

Hochschule für angewandte Wissenschaften

Fakultät Life Sciences

Reduktionspotenzial der Treibhausgase Methan und Kohlendioxid einer Biogasanlage nach § 27b EEG 2012

Autorin: Indra Krakow

Matrikelnummer 1932791

Studiengang Umwelttechnik

Abgabedatum: 26. September 2012

1. Gutachterin Prof. Dr. Carolin Floeter (HAW Hamburg)
2. Gutachter Dipl. Ing. Martin Ermler (Ingenieurbüro Martin Ermler)

Zusammenfassung

Diese Arbeit untersucht das Reduktionspotenzial der Treibhausgase Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2) einer Hofbiogasanlage ($\leq 75 \text{ kW}_{\text{elektrisch}}$) nach § 27b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2012.

Mit dem § 27b wird eine Sonderkategorie für kleine Hofbiogasanlagen eingeführt, die bei einem Hofdüngereinsatz von 80 % (massebezogen) mit $25 \text{ ct/kWh}_{\text{elektrisch}}$ vergütet werden. Unter der Voraussetzung der gasdichten Gärrestlagerung werden Methanemissionen vermieden, so dass neben der Stromerzeugung insbesondere dem Klimaschutz gedient wird.

In der vorliegenden Arbeit wird ein fiktives Betriebsszenario für eine kleine Hofbiogasanlage mit festgelegten Energie- und Stoffdaten entwickelt. Dies erfolgt mit Parametern aus der Fachliteratur, den Vorgaben des EEGs und eines real existierenden landwirtschaftlichen Betriebes ohne Biogasanlage. Auf dieser Basis wird mit weiteren Annahmen ein Wärmekonzept für diese kleine Hofanlage berechnet. Diese Berechnung gibt Auskunft darüber, welcher Anteil der mit der Hofbiogasanlage produzierten Wärme, die fossilen Energieträger des bisherigen Heizsystems ersetzen kann.

Die Kenntnis über die jährlich anfallende Hofdüngermenge, die ohne eine Biogasanlage offen gelagert wird, erlaubt es die Emissionen des Referenzszenarios zu bestimmen. Diese betragen jährlich $584,5 \text{ t CO}_2$ -Äquivalent.

Emissionen, die durch den Betrieb der Biogasanlage entstehen, werden in Höhe von $158,9 \text{ t CO}_2$ -Äquivalent/a der Reduktion gegengerechnet.

Eine Gutschrift aufgrund der ersetzten fossilen Brennstoffe erfolgt in Höhe von $10,1 \text{ t CO}_2$ -Äquivalent/a, sodass sich insgesamt eine Treibhausgasreduktion von $435,7 \text{ t CO}_2$ -Äquivalent/a ergibt.

Die potentiell zu reduzierenden Treibhausgase CH_4 und CO_2 legitimieren das Vorhaben der Bundesregierung mit dem EEG Anreize für Einsparmaßnahmen zu schaffen.

Inhalt

Zusammenfassung.....	ii
Abbildungsverzeichnis.....	iii
Tabellenverzeichnis	iv
Abkürzungsverzeichnis.....	v
1. Einleitung.....	1
1.1. Aufgaben-und Zielstellung der Arbeit	1
1.2. Vorgehensweise und Aufbau der Arbeit.....	1
1.3. Auswirkungen von Treibhausgasen	3
1.4. Vergütung und Entwicklung von Biogasanlagen in Deutschland.....	5
1.5. Funktionsweise und Aufbau einer Biogasanlage	10
2. Material und Methoden.....	17
2.1. Literaturrecherche	17
2.2. Methoden	19
3. Ergebnisse	22
3.1. Auswahl eines Fallbeispiels	22
3.2. Festlegung der relevanten Betrachtungsgrenzen.....	43
3.3. Reduktion von Emissionen	46
4. Diskussion.....	67
4.1. Bewertung der Ergebnisse	67
4.2. Vergütungssubvention	70
4.3. Nachhaltigkeit bei Biogasanlagen.....	71
4.4. Fazit.....	76
Literaturverzeichnis	77
I. Anhang	83
A. Nachweise der verwendeten Parameter	83

