57
Zuckerrübenschnitzel	kg/MJ _(Biogas)	0,47	0,57
Melasse	kg/MJ _(Biogas)	0,10	0,12
Apfeltrester	kg/MJ _(Biogas)	0,25	0,26
Rebentrester	kg/MJ _(Biogas)	0,14	0,15
Grünschnitt	kg/MJ _(Biogas)	0,24	
Bioabfall (braune Tonne)	kg/MJ _(Biogas)	0,34	
Altbrot	kg/MJ _(Biogas)	0,10	
Backabfälle	kg/MJ _(Biogas)	0,07	
Gemüseabfälle	kg/MJ _(Biogas)	0,79	
Kartoffelschalen	kg/MJ _(Biogas)	0,72	
Speisereste	kg/MJ _(Biogas)	0,33	0,56

Die Bandbreiten basieren auf minimalen und maximalen Gasausbeuten sowie den spezifischen Methankonzentrationen der einzelnen Einsatzstoffe nach [1] [4] [5] [6].

Die nachfolgend aufgeführten Prozessenergien enthalten neben den Aufwendungen zum Betrieb (Rühren, Heizen, Pumpen etc.) auch solche zur Beschickung der Anlage.

Der elektrische Strombedarf kann sehr unterschiedlich sein und hängt stark von den jeweilig verbauten Aggregaten ab. Tendenziell lässt sich aber festhalten, dass der Bedarf mit steigendem NawaRo-Anteil im Einsatzstoffgemisch aufgrund höherer Aufwendungen zum Eintrag und zur Durchmischung der Feststoffe zunimmt. Eine Unter- und Überschreitung der angegebenen Bandbreiten ist aufgrund anlagenindividueller Gegebenheiten möglich. Tendenziell besitzen Biogasanlagen mit einem hohen Anteil flüssiger Einsatzstoffe, vor allem Gülle, einen wesentlich höheren Prozesswärmebedarf als NawaRo-basierte Biogasanlagen.

In Tabelle 4 sind Bandbreiten für den Bedarf und die Bereitstellung von Prozessenergie dargestellt. Deren Bereitstellung kann extern (öffentliches Stromnetz/z. B. Nahwärmenetz) und/oder intern erfolgen. Bei der internen Bereitstellung wird ein Teil des erzeugten Biogases in einem Biogaskessel oder einem Blockheizkraftwerk (BHKW) als Brennstoff eingesetzt, um die benötigte Prozessenergie zur Verfügung zu stellen. Dadurch verringert sich die Output-Menge des Biogases und erhöht sich der spezifische Bedarf an Elektrizität.

Die interne Bereitstellung von v. a. Prozesswärme kann auch mittels alternativer Brennstoffe erfolgen, deren spezifische Bedarfe sind in Tabelle 6 beispielhaft dargestellt.

Tabelle 4: Spezifische Prozessenergien des Prozessschrittes Biogaserzeugung bezogen auf die im Biomethan enthaltene Energie

Die Werte in Tabelle 4 basieren auf [7] [8].

Input NawaRo und NawaRo/Gülle-Anlage			
Prozessenergie Biogaserzeugung (extern)	Einheit	Von	bis
Prozesswärme	MJ/MJ _(Biogas)	0,054	0,16
Elektrischer Strom	kWh/MJ _(Biogas)	0,0038	0,0059
Prozessenergie Biogaserzeugung (intern)			
Elektrischer Strom (Biogasanlage inkl. BHKW)	kWh/MJ _(Biogas)	0,0062	0,0072
Input Abfall-Anlage			
Prozessenergie Biogaserzeugung			
Prozesswärme	MJ/MJ _(Biogas)	0,042	0,208
Elektrischer Strom	kWh/MJ _(Biogas)	0,0029	0,8127
Prozessenergie Biogaserzeugung (intern)			
Elektrischer Strom (Biogasanlage inkl. BHKW) ¹	kWh/MJ _(Biogas)	0,0053	0,0814
Elektrischer Strom (nur BHKW)	kWh/MJ _(Biogas)	0,0013	0,0024
Output			
Gärrest (100%-iger Gülleinsatz)	m ³ /MJ _(Biogas)	0,63	1,22
Gärrest (100%-iger Maiseinsatz)	m ³ /MJ _(Biogas)	0,01	0,11

Zu beachten sind etwaige Biogasmengen, die auf dem Weg vom Fermenter zur Biomethanaufbereitungsanlage entnommen werden. Dies kann der Fall sein, wenn auf der Biogasanlage ein BHKW oder Biogaskessel zur Erzeugung von Prozesswärme installiert ist. Ebenso sollten Biogasmengen, die zur Bereitstellung von Prozessenergie für die Biomethanaufbereitungsanlage oder die Schwachgasnachbehandlung eingesetzt werden Berücksichtigung finden. Diese Biogasmengen werden in der Regel in ihrer Menge und Methankonzentration nicht erfasst. An dieser Stelle ist eine Abschätzung und Plausibilisierung der Mengen und Gasqualitäten in Zusammenarbeit mit den Anlagenbetreiber(n) der Biogasanlage und Biomethanaufbereitungsanlage durchzuführen. Ist dies erfolgt, sind diese Energiemengen der Energiemenge des Produktgases (Biomethan) zuzuschlagen um anschließend die Einsatzstoffmengen wie beschrieben zu plausibilisieren.

¹ Bei Abfallanlagen ist oftmals eine Kompostierung angeschlossen. Die Betreiberangaben beinhalten je nach Verfahrenskette eine mechanische Aufbereitung, Hygienisierung, Gärrestseparation, Kompostierung und Nachrotte.

Biogasaufbereitung

In nachstehender Tabelle 5 sind die Prozessenergiebedarfe der einzelnen Technologieoptionen zur Biogasaufbereitung zusammenfassend aufgeführt. In Tabelle 6 sind beispielhaft spezifische Brennstoffbedarfe für die Wärmebereitstellung dargestellt.

Tabelle 5: Spezifische Prozessenergien des Prozessschrittes Biomethanaufbereitungsanlage bezogen auf die im Biomethan enthaltene Energie

Input			
Prozessenergie Biogasaufbereitung (Entschwefelung, Trocknung, CO ₂ -Abtrennung)	Einheit	von	bis
Druckwechseladsorption			
Elektrischer Strom	kWh/MJ _(Biomethan)	0,0081	0,0093
Prozesswärme	MJ/MJ _(Biomethan)	0	
Druckwasserwäsche (physikalische Absorption mit Wasser)			
Elektrischer Strom	kWh/MJ _(Biomethan)	0,0072	0,0112
Prozesswärme	MJ/MJ _(Biomethan)	0	
Absorption mit organischen Lösemitteln			
Elektrischer Strom	kWh/MJ _(Biomethan)	0,0097	0,0132
Prozesswärme	MJ/MJ _(Biomethan)	interne Wärmebereitstellung	
Aminwäsche			
Elektrischer Strom	kWh/MJ _(Biomethan)	0,0038	0,0044
Prozesswärme	MJ/MJ _(Biomethan)	0,090	
Membrantrennverfahren			
Elektrischer Strom	kWh/MJ _(Biomethan)	0,0105	0,0122
Prozesswärme	MJ/MJ _(Biomethan)	0	0,104
Hilfsstoffe Biogasaufbereitung			
Aktivkohle, Entschwefelung (bei mittlerer Beladung von 0,45 kg _{Schwefel} /kg _{Aktivkohle} und abzutrennender Menge H ₂ S von 10 ppm bzw. 100 ppm)	kg/MJ _(Biomethan)	0,000667	0,006669

Tabelle 6: Wärmebereitstellung nach Brennstoffeinsatz

spezifische Wärmebereitstellung nach Brennstoff (unterer Heizwert)						
	Wassergehalt	Einheit	Wirkungsgrad Wärmanlage			
			100%	90%	80%	70%
Erdgas	0 %	MJ/kWh	3,6	3,2	2,9	2,5
Heizöl	0 %	MJ/l	36	32	29	25
Pellets	8 %	MJ/m ³	11.115	10.004	8.892	7.781
	8 %	MJ/t	17.101	15.391	13.681	11.971
Hackschnitzel Buche	15 %	MJ/m ³	4.503	4.053	3.602	3.152
Hackschnitzel Fichte	15 %	MJ/m ³	3.032	2.729	2.426	2.122

Sollte zwischen der Biomethanaufbereitung und dem Einspeisezähler der Biomethankonditionierung keine Energiemengenmessung des aufbereiteten Gases erfolgen, so kann der Energieinhalt des aufbereiteten Biomethans entsprechend nachstehender Gleichung berechnet werden. Dies wird notwendig, da die Konditionierung des Biomethans durch Flüssiggas erfolgt, um den Gasbeschaffenheitsanforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 206 und G 262 zu entsprechen. Dies bewirkt eine Änderung des Brennwertes des konditionierten gegenüber dem aufbereiteten Biomethan.

Die Werte in Tabelle 5 entstammen [2].

Eigenbedarfe Strom und Wärme von Biomethanaufbereitungsanlagen nach zitierten Einzelquellen: [9] [10] [11] [12] [13] [14]

Der Berechnung zugrunde liegende Annahmen: Brennwert Methan: 39,9 MJ/Nm³, Methangehalt Rohbiogas: min. 52 % bzw. max. 60 %; Methanschlupf max. 0,1 bis 5 % (je nach Aufbereitungsverfahren).

Die Werte in Tabelle 6 entstammen [15].

$$Q = V_{\text{Biomethan}} * c_{\text{Biomethan}} * H_{s,\text{Biomethan}}$$

mit

Q Energiemenge des aufbereiteten Biomethans in [MJ/a]

$V_{\text{Biomethan}}$ Volumenstrom des aufbereiteten Biomethans innerhalb des Betrachtungszeitraumes in m^3/a (gemessen am Austritt des Biomethans aus der Biomethanaufbereitung)

$c_{\text{Biomethan}}$ Methankonzentration des aufbereiteten Biomethans innerhalb des Betrachtungszeitraumes in % (gemessen am Austritt des Biomethans aus der Biomethanaufbereitung)

$H_{s,\text{Biomethan}}$ Brennwert von Methan mit $39,9 \text{ MJ}/\text{m}^3$

Mit Hilfe der vor Ort erfassten oder berechneten Energiemenge des aufbereiteten Biomethans und der Tabelle 3, können die vom Biogasanlagenbetreiber ohnehin erfassten Einsatzstoffmengen geprüft werden. Notwendig hierfür ist der prozentuale Anteil jedes einzelnen Einsatzstoffes im Gesamtsubstratmix.

Biomethankonditionierung und -einspeisung

Der Bedarf für elektrischen Strom ist abhängig vom Druck bei dem die Biomethanaufbereitungsanlage arbeitet und dem anliegenden Druck des Erdgasnetzes in welches eingespeist werden soll. Zudem ist die Menge der Flüssiggasbeimischung abhängig von der Methankonzentration des aufbereiteten Biomethans sowie von der Beschaffenheit des Zielgases. Hier wird grundsätzlich in L-Gas und H-Gas unterschieden. Innerhalb dieser Gruppen werden verschiedene Erdgase nach ihrer Herkunft benannt und weisen unterschiedliche Beschaffenheit bezüglich ihrer Gaszusammensetzung, dem Brennwert und dem Wobbe-Index auf. Somit unterscheiden sich die Anforderungen der Konditionierung und die damit verbundenen Mengen und Bedarfe zur Anpassung des aufbereiteten Biomethans an das Zielgas. Bandbreiten werden hier aufgrund der vielfältigen vor Ort Bedingungen nicht angegeben.

Der Wobbeindex ist der Quotient aus Brennwert (selten Heizwert) und der Wurzel aus dem Verhältnis von Brenngasdichte zu Luftdichte.

Berechnung von THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzialen

Die Berechnung des Treibhausgasemissionenpotenzials erfolgt auf Basis der ermittelten THG-Emissionen und THG-Minderungen, die entlang der gesamten Biomethan-Bereitstellungskette mit der Erzeugung und der Nutzung von Biomethan verbunden sind. Dabei berechnet jeder Beteiligte dieser Kette die bei ihm anfallenden THG-Emissionen und Minderungen und addiert sie zur THG-Bilanz aus den vorgelagerten Schnittstellen. Daneben besteht für die Schnittstellen die Möglichkeit, statt der individuellen Berechnung der THG-Emissionen Teilstandardwerte gemäß RL 2009/28/EG (RED) und Biokraft-NachV² zu verwenden [16], [17]. Die letzte Schnittstelle trägt die THG-Emissionen zusammen und gibt den THG-Wert bezogen auf ein MJ Biomethan (bezogen auf den Heizwert) aus. Darüber hinaus wird von der letzten Schnittstelle das THG-Minderungspotenzial im Vergleich zu einem definierten fossilen Vergleichswert berechnet.

Im folgenden Abschnitt wird zunächst das prinzipielle Verfahren der THG-Berechnung erläutert und daran anschließend anhand einer beispielhaften Prozesskette demonstriert.

Schnittstellen sind zertifizierungspflichtige Betriebe entlang der Herstellungs- und Lieferkette. Unterschieden wird dabei zwischen Ersterfassern (z. B. Händlern und Genossenschaften, die die geerntete Biomasse aufnehmen), und sonstigen Betrieben, die flüssige oder gasförmige Biomasse für die Endverwendung auf die erforderliche Qualitätsstufe aufbereiten (z. B. Biogasaufbereitung). Gehören Biogasanlage und Biogasaufbereitungsanlage einer Betriebsstätte an, so ist eine Zertifizierung ausreichend, die sich auf die Anforderungen für beide Anlagen bezieht. Die Schnittstelle, die den Biokraftstoff für die Endverwendung auf die erforderliche Qualitätsstufe aufbereitet, ist die letzte Schnittstelle.

Berechnungsformel

Berechnung der THG-Emissionen

Die Gesamtemissionen berechnen sich anhand folgender, allgemein verbindlicher Formel (gemäß Biokraft-NachV). Diese setzt sich aus den THG-Emissionen und THG-Emissionseinsparungen entlang der Biokraftstoff-Produktionskette zusammen.

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr} - e_{ee}$$

E = Gesamtemissionen bei der Produktion und Nutzung des Biokraftstoffes

THG-Emissionen aus:	THG-Einsparungen durch:
e_{ec} = der Rohstoffgewinnung	e_{sca} = bessere landw. Bewirtschaftungspraktiken
e_l = Landnutzungsänderung	e_{ccs} = Abscheidung und geologische Speicherung von CO ₂
e_p = der Verarbeitung	e_{ccr} = Abscheidung und Ersetzung von CO ₂
e_{td} = dem Transport und Distribution	e_{ee} = überschüssigen Strom aus KWK
e_u = der Nutzung	

² Die Biokraft-NachV entspricht der nationalen Umsetzung der auf europäischer Ebene in Kraft getretenen RL 2009/28/EG. Da die Umsetzung in das deutsche Recht 1:1 erfolgt ist, wird im folgenden Text nur noch die Biokraft-NachV zitiert.

Berechnung des THG-Minderungspotenzials

Nach Berechnung der Gesamtemissionen wird das THG-Minderungspotenzial nach folgender Formel von der letzten Schnittstelle berechnet:

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

$E_{Fossilbrennstoff}$ = Gesamtemissionen des fossilen Referenzbrennstoffs

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

Gemäß Biokraft-NachV ist $E_{Fossilbrennstoff}$ auf 83,8 g CO₂-Äq./MJ festgesetzt.³

Es gibt drei Möglichkeiten THG-Emissionswerte bereitzustellen: Verwendung von i) Standardwerten (Anhang V, D und EU RED) ii) individuell berechneter Werte und iii) Kombination aus Standardwerten und individuell berechnetem Wert. Nachfolgend wird das Berechnungsschema für die individuelle Berechnung erläutert. Was bei einer Kombination aus Teilstandardwerten und individueller Berechnung der THG-Emissionen zu beachten ist, wird im Kapitel FAQ erläutert.

Gemäß Biokraft-NachV werden die THG-Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs (e_v) für Biokraftstoffe auf null gesetzt.

Emissionsfaktoren sind „Emissionsrucksäcke“ von Stoffen, Energien oder Erzeugnissen. Sie besagen mit welchen Umweltwirkungen (z. B. THG-Emissionen) die Erzeugung und Nutzung eines Stoffes/ von Energie/eines Erzeugnisses verbunden ist. Wissenschaftliche Veröffentlichungen und anerkannte Datenbanken dienen als Quellen für Emissionsfaktoren.

e' stellt die THG-Emissionen bezogen auf das (Zwischen)-erzeugnis der jeweiligen Prozessstufe dar (z. B. g CO₂-Äq./Nm³ Biogas), e steht für die THG-Emissionen bezogen auf den Energiegehalt des Erzeugnisses (z. B. g CO₂-Äq./MJ Biomethan).

Genauere Informationen zur Deklaration von Nebenerzeugnissen und zur Allokation befinden sich im Kapitel FAQ.

Berechnungsschema

Nachfolgend ist der Berechnungsablauf zur Bestimmung der THG-Emissionen und des THG-Minderungspotenzials schrittweise dargestellt.

Berechnung der THG-Emissionen je Term der Berechnungsformel

Die THG-Emissionen werden je Schnittstelle berechnet und bezogen auf die Menge des bearbeiteten (Zwischen)-erzeugnisses⁴ an die nachgelagerte Schnittstelle weitergegeben. Für die Terme e'_{ec} , e'_{p} , e'_{td} , e'_{u} gilt das gleiche Rechenprinzip. Um die THG-Emissionen dieser Terme zu ermitteln, werden alle in der Prozesskette eingesetzten Stoffe und Energie mit den entsprechenden Emissionsfaktoren (EF) multipliziert und durch die Menge des Zwischenerzeugnisses oder Erzeugnisses geteilt.

$$e'_{abschnitt,z.B.ec} = \frac{\sum(\text{Einsatzmenge des Stoffes} * \text{Emissionsfaktor des Stoffes})}{\text{Ertrag bzw. Menge des (Zwischen)erzeugnisses}}$$

Für die Berechnung der Terme e'_{p} , e'_{sca} , e'_{ccs} , e'_{ccr} , e'_{ee} gelten gesondert Regelungen, die in den Kapiteln Beispielrechnung und FAQ erläutert werden.

Allokation der THG-Emissionen zwischen dem Biokraftstoff und den Nebenerzeugnissen

Treten im Biokraftstoffproduktionsprozess Nebenerzeugnisse auf, so werden die aus dem Produktionsprozess resultierenden THG-Emissionen (bis zum Auftreten des Nebenerzeugnisses) zwischen dem Haupterzeugnis und dem Nebenerzeugnis aufgeteilt (alloziert). Grundlage für die Allokation sind die Heizwerte der Frischsubstanz der Haupt- und Nebenerzeugnisse. Der allozierte Wert wird an die nachgelagerte Schnittstelle weitergegeben und errechnet sich wie folgt:

$$e_{alloziert} = THG \text{ Emissionen bis zum Auftreten des Nebenerzeugnisses} * \text{Allokationsfaktor}(AF)$$

$$AF = \frac{m_{Haupterzeugnis} * H_{unterer,Haupterzeugnis}}{m_{Haupterzeugnis} * H_{unterer,Haupterzeugnis} + m_{Nebenerzeugnis} * H_{unterer,Nebenerzeugnis}}$$

mit m = Masse, H = Heizwert

³ Dieser Wert ist ein Durchschnittswert für fossilen Diesel- und Benzin-Kraftstoff gilt jedoch als Referenz für alle Biokraftstoffe, die flüssigen und die gasförmigen.

⁴ Das Wort Erzeugnis wird im Dokument synonym für das Wort Produkt verwendet. Da die Biokraft-NachV überwiegend das Wort Erzeugnis verwendet, wird das für dieses Dokument übernommen.

Berechnung der Gesamtemissionen und des THG-Minderungspotenzials

Die letzte Schnittstelle ermittelt die Summe der THG-Emissionen. Unter Berücksichtigung des unteren Heizwertes von Biomethan, rechnet die letzte Schnittstelle die Gesamtemissionen der Herstellungs- und Lieferkette auf einen MJ Kraftstoff um. Zudem berechnet sie nach der zuvor dargestellten Formel das THG-Minderungspotenzial.

Im Gegensatz zur Gaswirtschaft findet an dieser Stelle nicht der Brennwert H_o von Biomethan sondern der Heizwert H_u (gemeint ist der untere Heizwert) Anwendung.

Datenarten und Datenquellen

Innerhalb der THG-Bilanzierung werden verschiedene Datenarten aus verschiedenen Datenquellen benötigt. Sie sind Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Datenarten und Datenquellen

Datenarten	Datenquellen
Betriebliche Verbrauchsdaten (Rohstoffgewinnung, Verarbeitung, Transport)	Tatsächliche Messung erforderlich
Emissionsfaktoren	Entnahme aus Literatur, Datenbanken
Heizwerte (untere Heizwerte)	Entnahme aus Literatur, Datenbanken, tatsächliche Messung
Lachgasemissionen	Modellansätze nach IPCC oder GNOC

Für Werte aus Literaturquellen oder Datenbanken müssen die entsprechenden Quellen angegeben werden (Autor, Titel, (Zeitschrift, Band) Jahr).

Weitere Ausführungen zu Datenquellen befinden sich im Kapitel FAQ.

Herausforderungen bei der Zertifizierung von Biomethan

Die vorgestellte Methodik der Biokraft-NachV zur Berechnung der THG-Bilanzierung wurde v. a. mit Blick auf die flüssigen Biokraftstoffe entwickelt. Im Geltungsbereich der Richtlinie befinden sich jedoch sämtliche Biokraftstoffe, was insbesondere für Biomethan zu methodischen Unsicherheiten und bilanziellen Schwierigkeiten führt. Diese werden in der folgenden Beispielrechnung diskutiert und die praktische Umsetzung der Methode für die THG-Bilanzierung von Biomethan dargestellt.

An dieser Stelle soll eindringlich darauf hingewiesen werden, dass im Gegensatz zur Gaswirtschaft und den Werten in den Plausibilitätstabellen bei der THG-Bilanzierung nicht der Brennwert H_0 von Biomethan (39,9 MJ/m³) sondern der Heizwert H_u (gemeint ist der untere Heizwert von 36 MJ/m³) Anwendung findet.

Beispielrechnung

Anhand einer beispielhaften Biomethanproduktion wird die Berechnung der THG-Emissionen bezogen auf 1 MJ Biomethan (Heizwert) und die Ermittlung des THG-Minderungspotenzials schrittweise dargestellt. Die Beispielrechnung folgt dem zuvor beschriebenen Berechnungsschema. Dabei werden zuerst je Berechnungsterm die gegebenen betrieblichen Daten und die entsprechenden Emissionsfaktoren aufgeführt, anschließend erfolgen der Einsatz dieser Daten in die Berechnungsformeln und der Hinweis auf typische Fehler bei der Berechnung.

Darstellung einer beispielhaften Prozesskette

Am Beispiel der in Abbildung 5 gezeigten Prozesskette, bestehend aus den Prozessen Biomasseanbau, Transport der Biomasse zur Biogasanlage, Betrieb der Biogas- und der Biogasaufbereitungsanlage sowie Distribution des Biomethans, wird die Berechnung der THG-Emissionen bezogen auf ein MJ Biomethan und die Ermittlung des THG-Minderungspotenzials dargestellt. Dabei werden zuerst je Prozessschritt die gegebenen betrieblichen Verbrauchsdaten und die entsprechenden Emissionsfaktoren aufgeführt, anschließend erfolgen der Einsatz der Daten in die Berechnungsformeln und der Hinweis auf typische Fehler bei der Berechnung. Neben den THG-Emissionen, die innerhalb dieser Prozesskette freigesetzt werden, müssen entsprechend der Berechnungsformel auch die THG-Emissionen aus den Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen und die THG-Emissionseinsparungen infolge eventueller CO₂-Abscheidung und geologischer Speicherung oder Ersetzung sowie der Einspeisung von überschüssigem Strom aus Kraft- Wärme-Kopplung berücksichtigt werden.