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1.4-1	BIOGASANLAGENENTWICKLUNG IN DEUTSCHLAND.....	8
ABBILDUNG 1.5-1	BIOLOGISCHER PROZESS DER METHANENTSTEHUNG	11
ABBILDUNG 1.5-2	SCHEMA EINER BIOGASANLAGE	14
ABBILDUNG 3.2-1	BETRACHTUNGSGRENZEN DES REFERENZSZENARIOS.....	43
ABBILDUNG 3.2-2	BETRACHTUNGSGRENZEN DES BETRIEBSSZENARIOS.....	44
ABBILDUNG 4.1-1	AUFTEILUNG DER BETRIEBSEMISSIONEN.....	67
ABBILDUNG 4.1-2	PROZENTUALE AUFTEILUNG DER BETRIEBSEMISSIONEN OHNE ILUC	69
ABBILDUNG 4.3-1	BAURECHTSSYSTEMATIKEN	72
ABBILDUNG 4.3-2	MASSEBEZOGENER SUBSTRATEINSATZ	73
ABBILDUNG 4.3-3	MASSE-UND ENERGIEBEZOGENER SUBSTRATEINSATZ.....	74
ABBILDUNG A-1	ANGABEN ZUM WIRKUNGSGRAD DES BHKWS (MAN)	84
ABBILDUNG A-2	GWP NACH DEM IPCC 2007	84
ABBILDUNG A-3	PRODUKTBESCHREIBUNG U. ANGABEN ZUR EFFIZIENZ (HOFSTETTER)	85
ABBILDUNG A-4	EMISSIONSFAKTOR VON DIESEL NACH ANGABEN DER LFU	86
ABBILDUNG A-5	DICHTE VON CH ₄ NACH IPCC 2006	87
ABBILDUNG A-6	B ₀ -FAKTOR FÜR MILCHKÜHE NACH IPCC 2006.....	87
ABBILDUNG A-7	MCF FÜR CH ₄ NACH IPCC 2000	88

Tabellenverzeichnis

TABELLE 1.3-1 ÜBERSICHT DER GWPS VON CO ₂ , CH ₄ UND N ₂ O	4
TABELLE 1.4-1 VERGÜTUNG FÜR STROM AUS BIOMASSE ZU §§ 27, 27A, 27B EEG	6
TABELLE 1.4-2 VERGÜTUNGSDEGRESSIONSSTUFEN FÜR BGA NACH §§27A UND 27B EEG.....	7
TABELLE 1.5-1 ÜBERSICHT DER BAKTERIENSTÄMME MIT IHREN TEMPERATURBEREICHEN.....	13
TABELLE 2.1-1 ÜBERSICHT DER KONSULTIERTEN INSTITUTIONEN.....	18
TABELLE 3.1-1 BEWERTUNG HOFPARAMETER HOF 1	22
TABELLE 3.1-2 BEWERTUNG HOFPARAMETER HOF 2	23
TABELLE 3.1-3 BEWERTUNG HOFPARAMETER HOF 3	23
TABELLE 3.1-4 ÜBERSICHT DER STOFFDATEN	28
TABELLE 3.1-5 DURCHSCHNITTLICHE ZUSAMMENSETZUNG VON BIOGAS	29
TABELLE 3.1-6 LEISTUNGSBERECHNUNG DER BGA.....	31
TABELLE 3.1-7 FERMENTERDIMENSIONIERUNG	35
TABELLE 3.1-8 WÄRMEVERLUSTRECHNUNG	40
TABELLE 3.1-9 ERGEBNISSE DER WÄRMEBERECHNUNG	41
TABELLE 3.3-1 EMISSIONEN DURCH HOFDÜNGER IM REFERENZSZENARIO	48
TABELLE 3.3-2 MEHREMISSIONEN DURCH ENERGIEMAISANBAU	51
TABELLE 3.3-3 EMISSIONEN DURCH INDIREKTE FLÄCHENNUTZUNGSÄNDERUNG	53
TABELLE 3.3-4 TRANSPORTEMISSIONEN	55
TABELLE 3.3-5 EMISSIONEN DURCH EIGENSTROMBEDARF	56
TABELLE 3.3-6 DURCHSCHNITTLICHE METHANVERLUSTE.....	57
TABELLE 3.3-7 EMISSIONEN DURCH GASVERLUSTE.....	59
TABELLE 3.3-8 EMISSIONEN DURCH UNVOLLSTÄNDIGE VERBRENNUNG IM BHKW	61
TABELLE 3.3-9 EMISSIONEN DURCH UNVOLLSTÄNDIGE VERBRENNUNG DURCH DIE GASFACKEL.....	62
TABELLE 3.3-10 EMISSIONEN DURCH ERRICHTUNG DER BGA	63
TABELLE 3.3-11 EMISSIONSREDUKTION DURCH ERSATZ FOSSILER BRENNSTOFFE.....	65
TABELLE 3.3-12 ZUSAMMENFASSUNG DER EMISSIONSBERECHNUNGEN.....	66
TABELLE A-1 INTERVIEWBOGEN.....	83