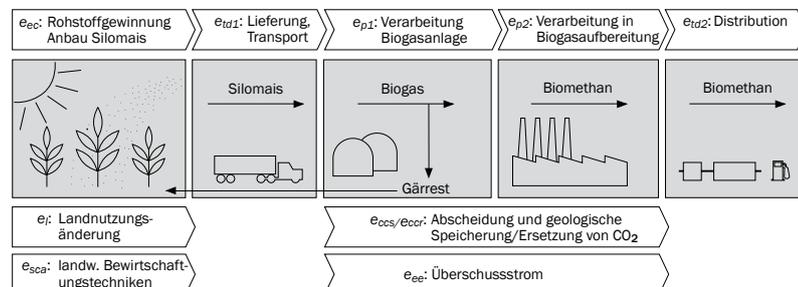


Abbildung 5: Beispielhafte Prozesskette

Bei der gewählten Beispielanlage handelt es sich um eine NawaRo-Biogas-anlage mit angeschlossener Biogasaufbereitung, von welcher im Normalbetrieb stündlich ca. 700 Nm³ Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan erfolgt durch eine Aminwäsche. Der Wärmebedarf sowohl für die Biogasanlage als auch für die Aminwäsche wird durch einen Holzhackschnitzelkessel gedeckt. Der

für den Anlagenbetrieb benötigte elektrische Strom wird dem deutschen Stromnetz entnommen. Die bei der Vergärung entstehenden Gärreste werden als Düngemittel auf die substratliefernden Flächen ausgebracht

Rohstoffgewinnung e'_{ec}

Wie bereits beschrieben, kann der Nachweis des THG-Minderungspotenzials eines Biokraftstoffes unter Verwendung von Standardwerten bzw. Teilstandardwerten erfolgen. Die enthaltenen Standardwerte für Biomethan gelten jedoch nur für Biomethan aus Gülle, Trockenmist und organischen Abfällen. Für Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen existieren keine Standardwerte, d. h., der Nachweis des THG-Minderungspotenzials für Biomethan auf NawaRo-Basis muss durch Berechnungen anhand tatsächlicher Werte erbracht werden. Daraus ergibt sich die erste Schwierigkeit bei der Anwendung der vorgegebenen Methode auf die Bilanzierung von Biomethan. Denn anders als bei den flüssigen Biokraftstoffen wird üblicherweise zur Biomethanerzeugung ein Mix verschiedener Substrate eingesetzt. Nachfolgende Tabelle 8 listet den angelieferten Substratmix für die betrachtete Beispielanlage auf.

Tabelle 8: Substratmix Beispielanlage

Substratinput	Einheit	Wert
Silomais (Lieferant 1)	t/a	22.220
Silomais (Lieferant 2)	t/a	14.500
Silomais (Lieferant 3)	t/a	3.300
Silomais (Lieferant 4)	t/a	5.500
Ganzpflanzensilage	t/a	4.500
Grassilage	t/a	5.500

Diese Angaben zu Mengen und Herkunft der einzelnen Substrate sind deshalb von Bedeutung, da die unterschiedlichen THG-Werte für die Bereitstellung der verschiedenen Substrate nach BiokraftNachV nur zusammengefasst werden dürfen, wenn sie definierte Höchstwerte nicht überschreiten. Derzeit fehlen allerdings Standardwerte bzw. Teilstandardwerte (als Basis für die im Bundesanzeiger dargestellten Höchstwerte [18]) für den Anbau von Substraten für die Biomethanerzeugung (z. B. Maissilage). Daher muss für jedes eingesetzte Substrat und das daraus erzeugte Biomethan der spezifische Nachweis der THG-Minderung erbracht werden. Dafür wird an späterer Stelle der Biomethanoutput der Anlage auf die einzelnen Substrate aufgeteilt. Zuerst einmal erfasst in der vorliegenden Beispielrechnung der Ersterfasser die Menge Silomais von Lieferant 1, die aus dem in Tabelle 9 dargestellten Anbau stammt. Die Daten zur Düngemittelgabe, dem Diesel- und dem Stromverbrauch und sowie der Ernteertrag müssen aus betrieblichen Dokumenten entnommen werden.

Für diese Beispielrechnung werden betriebliche Daten herangezogen. Was bei der Verwendung von Teilstandardwerten berücksichtigt werden muss, ist im Kapitel FAQ berücksichtigt.

Gemäß BiokraftNachV §16 „Massenbilanzsysteme müssen sicherstellen, dass ... im Fall einer Vermischung verschiedener Mengen ... Biomasse, die zur Herstellung von Biokraftstoffen nach dieser Verordnung verwendet wird und für die noch keine Nachhaltigkeitsnachweise ausgestellt worden sind und die unterschiedliche Treibhausgasemissionen aufweisen, diese Treibhausgasemissionen nur saldiert werden, wenn alle Mengen, die dem Gemisch beigefügt werden, vor der Vermischung den Wert aufgewiesen haben, der für diesen Arbeitsschritt der Herstellung festgelegt worden ist.“[17]

Die Werte für den Anbau von Silomais entstammen KTBL und Biograce II [4][19].

Bei Düngemittelangaben muss darauf geachtet werden, ob sich die Werte auf das gesamte Düngemittel (z.B. Kombidünger) oder nur den eingesetzten Nährstoff beziehen.

In dieser Beispielrechnung wird der Bedarf an Phosphor und Kalium komplett durch die Gärrestrückführung gedeckt. Wird davon abweichend P_2O_5 und K_2O -Dünger eingesetzt können die folgenden gängigen EF verwendet werden. P_2O_5 : 1,17/1,18 kg CO_2 -Äq./kg [19] [20]; K_2O : 0,64/0,66 kg CO_2 -Äq./kg [19][20].

Gemäß den Vorgaben der RED finden für die Umrechnung der Lachgasemissionen in CO_2 -Äquivalente die Charakterisierungsfaktoren (CF) des IPCC 2001 Anwendung. Demnach hat N_2O ein THG-Potenzial von 296 kg CO_2 -Äq./kg N_2O . [23] Mit diesem Wert müssen die errechneten N_2O -Emissionen multipliziert werden.

Für die Berechnung der N_2O -Emission müssen sämtliche Stickstoffgaben, sowohl aus der mineralischen als auch aus der organischen Düngung berücksichtigt werden. N_2O ist ein Treibhausgas, das u. a. bei dem Einsatz von stickstoffhaltigen Düngemitteln in der Landwirtschaft freigesetzt wird. Dabei wird zwischen direkten und indirekten Lachgasemissionen unterschieden. Direkte Lachgasemissionen entstehen z. B. durch Stickstoff-Einträge aus organischen und mineralischen Düngemitteln und atmosphärischer N-Deposition. Indirekte Lachgasemissionen werden verursacht, wenn Stickstoffverbindungen wie Nitrat und Ammoniak z. B. infolge eines N-Düngemittleinsatzes in die umliegenden Naturräume gelangen. Lachgasemissionen können nach der IPCC-Methode oder nach dem GNOC-Modell berechnet werden. Das Biograce II Tool bietet unter www.biograce.net nach der IPCC-Methode einen Lachgasrechner für Silomais und die Möglichkeit den Rechner auf weitere Biogassubstrate anzupassen. [19] [23]

Tabelle 9: Einsatzmengen für den Silomaisanbau

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	Wert
Saatgut	kg/(ha*a)	25
N-Dünger mineralisch	kg N/(ha*a)	44,9
N-Dünger Gärrest	kg N/(ha*a)	161
Kalk - CaO-Dünger	kg/(ha*a)	1.000
Pestizide	kg/(ha*a)	7
Diesel (landwirtschaftl. Maschinen)	MJ/(ha*a)	3.440 (96 l/(ha*a))
Ertrag		
Maisertrag (Frishsubstanz)	kg/(ha *a)	50.000
Anteil Trockensubstanz	% TS an FS	35

Gängige Werte von Emissionsfaktoren (EF) dieser Einsatzstoffe und -energien sind nachfolgend in Tabelle 10 aufgeführt:

Tabelle 10: Emissionsfaktoren (EF)

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	Emissionsfaktoren	Quellen
Saatgut	kg CO_2 -Äq./kg	0,32	[19]
N-Dünger (mineralisch)	kg CO_2 -Äq./kg	4,57/ 6,41	[19][20]
N-Dünger Gärrest ⁵	kg CO_2 -Äq./kg	0,0075	[21]
CaO-Dünger	kg CO_2 -Äq./kg	0,89/ 0,30	[19][20]
N_2O -Feldemissionen ⁶	kg N_2O -Äq./ (ha*a)	5,6	[19]
Pestizide	kg CO_2 -Äq./kg	13,9	[19]
Diesel	kg CO_2 -Äq./l	3,14/ 2,1	[20][22]

Gemäß dem zuvor dargestellten Rechenschema werden die Mengen der verwendeten Hilfsstoffe und die zugehörigen Emissionsfaktoren in die Gleichung eingesetzt. Für den Silomais ergibt sich demnach folgender Wert für e'_{ec} :

$$e'_{ec} = \frac{\sum EM * EF}{Ertrag \text{ bzw. Menge}}$$

$$e'_{ec} = \frac{\left(25 \frac{kg}{ha * a} * 0,32 \frac{kg \text{ } CO_2 \text{ Äq.}}{kg}\right) + \left(44,9 \frac{kg}{ha * a} * 4,57 \frac{kg \text{ } CO_2 \text{ Äq.}}{kg}\right) + \left(161 \frac{kg}{ha * a} * 0,0075 \frac{kg \text{ } CO_2 \text{ Äq.}}{kg}\right)}{50\,000 \frac{kg}{ha * a}}$$

$$+ \frac{\left(1000 \frac{kg}{ha * a} * 0,89 \frac{kg \text{ } CO_2 \text{ Äq.}}{kg}\right) + \left(7 \frac{kg}{ha * a} * 13,9 \frac{kg \text{ } CO_2 \text{ Äq.}}{kg}\right) + \left(96 \frac{kg}{ha * a} * 2,1 \frac{kg \text{ } CO_2 \text{ Äq.}}{kg}\right)}{50\,000 \frac{kg}{ha * a}}$$

$$+ \frac{\left(5,6 \frac{kg \text{ } N_2O}{ha * a} * 296 \frac{kg \text{ } CO_2 \text{ Äq.}}{kg}\right)}{50\,000 \frac{kg}{ha * a}}$$

$$e'_{ec} = 0,06 \frac{kg \text{ } CO_2 \text{ Äq.}}{kg \text{ FS}} = 61 \frac{kg \text{ } CO_2 \text{ Äq.}}{t \text{ FS Silomais (Lieferant 1)}}$$

Der Ersterfasser gibt somit einen Wert von 61 kg CO_2 -Äq./t Silomais an die Biogasanlage weiter.

⁵ Berücksichtigt die Emissionen aus Transport und Ausbringung des Gärrestes.

⁶ Der hier angegebene Emissionsfaktor für die Lachgasemissionen ist kein Emissionsfaktor im klassischen Sinne. Er wurde mit dem N_2O Rechner nach IPCC des Biograce II Tools berechnet. Der EF muss für jede Kultur und die entsprechende Düngemittelmenge und -art (z. B. synthetische Düngemittel, organische Düngemittel) individuell bestimmt werden. [19]

Mögliche Berechnungsfehler

- Die direkten und indirekten Lachgasemissionen gemäß der IPCC- oder GNOC-Methode dürfen nicht vergessen werden
- Unter dem Handelsnamen von Düngern (z. B. Kalkammonsalpeter) können z. T. keine EF ermittelt werden – hier wird die chemische Bezeichnung des Düngers (z.B. Calciumammoniumnitrat) benötigt
- Es muss darauf geachtet werden, ob sich der EF des Düngemittels/ Pestizids nur auf den Wirkstoff (z. B. kg N) oder auf die Menge des Düngers (z.B. Calciumammoniumnitrat besteht aus 76 % NH_4NO_3 und 24 % CaCO_3) bezieht.
- Einheiten- Umrechnungsfehler, z. B.
 - Menge des Einsatzstoffes und EF des Einsatzstoffes beziehen sich auf unterschiedliche Mengeneinheiten z. B. 3.440 MJ Diesel/(ha*a) und EF von 2,1 kg CO_2 -Äq./l Diesel
 - Einsatzmengen sind evtl. in Jahreseinsatzmengen z. B. kg/a angegeben, während Ertrag auf Hektar bezogen kg/(ha*a) angegeben wird. In diesem Fall ist ein Flächenbezug, d.h. eine Umrechnung der Jahreseinsatzmengen auf einen Hektar notwendig.