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung/ Erläuterung
AFOLU	Agriculture, Forestry and Other Land Use
BAFU	Bundesamt für Umwelt (Schweiz)
BGA	Biogasanlage (Einzahl/ Mehrzahl)
BHKW	Blockheizkraftwerk (Einzahl/Mehrzahl)
BMU	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
C	Kohlenstoff
C.A.R.M.E.N	Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing und Energie-Netzwerk e.V.
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ -Äq	Kohlendioxid-Äquivalent
DFBZ	Deutsches BiomasseForschungsZentrum
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
GWP	Global Warming Potential (Einzahl/ Mehrzahl)
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
HRT	Hydraulische Aufenthaltszeit (hydraulic retention time)
HAW	
Hamburg	Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg
IPCC	Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen (engl.: Intergovernmental Panel On Climate Change)
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
kWh _{el}	Kilowattstunde elektrisch
kWh _{th}	Kilowattstunde thermisch
LfL	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (engl.: Land Use, Land Use Change and Forestry)
LWL-SH	Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein
MCF	Methane conversion factor
N	Stickstoff
NH ₃	Ammoniak
NH ₄	Ammonium
N ₂ O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)

NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
O ₂	Sauerstoff
oTS	organische Trockensubstanz
PDD	Project Description Document
THG	Treibhausgase (Einzahl/ Mehrzahl)
TS	Trockensubstanz
TTL	Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft
UBA	Umweltbundesamt
UN FCCC	Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (engl.: United Nations Framework Convention on Climate Change)
ZuV	Zusatzverteilungsordnung

1. Einleitung

Aufgrund des Klimawandels ist die Ausweitung der Energiegewinnung aus regenerativen Energien ein maßgebendes Ziel der Bundesrepublik Deutschland, die eine Vorreiterposition unter den großen Industrienationen in Bezug auf die Kohlendioxid (CO₂)-Einsparmaßnahmen einnimmt.

Ein Instrument ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches mit verschiedenen Reglements eine gesetzliche Grundlage für den Klimaschutz bietet. Mit der novellierten Ausgabe, dem EEG 2012 sollen die Vergütungen für erneuerbare Energien noch markt- und bedarfsgerechter werden (BMU, 2011).

1.1. Aufgaben-und Zielstellung der Arbeit

Diese Arbeit soll als Instrument dienen, das Potenzial kleiner Hofbiogasanlagen¹ zur Reduktion von CO₂- und Methan (CH₄)-Emissionen theoretisch berechnen zu können.

Des Weiteren ist es der Anspruch dieser Studie, die Thematik der Treibhausgasemissionen sowie die des dagegen wirkenden EEGs zu erläutern. Daneben soll zum besseren Verständnis der Materie das Verfahren der Biogastechnik sowie die aktuelle Entwicklung von Biogasanlagen (BGA) in Deutschland beschrieben werden.

Die Berechnung erfolgt mit theoretischen Literaturwerten, welche mit einem Fallbeispiel der Praxis angenähert werden sollen.

Auf Basis der berechneten Werte kann diese Untersuchung als Argumentationsgrundlage für die im EEG 2012 geschaffene Sonderkategorie § 27b genutzt werden. Ferner kann sie Anlass geben einige Vorgaben auch auf andere BGA-Kategorien auszuweiten.

1.2. Vorgehensweise und Aufbau der Arbeit

Um zu zeigen, welches Treibhausgaseinsparpotenzial die, im EEG 2012 geschaffene, Sonderkategorie „kleine Gülleanlagen“ bietet, werden die Rahmenbedingungen in Form einer Literaturstudie dargelegt und für einen praktischen Bezug mit einem Fallbeispiel verknüpft.

¹

Diese Sonderkategorie wird vom BMU auch als Hofanlage oder als kleine Gülleanlage bezeichnet. Zum besseren Verständnis wird in dieser Arbeit der Begriff Hofbiogasanlage genutzt.

Zunächst wird die Brisanz von Treibhausgasen für das Klima der Erde aufgezeigt, was das Vorhaben zur Reduktion dieser Gase legitimiert.

Als Anreiz Treibhausgase in der Landwirtschaft zu reduzieren, gibt es eine erhöhte Vergütung für die Sonderkategorie der Hofbiogasanlagen, welche im Unterkapitel „Vergütung und Entwicklung von Biogasanlagen in Deutschland“ beschrieben wird.

Um einen Einblick in die Verfahrenstechnik von BGA zu geben, werden der biologische Prozess sowie der grundsätzliche Aufbau und die Komponenten einer BGA beschrieben. Aufgrund der vielfältigen Gestaltungsmöglichkeiten, insbesondere in Abhängigkeit der Leistungsklassen und der Gärsubstrate, werden die Hofbiogasanlagen nach EEG § 27b gesondert charakterisiert.

Das zweite Kapitel „Material und Methoden“ schildert die Literaturrecherche und benennt dabei die konsultierten Institutionen. Ausführlicher wird dabei auf die Methoden der Recherche nach einem geeigneten Fallbeispiel, der Möglichkeiten zur Emissionsberechnung sowie der Aufstellung einer Treibhausgasbilanz eingegangen.

Für die Auswahl eines Fallbeispiels werden im dritten Kapitel „Ergebnisse“ die Parameter dreier Höfe verglichen und bewertet.

Darauf folgend wird eine mögliche technische Umsetzung anhand der Parameter des ausgewählten Hofes beschrieben und so eine fiktive Anlage entwickelt. Außerdem kann mit diesen Werten die theoretisch produzierbare thermische und elektrische Energie berechnet werden.

Die für die Emissionsberechnung relevanten Betrachtungsgrenzen werden anschließend erläutert. Die Betrachtungsgrenzen beschreiben, welche Emissionen mit in der späteren Bilanzierung berücksichtigt werden. Es wird dabei zwischen zwei Szenarien unterschieden, dem Referenzszenario, das die heutige Situation darstellt und dem Betriebsszenario, das die Situation mit einer BGA wiedergibt.

Nachfolgend werden die Emissionen des Referenzszenarios sowie die des Betriebsszenarios ermittelt und eine anschließende Bilanz gezogen.

Eine Diskussion sowie ein anschließendes Fazit werden am Ende dieser Studie gegeben.

1.3. Auswirkungen von Treibhausgasen

Zu den Treibhausgasen gehören neben CO_2 und CH_4 , auch Distickstoffmonoxid (N_2O) sowie Ozon und Wasserdampf. Die von der Sonne (vor allem im sichtbaren, kurzwelligeren Bereich) auf die Erde fallende, energiereiche Strahlung kann diese Treibhausgase annähernd ungehindert passieren. Die von der erwärmten Erde ausgehende langwellige Strahlung wird von den Treibhausgasen jedoch teilweise absorbiert, wodurch sie kurzfristig in einen energetisch angeregten Zustand versetzt werden. Unter Aussendung infraroter Strahlung kehren sie in den ursprünglichen Grundzustand zurück. Da diese Wärmestrahlung in alle Raumrichtungen erfolgt, wird auch die Erde erwärmt. Aus Gründen des dynamischen, energetischen Gleichgewichts, befindet sich die Erde mit der Atmosphäre im Mittel. Die Erde muss eine entsprechend höhere Temperatur aufweisen, damit die zugeführte Energiemenge abgestrahlt werden kann (Benndorf, 2005).