Landnutzungsänderungen e'_l

Da in dem betrachteten Beispiel die Anbauflächen für Silomais bereits vor dem 1.1. 2008 landwirtschaftlich genutzt wurden, liegt der Wert für e'_l bei null.

$$e'_l = 0$$

Bessere landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken e'_{sca}

In dem Zeitraum, in dem die Biogassubstrate in dem vorliegenden Beispiel angebaut wurden, erfolgten keine Maßnahmen, durch die der Kohlenstoffbestand im Boden zugenommen hat. Deshalb können keine aus solchen Verbesserungen resultierenden Emissionseinsparungen berücksichtigt werden.

$$e'_{sca} = 0$$

Transport e'_{tdf}

Bei der Übergabe der Substrate an die Biogasanlage müssen neben dem zum Substrat gehörenden THG-Wert aus dem Anbau auch Daten für die Transportaufwendungen geliefert werden, um die spezifischen THG-Emissionen aus der Lieferung zu berechnen. Für diesen Prozessschritt sind beispielhaft folgende Daten hinterlegt:

Tabelle 11: Basisdaten für den Transportprozess

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	Wert
Masse der transportierten Biomasse (m)	kg	24.000
Transportmittel		LKW 40 t Diesel
Transportdistanz beladen (d_{beladen})	km	20
Transportdistanz leer (d_{leer})	km	20
Kraftstoffverbrauch beladen (K_{beladen})	l/km	0,41
Kraftstoffverbrauch leer (K_{leer})	l/km	0,24

Gemäß EU COM 2010/C 160/02 könnten „verbesserte landwirtschaftliche Bewirtschaftungspraktiken“ z. B. folgende Praktiken beinhalten:

- Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung,
- verbesserte Fruchtfolgen und/oder Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände,
- verbesserte Düngemittel- oder Naturdüngewirtschaft,
- Einsatz von Bodenverbessernern (z. B. Kompost).

Hierzu ist allerdings ein Nachweis über die Zunahme des Kohlenstoffbestandes im Boden zu erbringen.

Die Werte des Transportes entstammen eigenen Annahmen. Die Kraftstoffverbräuche entstammen BLE. [20]

Als Kraftstoff wird Diesel eingesetzt, der entsprechende Emissionsfaktor ist nachfolgender Tabelle 12 zu entnehmen.

Tabelle 12: Emissionsfaktoren der beim Transport eingesetzten Stoffe und Energie

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	EF	Quellen
Diesel	kg CO ₂ -Äq./l	3,14/ 2,1	[20][22]

Die THG-Emissionen aus dem Transport werden wie folgt berechnet

$$e'_{td1} = \frac{(d_{bel} * K_{bel} + d_{leer} * K_{leer}) * EF}{transportierter\ Silomais}$$

$$e'_{td1} = \frac{(20\ km * 0,41\ \frac{l}{km} + 20\ km * 0,24\ \frac{l}{km}) * 3,14\ \frac{kgCO_2\ \ddot{A}q}{l}}{24.000\ kg}$$

$$e'_{td1} = 1,7\ \frac{kgCO_2}{t\ Silomais}$$

Die Werte der Biogasanlage entstammen der DBFZ-Datenbank und KTBL. [24]

Umrechnung von Methan m³ in kg: 1Nm³ Methan entspricht 0,72 kg Methan
 Gemäß RED Anhang V Teil C entspricht das THG-Potenzial von Methan einem Wert von 23 kg CO₂-Äq./kg CH₄. [16]

Infolge von Störungen oder durch Undichtigkeiten kann es im Fermenterbetrieb zu diffusen Methanemissionen kommen. Aus Ermangelung tatsächlich gemessener Werte wird häufig ein Pauschalwert von 1 % des produzierten Methans angenommen [25], [26]. Dieser Wert findet sich auch in den Systemgrundsätzen der Zertifizierungssysteme (RED cert und ISCC) und gilt nur für Anlagen mit einem gasdicht abgedecktem Gärrestlager [27], [28]. Entsprechend diesen Grundsätzen müssen geringere Emissionsraten, ebenso wie die Emissionen aus nicht gasdicht abgedeckten Gärrestlagern, anhand von Emissionsmessungen nachgewiesen werden. Der Frage, auf welche Weise dieser Nachweise erfolgen soll oder welche Messtechniken und Messverfahren dafür anerkannt werden, wird im Kapitel FAQ diskutiert.

Da in diesem Beispiel der Gärrest als Dünger auf die substratliefernden Flächen zurückgeführt wird und damit im System verbleibt, findet keine weitere Berücksichtigung als Nebenerzeugnis statt. Wie in davon abweichenden Fällen der Gärrest als Nebenerzeugnis behandelt wird, ist dem Kapitel FAQ zu entnehmen.

Mögliche Berechnungsfehler

- Einheiten- und Umrechnungsfehler, z. B. Dieserverbrauch und Emissionsfaktor von Diesel müssen sich einheitlich auf l oder kg beziehen.

Verarbeitung e'_{p1}: Biogasanlage

Unabhängig davon, ob die gesamte Biomethanmenge oder eine Teilmenge (entsprechend der betrachteten Substratmenge) zertifiziert werden sollen, müssen die Emissionen aus der Biogasanlage erst einmal für den gesamten Methanertrag über den betrachteten Bilanzzeitraum (in diesem Fall ein Jahr) ermittelt werden. Dafür werden sämtliche Emissionen aus der Biogaserzeugung auf die Menge Methan die an die Biogasaufbereitung übergeben wird, bezogen. Aus den in Tabelle 13 dargestellten Angaben errechnet sich der spezifische THG-Wert e'_{p1} für das Zwischenerzeugnis Methan.

Tabelle 13: Eingangsgrößen für die Biogaserzeugung

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	Wert
Elektrischer Strom	kWh/a	1.401.026
Prozesswärme	MJ/a	15.916.991

Methanertrag	Einheit	Wert
Methanertrag	Nm ³ /a	5.526.733

Methanverlust	Einheit	Wert
1% des produzierten Methans	Nm ³ /a	55.826
	kg/a	40.194

Gärrest	Einheit	Wert
Gärrest	m ³ /a	34.790

Typische Werte der Emissionsfaktoren dieser Einsatzstoffe und -energien werden nachfolgend in Tabelle 14 aufgeführt:

Tabelle 14: Emissionsfaktoren der bei der Biogasproduktion eingesetzten Stoffe und Energie

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	Emissionsfaktoren	Quellen
Strommix Deutschland (DE)	kg CO ₂ -Äq./kWh	0,61/ 0,60	[20] [22]
Wärme (Heizkessel Holzhackschnittel)	g CO ₂ -Äq./MJ	0,43	[19]

Nach Einsetzen dieser Daten ergibt sich folgender Wert für e'_{p1}

$$e'_{p1} = \frac{\left(1.401.026 \frac{kWh}{a} * 0,61 \frac{kgCO_2\text{-}\ddot{A}q}{kWh}\right) + \left(15.916.991 \frac{MJ}{a} * 0,00043 \frac{kgCO_2}{MJ}\right) + \left(40.194 \frac{kg}{a} * 23 \frac{kgCO_2\text{-}\ddot{A}q}{kgCH_4}\right)}{5.526.733 \text{ m}^3 \text{ Methan}}$$

$$e'_{p1} = 0,323 \frac{kgCO_2 - \ddot{A}q}{m^3 \text{ Methan}}$$

Verarbeitung e'_{p2} : Biogasaufbereitung und Einspeisung

Die Biogasaufbereitungsanlage stellt die letzte Schnittstelle dar. Der Prozess umfasst die Aufbereitung des Rohbiogases zu Biomethan auf Erdgasqualität und die anschließende Einspeisung des Biomethans in das Erdgasnetz. Analog zur Biogaserzeugung werden in diesem Schritt unabhängig von der zu zertifizierenden Biomethanmenge die Emissionen aus der Biogasaufbereitung für den gesamten Biomethanertrag über den betrachteten Bilanzzeitraum ermittelt. Eine Aufteilung des Biomethanertrags auf die betrachtete Substratmenge erfolgt im Kapitel Aufteilung des Gasertrags.

Tabelle 15: Verbrauchsdaten für die Biogasaufbereitung

Methaninput	Einheit	Wert
Methaninput	Nm ³ /a	5.526.733

Methanschluß	Einheit	Wert
Methanschluß	%	0,1
Methanverluste	Nm ³ /a (kg/a)	552 (397)

Einsatzstoffe- und -energie	Einheit	Wert
Elektrischer Strom	kWh/a	953.549
Prozesswärme	MJ/a	22.885.178

Output	Einheit	Wert
Biomethanoutput	m ³ /a	5.526.181

Die Verbrauchsdaten für die Biogasaufbereitung entstammen der DBFZ-Datenbank und KTBL. [24]

Gemäß Gasnetzzugangsverordnung darf der Methanverlust der Aufbereitung einen Wert von 0,2 % nicht übersteigen. Bei anderen Aufbereitungsverfahren wie der Druckwechseladsorption (PSA) und der Druckwasserwäsche (DWW) kann dieser Wert deutlich höher ausfallen (PSA 1-5 %, DWW 1 %). In diesen Fällen muss eine Nachverbrennungsstufe an die Aufbereitung angeschlossen werden.

Wärmebereitstellung über Biogas: Bei der internen Bereitstellung der benötigten Prozessenergie über ein Biogas BHKW muss auch der Anteil unverbrannten Methans im Abgasstrom berücksichtigt werden. Diese Emissionen können zwischen 0,12-0,5 % Methanschluß bei Gasmotoren und zwischen 0,9-1,4 % bei Zündstrahlmotoren liegen.

Gängige Werte von Emissionsfaktoren dieser Einsatzstoffe und -energie sind nachfolgend in Tabelle 16 aufgeführt. Diese stammen aus Literatur und anerkannten Datenbanken.

Tabelle 16: Emissionsfaktoren der in der Biogasaufbereitungsanlage eingesetzten Stoffe und Energie

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	EF	Quelle
Strommix DE	kgCO ₂ -Äq./kWh	0,61/ 0,60	[20] [22]
Wärme (Heizkessel Holzhackschnitzel)	gCO ₂ -Äq./MJ	0,43	[19]

Nach Einsetzen dieser Daten ergibt sich folgender spezifischer THG-Wert e'_{p2} für das Zwischenerzeugnis Biomethan.

Gemäß RED finden für die Umrechnung der direkten Methanemissionen in CO₂-Äquivalente die Charakterisierungsfaktoren (CF) des IPCC 2001 Anwendung. Demnach hat CH₄ ein THG-Potenzial von 23 kg CO₂-Äq./kgCH₄. [23] Die ermittelten Methanemissionen müssen mit diesem Wert multipliziert werden.

$$e'_{p2} = \frac{\left(953.549 \frac{kWh}{a} * 0,61 \frac{kgCO_2 \ddot{A}q}{kWh}\right) + \left(22.885.178 \frac{MJ}{a} * 0,00043 \frac{kgCO_2 \ddot{A}q}{MJ}\right) + \left(397,44 \frac{kg}{a} * 23 \frac{kgCO_2 \ddot{A}q}{kgCH_4}\right)}{5.526.181 \frac{m^3}{a}}$$

$$e'_{p2} = 0,109 \frac{kgCO_2 \ddot{A}q}{m^3}$$

Abscheidung und geologische Speicherung e'_{ccs} bzw. Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid e'_{ccr}

Zur Ermittlung des e'_{ccr} ist in der Biokraft-NachV Nr. 15 Folgendes vermerkt: „Die Emissionseinsparung durch CO₂-Abscheidung und -ersetzung (e'_{ccr}) wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO₂ vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und anstelle des auf fossile Brennstoffe zurückgehenden Kohlenstoffdioxids für gewerbliche Erzeugnisse und Dienstleistungen verwendet wird“. Die THG-Einsparung darf damit nur auf das tatsächlich gewerblich eingesetzte CO₂ vergeben werden, nicht auf das aus der Biomethananlage verfügbare CO₂.

Das bei der Biogasaufbereitung abgeschiedene CO₂ wird in diesem Beispiel und typischerweise keiner weiteren Verwendung zugeführt.

$$e'_{ccs} = 0$$

$$e'_{ccr} = 0$$

Produktion von Überschussstrom e'_{ee}

Da in der Biogasanlage und der Biogasaufbereitung keine Produktion von überschüssigem Strom erfolgt ist der Wert für e'_{ee} Null. Dem Fall einer Produktion von Überschussstrom z. B. über ein Biogas BHKW wird im Kapitel FAQ nachgegangen.

$$e'_{ee} = 0$$

Distribution e'_{td2}

Als letzte Schnittstelle hat die Biogasaufbereitungsanlage den Nachweis über das THG-Minderungspotenzial des in Verkehr gebrachten Biomethans zu erbringen. Dafür werden neben den vorgelagerten Prozessen auch die der Aufbereitung nachgelagerten Distributionsprozesse berücksichtigt. Dies sind zum einen die Verdichtung sowie der Transport des Biomethans zur Tankstelle via Erdgasnetz und zum anderen die Komprimierung des Biomethans an der Tankstelle auf Tankstellendruck. Die entsprechenden Daten sind in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Verbrauchsdaten Distribution

Transport des Biomethans via Erdgasnetz

Input	Einheit	Wert
Elektrischer Strom	kWh/m ³	0,0025
Prozesswärme Erdgas	MJ/m ³	0,0576

Komprimierung auf Tankstellendruck

Input	Einheit	Wert
Elektrischer Strom	kWh/m ³	0,164

Die Bilanzierung der Emissionen aus dem Gastransport und der Komprimierung auf Tankstellendruck basiert auf Inventardaten der DBFZ-Datenbank und der Ecoinvent Datenbank 2.1 [21].