Der natürliche Treibhauseffekt bewirkt damit eine Temperaturerhöhung, so dass die durchschnittliche Temperatur auf der Erde bei $+15\text{ °C}$ statt -18 °C liegt und somit die Grundlage für das menschliche Leben bietet (Benndorf, 2005).

Durch die überdies anthropogen verursachten Treibhausgase kommt es zu einer höheren Konzentration in der Atmosphäre, was zu einer erheblichen Änderung des Klimas führen kann und schwerwiegende Auswirkungen auf die daran angepassten Ökosysteme und Zivilisation haben würde (Benndorf, 2005).

1.3.1. Kohlendioxid-Äquivalent

Ein Kohlendioxid –Äquivalent ($\text{CO}_2\text{-Äq}$) ist ein metrisches Maß, um die Emissionen aus verschiedenen Treibhausgasen vergleichen zu können. Berechnet wird das auf der Basis ihres globalen Erwärmungspotenzials beziehungsweise ihrer Treibhauswirksamkeit (englisch: Global Warming Potential=GWP). Dieser Indikator zeigt an, wie lange das jeweilige Treibhausgas in der Atmosphäre aktiv ist. Die Wirksamkeiten der GWPs, die derzeit verwendet werden, sind über den Zeitraum von 100 Jahre berechnet. CO_2 wurde als Referenz festgelegt und hat bei 100 Jahren ein GWP von 1. Das $\text{CO}_2\text{-Äq}$ für ein Gas wird durch Multiplizieren der Gasmenge mit dem GWP errechnet. Zum Beispiel hat CH_4 ein GWP von 25.

Tabelle 1.3-1 gibt eine Übersicht der GWP von CO_2 , CH_4 und N_2O .

Tabelle 1.3-1 Übersicht der GWPs von CO₂, CH₄ und N₂O

Treibhausgas	CO ₂ -Äquivalente	Quelle
Kohlendioxid (CO ₂)	1	IPCC 2007
Methan (CH ₄)	25	IPCC 2007
Distickstoffmonoxid (N ₂ O)	298	IPCC 2007

1.3.2. Kohlendioxid (CO₂)

CO₂ ist ein farb- und geruchloses Gas, welches in der Luft in gelöster Form, in Wasser sowie bei Stoffwechselaktivitäten von Lebewesen auftritt.

In verdünnter Form ist das Gas für Menschen und Tiere ungefährlich, ab einem Gehalt von 6 % in der Atemluft kann es jedoch zur Bewusstlosigkeit führen und in höheren Konzentrationen sogar tödlich wirken. Bei Pflanzen hingegen ist es für die Fotosynthese und somit für das Wachstum der Pflanzen unerlässlich und kann in höherer Konzentration auch das Wachstum fördern (Seilnacht, 1996-2012). So wird CO₂-Düngung in Gewächshäusern angewandt.

CO₂ ist mit einem Anteil von etwa 0,038% in der Atmosphäre enthalten und hat einen Anteil von ca. 20 % am natürlichen Treibhauseffekt.

Durch menschliche Aktivitäten entsteht es unter anderem bei der Verbrennung fossiler Energieträger (durch Verkehr, Heizen, Stromerzeugung, Industrie) und wird im Schnitt erst nach 120 Jahren in der Atmosphäre abgebaut. CO₂ macht etwa 60 % des vom Menschen zusätzlich verursachten Treibhauseffekts aus (UBA, 2012).

1.3.3. Methan (CH₄)

CH₄ ist ein ebenso farbloses allerdings nicht geruchloses Gas. Dieser einfachste Vertreter der Kohlenwasserstoffe befindet sich in Erd- oder Grubengas und entsteht durch Fäulnisprozesse.