Gängige Werte von Emissionsfaktoren dieser Einsatzstoffe und -energie sind nachfolgend in Tabelle 18 aufgeführt. Diese stammen aus der Literatur und anerkannten Datenbanken:

Tabelle 18: Emissionsfaktoren der in der Biomethandistribution eingesetzten Stoffe und Energie

Einsatzstoffe und -energie	Einheit	EF	Quelle
Strommix DE	kgCO ₂ -Äq./kWh	0,61/0,60	[20] [22]
Wärme Erdgas	kgCO ₂ -Äq./MJ	0,067	[22]

Die THG-Emissionen aus der Distribution werden wie folgt berechnet:

$$e'_{td2} = \left(0,0025 \frac{kWh}{m^3} * 0,61 \frac{kgCO_2\text{-Äq.}}{kWh} \right) + \left(0,0576 \frac{MJ}{m^3} * 0,067 \frac{kgCO_2\text{-Äq.}}{MJ} \right) + \left(0,164 \frac{kWh}{m^3} * 0,61 \frac{kgCO_2\text{-Äq.}}{kWh} \right)$$

$$e'_{td2} = 0,015 \frac{kgCO_2\text{-Äq.}}{m^3}$$

Mögliche Berechnungsfehler

- Einheiten- und Umrechnungsfehler, z. B. Dieserverbrauch und Emissionsfaktor von Diesel müssen sich einheitlich auf l oder kg beziehen.

Gesamtemissionen E**Aufteilung des Gasertrags auf die zu betrachtende Substratmenge**

Die über einen Bilanzzeitraum eingebrachten Substrate sind in der Bilanzierung getrennt zu betrachten. Daher ist es erforderlich die erzeugte Biomethanmenge entsprechend aufzuteilen, d. h. die eingesetzten Substrate einer Gasmenge zuzuordnen. Da die Zuordnung von Anteilen an dem gesamten Methanertrag jedoch nicht durch eine Messung vor Ort möglich ist, können zu diesem Zweck, Methanerträge aus wissenschaftlich anerkannten Literaturquellen herangezogen werden. Die in Tabelle 19 angegebenen Methanertragswerte für alle eingesetzten Substrate wurden den Anlagen der Biomasseverordnung entnommen.[6]

Tabelle 19: Ermittlung des rechnerischen Gesamt-Methanertrags

Substratinput in den Fermenter	Menge in t FS/a	Methanertrag in Nm ³ /t FS	Methanertrag in Nm ³ (rechn)
Maissilage	41.000	106	4.346.000
Ganspflanzensilage	3.900	103	401.700
Grassilage	4.920	100	492.000
Gesamtmethanertrag (rechnerisch)			5.239.700

Die in den Fermenter eingebrachte Menge von 20.000 t FS/a errechnet sich aus der gelieferten Menge Silomais (Lieferant 1) abzüglich der in diesem Beispiel angenommenen 10% Silierverluste.

$$\text{Substratinput Maissilage (Lieferant 1)} = \text{Menge Silomais (Lieferant 1)} * 0,9$$

$$\text{Substratinput Maissilage (Lieferant 1)} = 22.220 \frac{\text{t FS}}{\text{a}} * 0,9 = 20.000 \frac{\text{t FS}}{\text{a}}$$

Unter der Verwendung des in Tabelle 19 angenommenen Methanertrags für Maissilage errechnet sich der Anteil der betrachteten Substratmenge zu 40 % an der Gesamtmethanmenge folgendermaßen.

$$\text{Methanertragsanteil} = \frac{\text{Menge Maissilage (Lieferant 1)} * \text{Methanertrag}}{\text{Gesamtmethanertrag (rechn.)}} * 100\%$$

$$\text{Methanertragsanteil} = \frac{20.000 \frac{\text{t FS}}{\text{a}} * 106 \frac{\text{m}^3}{\text{t FS}}}{5.239.700 \frac{\text{m}^3}{\text{a}}} * 100\%$$

$$\text{Methanertragsanteil} = 40\%$$

Zusammenfassung der THG-Emissionen

Anhand des im vorherigen Kapitel ermittelten prozentualen Anteils (40 %) lassen sich nun mit Hilfe der spezifischen THG-Emissionen der Zwischenprodukte und deren anteiligen Produktmengen die absoluten THG-Emissionen für die Biomethanbereitstellung aus der betrachteten Substratmenge ermitteln. Die spezifischen THG-Emissionen der Zwischenprodukte und die entsprechenden Produktmengen aus der Biomethanbereitstellungskette sind in Tabelle 20 zusammengestellt. Diese Zusammenfassung über den Bilanzzeitraum (in diesem Fall ein Jahr) muss von der Aufbereitungsanlage als letzter Schnittstelle erstellt werden und beinhaltet sämtliche Informationen aus den ihr vor- und nachgelagerten Prozessschritten.

Dies beginnt mit den THG-Emissionen aus dem Anbau des betrachteten Substrates. Die THG-Emissionen für den Transport der im vorliegenden Beispiel berücksichtigten Maissilage beziehen sich auf die im Bilanzzeitraum gelieferte Substratmenge.

Die spezifischen THG-Emissionen der Biogasanlage ergeben sich aus den in Tabelle 13 dargestellten Daten zu 323 g CO₂-Äq/m³ Methanoutput. Dieser spezifische Wert wird ausschließlich auf den Anteil Methan bezogen, für den im Beispielfall das THG-Minderungspotenzial nachgewiesen werden soll und der der betrachteten Substratmenge zugeordnet ist (40 %). Dies gilt auch für die THG-Emissionen der Biogasaufbereitung und der ihr nachgelagerten Distributionsprozesse.

Die gesamte nutzbare Biomethanmenge aus der betrachteten Substratmenge beläuft sich auf 2.210.472 Nm³/a (40% von 5.526.181 Nm³).

Tabelle 20: Ermittlung der THG-Emissionen für den Biomethanteilstrom aus der betrachteten Substratmenge

Rohstoffbereitstellung

	Anbau [t/a]	e'_{ec} (Anbau incl.-Säuerung) [kgCO ₂ -Äq/kg FM]	THG-Emissionen [kgCO ₂ -Äq./a]
Silomais (Lieferant 1)	22.220	0,061	1.355.420

Transport der Biomasse zur Biogasanlage

	Lieferung [t/a]	e'_{td1} [kgCO ₂ -Äq/kg Biomasse]	THG-Emissionen [kgCO ₂ -Äq./a]
Silomais (Lieferant 1)	22.220	0,0017	37.740

Emissionen der Biogasanlage bezogen auf die betrachtete Substratmenge

	Methanoutput [m ³ /a]	e'_{p1} [kgCO ₂ -Äq/m ³]	THG-Emissionen [kgCO ₂ -Äq./a]
Gesamtmethan	5.526.733	0,32	1.785.135
Anteil betrachtete Substratmenge 40%	2.210.693		714.054

Emissionen der Biogasaufbereitung bezogen auf die betrachtete Substratmenge

	Biomethan [m ³ /a]	e'_{p2} [kgCO ₂ -Äq/m ³]	THG-Emissionen [kgCO ₂ -Äq./a]
Gesamtbioethan	5.526.181	0,109	602.353
Anteil betrachtete Substratmenge 40%	2.210.472		240.941

Emissionen aus der Distribution

		e'_{td2} [kgCO ₂ -Äq/m ³]	THG-Emissionen [kgCO ₂ -Äq./a]
Gesamtbioethan	5.526.181	0,015	82.893
Anteil betrachtete Substratmenge 40%	2.210.472		33.157

Aus den in Tabelle 20 dargestellten THG-Emissionen lassen sich nun die spezifischen THG-Emissionen für die betrachteten Terme e'_{ec} , e'_{td1} , e'_{p1} , e'_{p2} und e'_{td2} bezogen auf 1 Nm³ Biomethan frei Tankstelle berechnen.

$$\text{Gesamtemissionen je m}^3 \text{ Biomethan} = \frac{(1.355.420 + 37.740 + 714.054 + 240.941 + 33.157) \frac{\text{kgCO}_2 \cdot \text{Äq.}}{\text{a}}}{2.210.472 \frac{\text{m}^3}{\text{a}}}$$

$$\text{Gesamtemissionen je m}^3 \text{ Biomethan} = 1,08 \frac{\text{kg CO}_2 \cdot \text{Äq.}}{\text{m}^3 \text{ Biomethan}}$$

An dieser Stelle sei nochmal darauf hingewiesen, dass im Gegensatz zur Gaswirtschaft nicht der Brennwert H_0 von Biomethan sondern der Heizwert H_u (unterer Heizwert) Anwendung findet.

Unter Berücksichtigung des Heizwertes von 36 MJ/m³ werden die spezifischen THG-Emissionen auf einen MJ Biomethan umgerechnet:

$$\text{Gesamtemissionen je MJ Biomethan} = \frac{1,08 \frac{\text{kg CO}_2 \cdot \text{Äq.}}{\text{m}^3 \text{ Biomethan}}}{36 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3 \text{ Biomethan}}}$$

$$\text{Gesamtemissionen je MJ Biomethan} = 0,03 \frac{\text{kg CO}_2 \cdot \text{Äq.}}{\text{MJ Biomethan}}$$

$$\text{Gesamtemissionen je MJ Biomethan} = 30 \frac{\text{gCO}_2 - \text{Äq.}}{\text{MJ Biomethan}}$$

Für den Teilstrom Biomethan, für den hier beispielhaft das THG-Minderungspotenzial ermittelt wurde (2.210.472 m³ Biomethan), ergeben sich spezifische THG-Emissionen von 30 g CO₂-Äq/MJ Biomethan, die dem Wert für fossilen Kraftstoff (83,8 g CO₂-Äq/MJ) gegenüberzustellen sind.

Berechnung der THG-Minderung

Aus den ermittelten spezifischen THG-Emissionen für die Bereitstellung von Biomethan berechnet die Biogasaufbereitung als letzte Schnittstelle nun das THG-Minderungspotenzial

$$THG - Minderung = \left[\frac{E_{Fossilbrennstoff} - E_{Biotkraftstoff}}{E_{Fossilbrennstoff}} \right]$$

$$THG - Minderung = \left[\frac{83,8 \frac{gCO_2 - \ddot{A}q.}{MJ} - 30 \frac{gCO_2 - \ddot{A}q.}{MJ}}{83,8 \frac{gCO_2 - \ddot{A}q.}{MJ}} \right] * 100 = 64\%$$

Somit können mit der NawaRo basierten Biomethanproduktion rund 64 % der THG-Emissionen eingespart werden, verglichen mit der fossilen Referenz.

Häufig gestellte Fragen (FAQ)

Der folgende Abschnitt sammelt verschiedene, häufig gestellte Fragen. Einige dieser Fragen berühren dabei Bereiche zu denen bislang kaum Erfahrungswerte vorliegen. Besteht zu diesen Fragen keine offizielle Auslegung durch die Zertifizierungssysteme, so spiegeln die Antworten auf diese Fragen die Sichtweise der Autoren wider. Grundsätzlich sind bei der Zertifizierung innerhalb eines bestimmten Zertifizierungssystems die dort festgelegten Vorschriften zu beachten.

Nebenerzeugnisse und Allokation

Gibt es offizielle Definitionen der Begriffe Nebenerzeugnis, Verarbeitungsrückstand, Reststoff und Abfall?

Die Biokraft-NachV enthält dazu keine Begriffserklärungen. In der Mitteilung der Europäischen Kommission 2010/C 160/02 und der EU RL 2015/1513 werden diese Begriffe jedoch teilweise ausgelegt [29], [30].

Demnach sind Abfälle alle Stoffe oder Gegenstände, deren sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss.

Reststoffe/Rückstände umfassen laut 2010/C 160/02 Reststoffe der Landwirtschaft, der Aquakultur, der Fischerei und der Forstwirtschaft sowie Verarbeitungsrückstände. Ein Verarbeitungsrückstand ist entsprechend der 2010/C 160/02 und RL 2015/1513 kein Endprodukt, das in einem Produktionsprozess unmittelbar erzeugt werden soll. Er ist nicht das primäre Produktionsziel und der Prozess wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu erzeugen [29], [30].

Gibt es eine Grundregel oder Entscheidungshilfe, woran man erkennen kann, dass es sich um ein Nebenerzeugnis handelt?

Gemäß der Mitteilung 2010/C 160/02 der Kommission und der EU RL 2015/1513 muss die Produktion von Nebenerzeugnissen das primäre Ziel des Produktionsprozesses sein, d. h. ihre Produktion ist unmittelbar gewünscht und der Produktionsprozess wurde absichtlich geändert, um sie zu erzeugen [29], [30]. Des Weiteren werden Charakteristika wie Lagerbarkeit und Handelbarkeit des Erzeugnisses vorausgesetzt.

Für die Einordnung eines Prozessoutputs in die Kategorien Nebenerzeugnis, Rückstand oder Abfall ist auch die Frage der tatsächlichen Verwendung bzw. des weiteren Lebensweges relevant. Werden diese Stoffe beispielsweise weiterverkauft und kann dies über entsprechende Dokumente belegt werden, so ist eine Einordnung als Nebenerzeugnis möglich. Bestimmte Stoffe sind in den aktuellen Regelwerken jedoch explizit ausgenommen und können nicht als Nebenerzeugnis definiert werden. Hierzu zählen zum Beispiel Stroh, Bagasse und Maiskolben. Die THG-Emissionen werden nur

zwischen Biokraftstoff bzw. dessen Vorprodukt und dem Nebenerzeugnis aufgeteilt. Entsprechend Biokraft-NachV Nr. 18 können keine THG-Emissionen auf Abfälle, Ernterückstände sowie Produktionsrückstände alloziert werden [17]. Deren Lebenszyklus-THG-Emissionen sind bis zum Anfallort auf null gesetzt.

Was sind typische Nebenerzeugnisse der Biomethanherzeugung?

Ein typisches Nebenprodukt der Prozesskette zur Produktion von Biomethan ist Gärrest.

Ist unaufbereiteter Gärrest ein Nebenerzeugnis, dem THG-Emissionen zugeschrieben werden können?

Nein, denn der bei der Vergärung entstehende Gärrest besitzt in der Regel einen so geringen TS Gehalt dass der Heizwert kleiner Null ausfällt. Nach EU RED Anhang V Teil c Punkt 18 wird „ der Energiegehalt von Nebenerzeugnissen mit negativem Energiegehalt auf null festgesetzt.“, und ist somit nicht allozierbar [16]. Nach Umsetzung der Mitteilung der EU Kommission „Note on the conducting and verifying actual calculations of GHG emission savings“ am 31.12.2016 müssen sich allerdings bei der Allokation die Energiegehalte des Biokraftstoffes/ der Zwischenerzeugnisse/ der Nebenerzeugnisse auf deren Trockensubstanzgehalt beziehen [31]. Damit ist dann das Problem negativer Heizwerte von Erzeugnissen ausgeschlossen. Der Frage ob aufbereiteter Gärrest ein allozierbares Nebenerzeugnis ist und an welcher Stelle der Prozesskette eine mögliche Allokation stattfindet wird am Ende dieses Kapitels nachgegangen.

An welcher Stelle der Prozesskette erfolgt die Allokation?

Gemäß der Empfehlung der Kommission 2010/C 160/02 sollte die Allokation nach dem Verfahrensschritt erfolgen, bei dem das Nebenerzeugnis produziert wird bzw. dort, wo die Erzeugnisse keine weitere nachgelagerte Verarbeitung erfahren, die durch stoffliche oder energetische Rückkopplungsschleifen mit dem vorgelagerten Teil der Verarbeitung verbunden ist [29].

Einheiten und Umrechnungsschritte

Wo finden sich Hilfen für die Umrechnung zwischen verschiedenen Einheiten?

Offiziell anerkannte Dokumente für die Umrechnung von Massen, Dichten, Heizwerten existieren nicht. Es wird die Verwendung der verschiedenen Begleitinformationen im Biograce-Tool (www.biograce.net) empfohlen.

Kombination von Teilstandardwerten und individuell berechneten THG-Emissionen

Was muss beachtet werden, wenn eine oder mehrere Schnittstelle Teilstandardwerte aus RED und Biokraft-NachV verwenden und andere Schnittstellen der Prozesskette eigene THG-Berechnungen vornehmen?

Es muss beachtet werden, dass individuell ermittelte Werte und Teilstandardwerte nicht einfach zum Gesamtemissionswert addiert werden können, da

- 1) sich individuell ermittelte THG-Werte e' auf kg (Zwischen)produkt und Teilstandardwerte e auf das Endprodukt (z. B. 1 MJ Biomethan) beziehen. Das heißt, die Teilstandardwerte von Prozessstufen (Rohstoffgewinnung e'_{ec} , Verarbeitung $e'_p - e'_{ee}$, Transport- und Vertrieb e'_{td}) müssen auf kg ihres entsprechenden (Zwischen)produktes umgerechnet werden. Dafür werden Konversionsfaktoren (KF) benötigt. Konversionsfaktoren geben an, wieviel Menge des Zwischenproduktes für einen MJ Endprodukt benötigt werden. Diese Konversionsfaktoren sind in Erträgen oder Ausbeute dargestellt und
- 2) dem Teilstandardwert andere Allokationsfaktoren (AF) als dem individuell ermittelten THG-Wert zugrunde liegen können.

Nach folgender Formel (unter Berücksichtigung von KF und AF)) erfolgt die Umrechnung von e zu e' :

$$e' \left[\frac{\text{kgCO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{\text{kg Zwischenenerzeugnis}} \right] = \frac{e \left[\frac{\text{kgCO}_2\ddot{\text{A}}\text{q.}}{\text{MJ}} \right]}{AF \left[\frac{\text{MJ}}{\text{MJ}} \right] * KF \left[\frac{\text{kg Zwischenenerzeugnis}}{\text{MJ}} \right]}$$

Die Allokationsfaktoren (AF) und Konversionsfaktoren (KF), die den Teilstandardwerten zugrunde liegen, stammen aus JRC 2008.

So finden die tatsächlichen KF und AF, die auch den individuell ermittelten THG-Werten zugrunde liegen, in den Teilstandardwerten Anwendung und die Gesamt-THG-Emissionen können, wie in der Beispielrechnung dargestellt, ermittelt werden.

Nach der kürzlich veröffentlichten Mitteilung "Note on the conducting and verifying actual calculations of GHG emissions savings" ist eine Anpassung der Teilstandardwerte durch z. B. eine Verbesserung der Effizienz der Konversionsanlage zukünftig nicht mehr möglich [31]. Teilstandardwerte (z. B. für den Anbau) werden dann einfach zu den tatsächlichen Werten (z. B. für die Konversion) addiert.

Können Teilstandardwerte aus Technologiepfaden übernommen und für Pfade genutzt werden, für die keine Standardwerte existieren?

Beispiel: Für Biomethan aus Silomais wird bis zur Biomethanerzeugung individuell ein THG-Wert ermittelt. Darf der Teilstandardwert Distribution aus dem existierenden Standardwert für Biomethan aus organischen Siedlungsabfällen entnommen und mit dem individuell ermittelten Wert kombiniert werden?

Für Teilschritte, bei denen ein Produkt identische Eigenschaften zu einem anderen Produkt aufweist, für das Teilstandardwerte existieren, können diese Teilstandardwerte übernommen werden. Für das konkrete Beispiel bedeutet dies, dass kein Teilstandardwert übernommen werden kann, da keine eigenen Teilstandardwerte für die Distribution vorliegen.

Daten und Kennzahlen

Welche Emissionsfaktoren und Stoffdichten dürfen genutzt werden?

Emissionsfaktoren und Stoffdichten, die für die individuelle Berechnung der THG-Emissionen verwendet werden, müssen aus wissenschaftlichen Veröffentlichungen stammen. Wissenschaftliche Veröffentlichungen können Literaturquellen oder anerkannte Datenbanken (z. B. ecoinvent, ELCD, NREL) sein. Üblicherweise werden solche Literaturquellen als wissenschaftliche Literatur bezeichnet, die vor ihrer Publikation durch einen externen Gutachterprozess evaluiert wurden. Hier ist die Quelle mit Autor, Titel (Zeitschrift, Band) und Jahr zu zitieren. Ermittelt ein Unternehmen für das eigene Produkt einen Emissionsfaktor oder lässt ihn ermitteln, so muss dieser EF in der Literatur oder anerkannten Datenbanken veröffentlicht werden. Zudem sind, soweit vorhanden, vorgeschriebene Werte aus den Systemgrundsätzen der Zertifizierungssysteme zu beachten.

Wann dürfen pauschale Emissionsfaktoren angesetzt werden und wann müssen tatsächliche individuelle Rechnungen für Hilfsstoffe und Energieträger erfolgen?

Setzt zum Beispiel ein Unternehmen zur Prozessenergieversorgung Pellets oder Hackschnitzel ein, so darf das Unternehmen einen Emissionsfaktor aus einer anerkannten Quelle verwenden. Dieser Emissionsfaktor, muss jedoch Prozess und Rohstoff repräsentieren, die den des abzubildenden Prozesses gleichen.

Welcher Emissionsfaktor ist beim Bezug von externem Prozessstrom zu verwenden? Was sind die Voraussetzungen für die Verwendung eines geringeren Emissionsfaktors?

Gemäß der Biokraft-NachV, Anlage 2, Nr. 11 muss bei der Nutzung von Netzstrom der Emissionsfaktor des Stroms in der jeweiligen Region verwendet werden [17]. In der Praxis wird je nach System der nationale oder der europäische Strommix angesetzt. In der kürzlich veröffentlichten Mitteilung "Note on the conducting and verifying actual calculations of GHG emissions savings" wird für zukünftige Bilanzierungen die Verwendung des EU Strommixes verlangt [31].

Wird Strom aus erneuerbaren Quellen im Inselbetrieb erzeugt, d. h. die Stromerzeugungsanlage ist nicht an das Netz angeschlossen, so kann für diesen Strom aus erneuerbaren Quellen der Emissionsfaktor für den durchschnittlich erzeugten Strom aus erneuerbaren Quellen eingesetzt werden.

Welche Heizwerte dürfen genutzt werden?

Heizwerte, die für eine individuelle Berechnung genutzt werden, müssen von wissenschaftlichen Veröffentlichungen oder tatsächlichen Messungen stammen. Tatsächliche Messungen müssen dokumentiert werden, um die Berechnung nachvollziehen zu können. Zudem sind, soweit vorhanden, vorgeschriebene Werte aus den Systemgrundsätzen der Zertifizierungssysteme zu beachten.

Müssen infrastrukturelle Aufwendungen, wie z. B. der Bau der Biomethananlage, mit berücksichtigt werden?

Nein. Gemäß Biokraft-NachV werden die mit dem Bau der Anlage und Ausrüstung verbundenen Emissionen nicht berücksichtigt [17].

Müssen auch geringe Mengen an Hilfsstoffen in der THG-Bilanz angegeben werden? Gibt es eine „Marginalitätsgrenze“?

Gemäß der Mitteilung der europäischen Kommission 2010/C 160/02 scheint es nicht notwendig zu sein, Inputs, die geringe oder keine Auswirkungen auf das Ergebnis haben (wie in geringen Mengen bei der Verarbeitung verwendete Chemikalien), in die Berechnung einzubeziehen [29]. Im Biograce-Tool (<http://www.biograce.net>) sind cut-off-Kriterien (Ausschlusskriterien) für kleine Menge definiert [22]. Verschiedene Systeme haben zudem konkrete cut-off-Kriterien in ihren Systemgrundlagen beschrieben. Diese sind jeweils zu verwenden.

Müssen Leerfahrten mit angerechnet werden?

Ja, Leerfahrten sind in der Emissionsbilanzierung entsprechend zu berücksichtigen.

Hauptverursacher von THG-Emissionen in der Biomethan-Prozesskette

Welche Prozesse im Biomethan-Produktionsprozess verursachen die meisten-THG-Emissionen?