CH₄-Luft-Gemische sind explosiv und in höheren Konzentrationen können diese Gase betäubend und auch erstickend wirken (Seilnacht, 1996-2012).

Die hauptsächlich durch Tierhaltung, Brennstoffverteilung und Deponiewirtschaft entstandenen CH₄-Emissionen trugen 2010 mit einem Anteil von 5,1 % zu den gesamten deutschen Treibhausgasfreisetzungen bei (UBA, 2012).

1.4. Vergütung und Entwicklung von Biogasanlagen in Deutschland

1.4.1. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das EEG ist 2000 zum ersten Mal in Kraft getreten und wurde mit Beginn des Jahres 2012 zum dritten Mal novelliert (Rensberg, et al., 2012).

Der Zweck des Gesetzes ist in § 1 EEG wie folgt beschrieben: „(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.“

Zu den Erneuerbaren Energien zählt das EEG neben Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas auch Wasserkraft und Photovoltaik sowie Geothermie und Windenergie. Das Gesetz regelt unter anderem den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie dessen vorrangige Abnahme.

Die technischen Vorgaben des § 6 Nr.4 Abs. 1 legen für BGA fest, dass alle neu errichteten Gärrestlager technisch gasdicht sein müssen und die hydraulische Verweilzeit wenigstens 150 Tage betragen muss.

Im § 27 wird die Grundvergütung für die Biogasanlagen geregelt.

§ 27b EEG „Vergärung von Gülle“ schafft die Sonderkategorie für Hofbiogasanlagen. In dem ersten Absatz dieses Paragraphen wird Folgendes vorgegeben:

„(1) Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung gewonnen worden ist, beträgt die Vergütung 25,0 Cent pro Kilowattstunde,...“.

Jedoch ist diese verhältnismäßig hohe Vergütung an verschiedene Voraussetzungen geknüpft. So ist zum einen vorgesehen, dass die Stromerzeugung am Standort der Biogaserzeugungsanlage erfolgt, welche insgesamt maximal eine elektrische Leistung von 75 Kilowatt (kW) hat. Des Weiteren müssen die eingespeisten Substrate zu mindestens

80 Masseprozent aus Hofdüngern bestehen. Zu den zulässigen Hofdüngern gehört Mist, Gülle und Dung, jedoch kein Geflügelmist oder Geflügeltrockenkot. In diesem Rahmen besteht auch eine Pflicht zur Nachweisführung, welche Biomasse eingesetzt wird.

Die nachfolgende Tabelle 1.4-1 zeigt die Vergütungsstruktur für Biogasanlagen je nach eingesetztem Substrat und elektrischer Bemessungsleistung. Nach dem neuen EEG § 27b werden insbesondere kleine Hofbiogasanlagen gefördert (in den folgenden Abbildung grau markiert).

Tabelle 1.4-1 Vergütung für Strom aus Biomasse zu §§ 27, 27a, 27b EEG
Modifizierte Darstellung nach (BMU, 2011)

Vergütung für Strom auf Biomasse zu §§ 27, 27a, 27b EEG						
Bemessungsleistung	Biogasanlagen (ohne Bioabfall) und Festbrennstoffanlagen				Bioabfallvergärungsanlagen ⁵⁾ (§ 27 a)	Kleine Gülle-Anlagen (§ 27 b)
	Grundvergütung	Einsatzstoffvergütungsklasse I ¹⁾	Einsatzstoffvergütungsklasse II ²⁾	Gasaufbereitungs-Bonus (§ 27 c Abs.2)		
[kW _{el}]	[ct/kWh]					
≤ 75 ⁴⁾	14,3	6	8	≤ 700 Nm ³ /h: 3	16	25 ⁴⁾
≤ 150				≤ 1000 Nm ³ /h: 2		14
≤ 500	12,3			≤ 1400 Nm ³ /h: 1		
≤ 750	11	5	8/6 ³⁾			
≤ 5000	11	4				
≤ 20000	6	-		-		

1) Über 500 kW bis 5000 kW nur 2,5 ct/kWh für Strom aus Rinde und Waldrestholz.