Bei Abfall und Reststoff basierten Biomethan-Produktionsprozessen wird der größte Teil i. d. R. auf der Stufe der Verarbeitung (Biogaserzeugung, Biogasaufbereitung) freigesetzt. Ursächlich dafür sind in erster Line der Strombedarf und diffuse Methanemissionen.

Bei Biomethanprozessen auf Basis von Energiepflanzen wird der Großteil der THG-Emissionen bei der Rohstoffgewinnung freigesetzt. Hier sind im Wesentlichen der Düngemittleinsatz und der Dieseleinsatz für landwirtschaftliche Maschinen die Treiber der THG-Emissionen.

Besonderheiten und Fragen zur Berechnung (incl. THG-Einsparungen, LUC, N₂O)

Wie können die Feldemissionen für die individuelle Berechnungen der THG-Emissionen aus der Rohstoffgewinnung ermittelt werden?

Es gibt zwei von der Europäischen Kommission anerkannte Methoden die Feldemissionen zu ermitteln, zum einen über das GNOC (Global Nitrous Oxide Calculator)-Modell und zum anderen über die IPCC-Methode (Tier 1). Unter <http://gnoc.jrc.ec.europa.eu/> können die Feldemissionen nach dem GNOC-Modell berechnet werden. Das Biograce-Tool bietet unter www.biograce.net nach der IPCC-Methode einen Lachgasrechner. Das Biograce II Tool bietet unter www.biograce.net nach der IPCC-Methode einen Lachgasrechner für Silomais und die Möglichkeit den Rechner auf weitere Biogas-substrate anzupassen [19].

Wie werden die THG-Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen berechnet, wenn die Anbaufläche vor 1.1.2008 nicht als Ackerland genutzt wurde?

Die THG-Emissionen infolge Landnutzungsänderungen werden wie folgt berechnet:

$$e_i' \left[\frac{\text{kg CO}_2\text{Äq}}{\text{kg Ernteertrag}} \right] = \frac{CS_R \left[\frac{\text{kg C}}{\text{ha}} \right] - CS_A \left[\frac{\text{kg C}}{\text{ha}} \right]}{\text{Ernteertrag}_{\text{Haupterzeugnis}} \left[\frac{\text{kg}}{\text{ha} * \text{a}} \right] * 20[\text{a}]} * 3,664 - \frac{e_B}{AF * KF}$$

e_i' auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestands-änderungen infolge von Landnutzungsänderungen

CS_R mit der Bezugsfläche verbundene Kohlenstoffbestand je Flächeneinheit zum Referenzzeitpunkt oder 20 Jahre vor der Gewinnung des Rohstoffes, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist.

CS_A mit der tatsächlichen Landnutzung verbundene Kohlenstoffbestand je Flächeneinheit. Wenn sich der Kohlenstoffbestand über mehr als ein Jahr anreichert, gilt als CS_A -Wert der geschätzte Kohlenstoffbestand nach 20 Jahren oder zum Zeitpunkt der Reife der Pflanzen, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist.

e_B Bonus von 29 g CO_2 -Äq./MJ Biokraftstoff bei Anbau auf wiederhergestellten degradierten Flächen

AF Allokationsfaktor

KF Konversionsfaktor

Die Werte für CS_R und CS_A können wissenschaftlichen Literaturquellen (z. B. IPCC) entnommen werden [23]. Die Werte für KF stammen aus den betrieblichen Daten, die für AF aus einer Rechnung unter Nutzung der betrieblichen Daten und der unteren Heizwerte. THG-Emissionen infolge Landnutzungsänderungen werden allein dem Biokraftstoff zugeschrieben. Im Fall des Auftretens eines Nebenerzeugnisses werden diese THG-Emissionen nicht zwischen dem Biokraftstoff und dem Nebenerzeugnis alloziert.

Wann kann der Bonus e_B in Anspruch genommen werden?

Gemäß Biokraft-NachV wird der Bonus von 29 g CO_2 -Äq./MJ gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche zum Referenzzeitpunkt nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde und unter eine der folgenden zwei Kategorien fällt: i) stark degradierte Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Flächen oder ii) stark verschmutzte Flächen [17]. Der Bonus von 29 g CO_2 -Äq./MJ gilt für einen Zeitraum von bis zu zehn Jahren ab dem Zeitpunkt der Umwandlung der Fläche in eine landwirtschaftliche Nutzfläche, sofern ein kontinuierlicher Anstieg des Kohlenstoffbestands und ein nennenswerter Rückgang der Erosion auf Flächen nach Satz 1 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa Biokraft-NachV gewährleistet werden und die Bodenverschmutzung auf Flächen nach Doppelbuchstabe bb Biokraft-NachV gesenkt wird. Der Bonus wird allein dem Biokraftstoff zugeschrieben und im Fall des Auftretens eines Nebenerzeugnisses nicht zwischen dem Biokraftstoff und dem Nebenerzeugnis aufgeteilt.

Wie erfolgt der Nachweis von diffusen Methanemissionen <1 %?

Aus Ermangelung tatsächlich gemessener Werte wird häufig ein Pauschalwert von 1 % des produzierten Methans angenommen [25], [26]. Dieser Wert findet sich auch in den Systemgrundsätzen der Zertifizierungssysteme wieder (RED cert und ISCC) [27], [28]. Entsprechend diesen Grundsätzen müssen geringere Emissionsraten anhand von Emissionsmessungen nachgewiesen werden. Dieser Nachweis kann anhand eines der Anlage und der Betriebsführung entsprechenden Messprotokolls erbracht werden.

Rückführung der Biogasgärreste (Anpassung Substratanbau)

Bei der Vergärung fällt Gärrest als Nebenerzeugnis an. Der Gärrest findet in der Regel Anwendung als Düngemittel und kann entweder direkt als Wirtschaftsdünger auf landwirtschaftliche Flächen ausgetragen oder zunächst aufbereitet und anschließend genutzt werden.

Wie erfolgt die THG-Bilanzierung, wenn im Fall einer Superschnittstelle (Biogasanlage und Biogasaufbereitungsanlage als eine betriebliche Einheit) im Sinne einer „Blackbox“ die Verbrauchsdaten nicht den einzelnen Prozessschritten zugeordnet werden können?

Sind die Biogas- und die Biogasaufbereitungsanlage eine betriebliche Einheit, so können häufig die Verbrauchsdaten insbesondere für Strom und Wärme nicht den einzelnen Prozessschritten zugeordnet werden. Für den Fall, dass nur Daten bezüglich des Substratinputs und Gesamtverbrauchsdaten für Strom und Wärme und der eingespeisten Biomethanmenge zur Verfügung stehen, kann die Anlage auch als Blackbox betrachtet werden. Hier besteht die Herausforderung darin, die innerhalb der Prozesskette auftretenden diffusen Methanemissionen der Biogasanlage und den Methanschluß der Aufbereitungsanlage zu berücksichtigen. Dies kann folgendermaßen geschehen: Der über den Bilanzzeitraum eichtechnisch erfasste Methanertrag wird als Methanoutput der Aufbereitungsanlage angegeben. Über die Methanverluste (anteilig variiert entsprechend der Aufbereitungstechnik) kann der mengenmäßige Methanschluß sowie der Methaninput der Aufbereitungsanlage und damit gleichgesetzt der Output der Biogasanlage ermittelt werden. Nun müssen noch die 1 % diffusen Methanemissionen der Biogasanlage auf Basis des Biogasoutputs einbezogen werden.

Welche Voraussetzungen müssen erfüllt werden um die THG-Einsparung e_{sca} anrechnen zu können?

Gemäß der EU COM 2010/C 160/02 könnten „verbesserte landwirtschaftliche Bewirtschaftungspraktiken“ z. B. folgende Praktiken beinhalten [29]:

- Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung,
- verbesserte Fruchtfolgen und/oder Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände
- verbesserte Düngemittel- oder Naturdüngerwirtschaft
- Einsatz von Bodenverbesserern (z. B. Kompost).

Aus solchen Verbesserungen resultierende Emissionseinsparungen können berücksichtigt werden, wenn für den Zeitraum, in dem die betroffenen Rohstoffe angebaut wurden, nachgewiesen wird, dass der Kohlenstoffbestand im Boden zugenommen hat, oder wenn zuverlässige und überprüfbare Nachweise dafür vorgelegt werden, dass nach vernünftigem Ermessen

Messungen des Kohlenstoffbestands im Boden können einen solchen Nachweis darstellen, z. B. in Form einer ersten Messung vor dem Anbau und späteren Messungen in regelmäßigen Abständen von einigen Jahren. In einem solchen Fall würde der Anstieg des Kohlenstoffbestands im Boden vor dem Vorliegen der zweiten Messung ausgehend von einer relevanten wissenschaftlichen Grundlage geschätzt werden. Ab der zweiten Messung wären die Messungen die Basis für die Feststellung eines Anstiegs des Kohlenstoffbestands im Boden und seiner Größenordnung.

davon ausgegangen werden kann, dass er zugenommen hat. Die über den Zeitraum gemessene THG-Einsparung ist durch den Zeitraum (in Jahren) zu teilen, um den jährlichen Bezug der THG-Einsparung zu erhalten.

Welche Voraussetzungen sind für die Anrechnung von e_{ccr} zu berücksichtigen? Gibt es Positiv- und Negativlisten von anrechnungsfähigen Beispielen?

Gemäß der Biokraft-NachV Anlage 1 Nr. 15 muss nachgewiesen werden, dass der CO_2 -Strom gewerblich genutzt wird und dort fossiles CO_2 ersetzt. Es gibt keine offiziellen Positiv- und Negativlisten.

Welche Voraussetzungen sind für die Anrechnung von e_{ccs} zu berücksichtigen?

Außer den Angaben der Biokraft-NachV Anlage 1 Nr. 14. gibt es keine offiziell formulierten Anforderungen. Diese lautet: „Die Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlenstoffdioxid (e_{ccs}), die nicht bereits in e_p berücksichtigt wurde, wird auf die durch Abscheidung und Sequestrierung von emittiertem CO_2 -vermiedenen Emissionen begrenzt, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Kraftstoff verbunden sind“ [17].

Wie errechnet sich der Term e_{ee} und was ist bei der Anrechnung von e_{ee} beachten?

Die THG-Einsparung durch überschüssigen Strom aus der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) errechnet sich wie folgt:

$$e_{ee}' \left[\frac{kg \ CO_2 \ \ddot{A}q}{kg \ \text{Haupterzeugnis}} \right] = \frac{\text{Stromüberschuss} \left[\frac{kWh}{a} \right] * EF_{\text{Brennstoff}} \left[\frac{kg \ CO_2 \ \ddot{A}q}{kWh} \right]}{\text{Menge}_{\text{Haupterzeugnis}} \left[\frac{kg}{a} \right]}$$

Nach der Biokraft-NachV Nr. 16 ist die THG-Einsparung, die aus dem Stromüberschuss entsteht, die Menge der THG-Emissionen, die bei der Erzeugung einer entsprechenden Strommenge in einem Kraftwerk emittiert wurde, das den gleichen Brennstoff einsetzt [17]. Zudem wird davon ausgegangen, dass die Größe der überschussproduzierenden KWK-Anlage der Mindestgröße entspricht, die erforderlich ist, um die für den Biokraftstoff benötigte Wärme zu erzeugen.

Wie werden die THG-Emissionen e'_{sca} , e'_{ee} , e'_{ccr} , e'_{ccs} verrechnet, wenn im Produktionsprozess ein Nebenerzeugnis entsteht und die THG-Emissionen zwischen dem Biokraftstoff und diesem Nebenerzeugnis alloziert werden?

Die THG-Einsparungen e'_{sca} , e'_{ccr} , e'_{ccs} werden nicht zwischen dem Biokraftstoff und dem Nebenerzeugnis aufgeteilt, sondern nach der Allokation nur dem Biokraftstoff zugeschrieben. Dafür werden die Aufwendungen, die durch die Anrechnung der THG-Emissionen entstanden sind, ebenfalls nur dem Biokraftstoff zugeteilt. Die THG-Einsparung e'_{ee} wird dagegen dem Gesamtproduktionsprozess zugeschrieben und somit auch zwischen dem Biokraftstoff und Nebenerzeugnis alloziert.

Saldierung

In welchen Fällen darf eine Saldierung der THG-Emissionen bei Vermischung von Biomassen und Biokraftstoffen erfolgen?

Bei den Vorschriften zur Saldierung ist zwischen DE und EU Systemvorgaben zu unterscheiden. Innerhalb der DE Systeme kann gemäß § 16 Abs. 2 Satz 2 a) Biokraft-NachV eine Saldierung der THG-Minderungspotenziale von unterschiedlichen Mengen an Biokraftstoffen mit unterschiedlichen THG-Minderungspotenzialen nur vorgenommen werden, wenn alle Mengen, die dem Gemisch beigefügt wurden, vor der Vermischung das erforderliche THG-Minderungspotenzial (derzeit 35 %, ab 01.01.2017 50 %) aufgewiesen haben [17].

Gemäß § 16 Abs. 2 Satz 2 b) Biokraft-NachV dürfen die THG-Emissionen von Biomassen, die für die Biokraftstoff-Produktion verwendet werden und für die noch keine Nachhaltigkeitsnachweise ausgestellt worden sind, nur saldiert werden, wenn alle Mengen, die dem Gemisch beigefügt werden, vor der Vermischung den Wert aufgewiesen haben, der für den Arbeitsschritt der Herstellung festgelegt worden ist [17]. Entsprechende THG-Höchstwerte sind im Bundesanzeiger veröffentlicht [18].

Da es für Biomethan auf NawaRo-Basis derzeit keine Höchstwerte gibt, ist es notwendig die Massenströme der einzelnen Substrate zu trennen und die THG-Bilanz jeweils einzeln zu berechnen, da sich auch innerhalb einer Substratgruppe die THG-Vorkettenwerte deutlich unterscheiden können (eine Anlage kann typischerweise bis zu 40-50 unterschiedliche Lieferanten für Silomais und ähnlich viele für die anderen Substrate haben). Demnach müssen diese Erzeuger erfasst und bilanziert und für jeden Massenstrom eines Einzelerzeugers eine „Einzelbilanz“ bis zum Kraftstoff frei Tankstelle berechnet werden.

In EU Systemen ist keine Saldierung möglich.

Diskussionspunkte

Wie werden Emissionen aus einem offenen Gärrestlager bestimmt?

Zum Einen heißt es in den Systemgrundsätzen, dass Biogasanlagen bei einer individuellen Berechnung über ein gasdichtes Gärrestlager verfügen müssen, andererseits sollen bei Anlagen mit offenen Gärrestlagern die zusätzlichen Emissionen berücksichtigt werden. Für die Bilanzierung der Methanemissionen aus offenen Gärrestlagern können die Emissionswerte wissenschaftlichen Veröffentlichungen entnommen werden. Oft werden diesbezüglich Ergebnisse des Bundesmessprogramms zitiert [32].

Ist aufbereiteter Gärrest ein Nebenerzeugnis, dem THG-Emissionen zugeschrieben werden können?

Durch die Aufbereitung erhöht sich der TS- und somit der Energiegehalt des Gärrestes. Wenn dem Gärrest ein positiver Heizwert zugewiesen werden kann, so ist der aufbereitete Gärrest ein allozierbares Nebenerzeugnis.

An welcher Stelle wird zwischen dem Haupterzeugnis Biomethan und dem Nebenerzeugnis Gärrest alloziert?

Durch die enge Verbindung der einzelnen Teilschritte der Biomethanherzeugung durch entsprechende Rückkopplungsschleifen (z. B. Rückführung der Flüssigphase aus der Gärrestaufbereitung in den Fermenter) ist der in der EU COM 2010/C 160/02 beschriebene Raffinerieansatz“ auf das System Biomethan übertragbar [29]. Dazu heißt es in der Empfehlung, „wird das System als „Raffinerie“ betrachtet ... erfolgt die Allokation dort, wo die einzelnen Erzeugnisse keine weitere nachgelagerte Verarbeitung erfahren, die durch stoffliche oder energetische Rückkopplungsschleifen mit einem vorgelagerten Teil der Verarbeitung verbunden ist“, dies wäre wie in Abbildung 6 dargestellt nach der Aufbereitung des Gärrestes (da die Gärrestaufbereitung mit der Rückführung der Flüssigphase ebenfalls eine Rückkopplungsschleife darstellt).

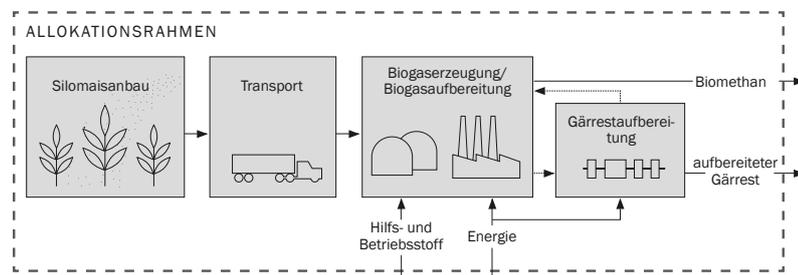


Abbildung 6: Allokationsrahmen

Können die vermiedenen Lagerungsemissionen beim Einsatz von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen als THG-Einsparung berücksichtigt werden?

Bei der Lagerung von Wirtschaftsdüngern treten unweigerlich Methanemissionen auf. Durch zeitnahes Verbringen der Wirtschaftsdünger als Substrat in eine Biogasanlage können diese Emissionen vermieden, bzw. kann das entstehende Biomethan aufgefangen und genutzt werden. Mittels einer Emissionsgutschrift, ist es möglich, diesen ökologischen Vorteil innerhalb der THG-Bilanz zu berücksichtigen.

Umrechnungstabellen

Volumen und Masse (Gewicht) von Biomethan

1.000 Nm³ Biomethan = 720 kg = 0,72 t
 1 t Biomethan = 1.388,88 Nm³

Grundformel

$$\text{Dichte} = \frac{\text{Masse}}{\text{Volumen}} \rightarrow \rho = \frac{m}{V}$$

Dichte und Brenn- und Heizwert

	Dichte kg/Nm ³	Brennwert MJ/Nm ³	Heizwert MJ/Nm ³	Heizwert kWh/Nm ³	Kraftstoff- äquivalenz kg
Biomethan	0,72	39,9	36	10	1,5

Innerhalb dieses Dokumentes ist mit der Bezeichnung Heizwert der untere Heizwert gemeint.

Die Einheit Nm³ bzw. m³i.N. beschreibt einen Kubikmeter im Normzustand. Das ist laut DIN 1343 derjenige Referenzzustand, der durch die Normtemperatur von 0°C (273,15 K) und den Normdruck von 1,01325 bar festgelegt ist.

Umrechnung von Energieeinheiten

	MJ	kcal	kWh
1 MJ	1	238,80	0,28
1 kcal	0,00419	1	0,001163
1 kWh	3,60	860	1

Umrechnung von Einheiten

	m ³	l	barrel	US gal
1 m ³	1	1.000	6,3	
1 l	0,001	1	0,0063	
1 barrel	0,159	159	1	
1 US gal	0,00379	3,79		1

Literaturverzeichnis

- [1] Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ); Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL); Johann Heinrich von Thünen-Institut (TI); Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen: Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung. 6. Aufl.: FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V. (FNR), 2013 — ISBN 3-00-014333-5
- [2] Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ); Schnutenhaus & Kollegen Rechtsanwälte: Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. 5. Aufl.: FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V. (FNR) — ISBN 3-00-018346-9
- [3] Krayl, Petra: Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz - Erfahrungsberichte der Biomethananlagen. In: DVGW energie | wasserpraxis Bd. 04/2009 (2009)
- [4] KTBL: Faustzahlen Biogas. 3.Aufl.: KTBL, 2013 — ISBN 978-3-941583-85-6
- [5] Biogasausbeuten verschiedener Substrate - Programm Berechnung - LfL. URL <http://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/?strsearch=biobfall&pos=middle&anker=substratanker#substratanker>. - abgerufen am 2015-10-16
- [6] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) und Fachverband Biogas e.V.: Einsatzstoffe nach Biomasseverordnung (2011)
- [7] Scheffelowitz, M.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Naumann, K.; Stinner, W.; Hillebrand, K.; Peetz, D.; Hennig, C.: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse) (preliminary report). Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2015
- [8] BHKW-Kenndaten 2011 - Module Anbieter Kosten. Frankfurt am Main: ASUE e.V. (Hrsg.), Stadt Frankfurt am Main (Hrsg.), 2011
- [9] Schmack Carbotech GmbH: Technische Aspekte zur Druckwechselladsorption. Herstellerangaben (2012)
- [10] Malmberg Bioerdgastech GmbH: Technische Aspekte zur Druckwasserwäsche. Herstellerangaben (2012)
- [11] Greenlane Biogas GmbH: Technische Aspekte zur Druckwasserwäsche. Herstellerangaben (2012)
- [12] Haase Energietechnik GmbH: Technische Aspekte zur Genosorbwäsche. Herstellerangaben (2012)
- [13] MT-Biomethan GmbH: Technische Aspekte zur Aminwäsche. Herstellerangaben (2012)
- [14] Axiom GmbH: Technische Aspekte zum Membrantrennverfahren. Herstellerangaben (2012)
- [15] Hackschnitzel-Heizungen - Marktübersicht. Gülzow: FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V. (FNR), 2012

- [16] Europäisches Parlament & Europäischer Rat: Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, 2009
- [17] Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV) vom 30.09.2009, 2009
- [18] Bekanntmachung nach § 16 Absatz 3 Satz 1 der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung zu den Treibhausgas-Emissionswerten im Falle einer Vermischung von Biomasse. URL http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_08122010_IGI67860225.htm. - abgerufen am 2015-10-12
- [19] Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU): BIOGRACE II; Harmonised calculations of greenhouse gas (GHG) emissions for electricity, heat and cooling from biomass throughout the European Union. URL <http://www.biograce.net/biograce2/>. - abgerufen am 2015-10-09
- [20] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE): Leitfaden Nachhaltige Biomasseherstellung. 1. Aufl. Bonn, 2010
- [21] Swiss centre for life cycle inventories: Ecoinvent v2.1 for umberto 5.5, 2009
- [22] Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU): Biograce. Harmonized calculations of biofuel greenhouse gas emissions in Europe. — www.biograce.net
- [23] Eggleston, H.S; Buendia, L.; Miwa, K.; Ngara, T.; Tanabe, K.: IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Vol. 4 agriculture, forestry and other land use, prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. IGES, Japan, 2006
- [24] KTBL: Online Anwendung - Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas : Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt, 2015
- [25] Vogt, Regine: Basisdaten zu THG-Bilanzen für Biogs-Prozessketten und Erstellung neuer THG-Bilanzen. Heidelberg: Institut für Energie- und Umweltforschung, 2007
- [26] Vetter, Armin; Arnold, Karin: Klima- und Umwelteffekte von Biomethan, Anlagentechnik und Substratauswahl, Wuppertal Paper Nr. 182, 2010
- [27] REDcert: Ergänzende Systemgrundsätze für den Bereich Biomethan zur Umsetzung der BioKraft-NachV (2012)
- [28] ISCC: Ergänzende Systemgrundlagen für die Zertifizierung von gasförmigen Biokraftstoffen aus Biogasanlagen (2013)

- [29] Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission zur praktischen Umsetzung des EU-Nachhaltigkeitskonzepts für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe sowie zu den Berechnungsregeln für Biokraftstoffe (2010/C 160/02) vom 19.6.2010, 2010
- [30] Europäisches Parlament & Europäischer Rat: Richtlinie (EU) 2015/1513 des europäischen Parlaments und des Rates vom 9. September 2015 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, 2015
- [31] Europäische Kommission: Note on the conducting and verifying actual calculations of the GHG emission savings, 2015
- [32] FNR: Ergebnisse des Biogas-Messprogramms, Gülzow 2005

Weiterführende Literatur:

Graf, Frank; Bajohr, Siegfried (Hrsg.): Biogas-Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, 2. Auflage, Oldenbourg Industrieverlag GmbH, München 2013 - ISBN 978-3-83563197-7

Impressum

Diese Handreichung entstand im Rahmen des Projektes
„Entwicklung von Handreichungen zur Überprüfung von THG-Bilanzen
von Biokraftstoffen“

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Herausgeber:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Geschäftsführung:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles (wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Daniel Mayer (administrativer Geschäftsführer)

Bilder: Urheberrechtsnachweis am Bild verzeichnet

Gestaltung/Satz: Steffen Kronberg

Druck: Osiris Druck, Leipzig

ISBN: 978-3-9817707-2-8

© DBFZ, Leipzig 2015

Copyright: Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM.