2) Nur für ausgewählte, ökologisch wünschenswerte Einsatzstoffe.

3) Über 500 kW bis 5000 kW nur 6 ct/kWh für Strom aus Gülle (nur Nr.3, 9, 11 bis 15 der Anlage 3 BiomasseV).

4) Sonderkategorie für Gülle-Biogasanlagen bis 75 kW installierter elektrischer Leistung am Standort der Biogaserzeugungsanlage, nicht kombinierbar(d.h. keine zusätzliche Grund- oder Einsatzstoffvergütung bzw. Gasaufbereitungsbonus).

5) Gilt ausschließlich für Biogasanlagen, die bestimmte Bioabfälle (nach §27a Abs. 1) vergären und unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind. Die nachgerotteten Gärrückstände müssen stofflich verwertet werden. Die Vergütung ist nur mit dem Gasaufbereitungsbonus kombinierbar.

Die Grundvergütungen nach § 27 sind deutlich höher als die nach dem EEG 2009. Das wird mit dem gestrichenen Kraft-Wärme-Kopplung-Bonus sowie mit den Mehrkosten durch Sicherheits- und Automatisierungstechnik und den Immissionsschutzvorrichtungen begründet (Keymer, 2011). Eine Ausnahme davon gibt es in der Sonderkategorie für Hofbiogasanlagen lediglich für Anlagen, die ausschließlich Gülle einsetzen. Diese Regelung findet sich in § 2 Satz 1 Nummer 4 Düngegesetz.

Tabelle 1.4-2 stellt die Stufen der Vergütungsdegression für eine Bioabfallvergärungsanlagen und einer Gülle-Biogasanlage dar.

Tabelle 1.4-2 Vergütungsdegressionsstufen für BGA nach §§27a und 27b EEG
Modifizierte Darstellung nach (BMU, 2011)

Jahr der Inbetriebnahme	Bioabfallvergärung		Gülle-Biogasanlagen bis 75 kWel
	bis 500 kWel in ct/kWh	über 500 kWel bis 20.000 kWel in ct/kWh	
2012	16,00	14,00	25,00
2013	15,68	13,72	24,50
2014	15,37	13,45	24,01
2015	15,06	13,18	23,53
2016	14,76	12,91	23,06
2017	14,46	12,65	22,60
2018	14,17	12,40	22,15
2019	13,89	12,15	21,70
2020	13,61	11,91	21,27
2021	13,34	11,67	20,84

Degression bedeutet bei der vorgenannten Vergütung, das relative Absinken der Einspeisevergütung. Demnach ist die Vergütung von dem Jahr der Inbetriebnahme abhängig.

Für alle BGA nach § 27 EEG beträgt die Degression, bezogen auf die Vorjahresvergütung, 2 % und der EEG-Vergütungszeitraum umfasst 20 Jahre.

Zur Erläuterung wird ein Beispiel gegeben: Der Strom einer Anlage, die im Jahr 2012 an das Netz angeschlossen wird, wird 20 Jahre lang mit 25 ct/kWh vergütet. Der Strom einer Anlage, die erst 2014 an das Stromnetz angeschlossen wird, wird dahingegen lediglich noch mit 24,01 ct/kWh vergütet.

Alle ab dem Jahr 2021 in Betrieb genommenen Anlagen dieser Kategorie erhalten für den produzierten Strom nach dem aktuellen EEG eine Vergütung in Höhe von 20,84 ct/kWh. Es wird davon ausgegangen, dass technische Innovationen, Standardisierung und Erfahrungen, den Bau und den Betrieb der Anlagen günstiger werden lassen, was durch die Vergütungsdegression berücksichtigt wird.

1.4.2. Entwicklung der Anlagen zur Nutzung gasförmiger Bioenergieträger

Die Verabschiedungen des EEGs und dessen Novellen ziehen darauf reagierende Marktentwicklungen nach sich, welche hauptsächlich durch die Zunahme des Baus der jeweiligen Leistungsklassen gekennzeichnet sind.

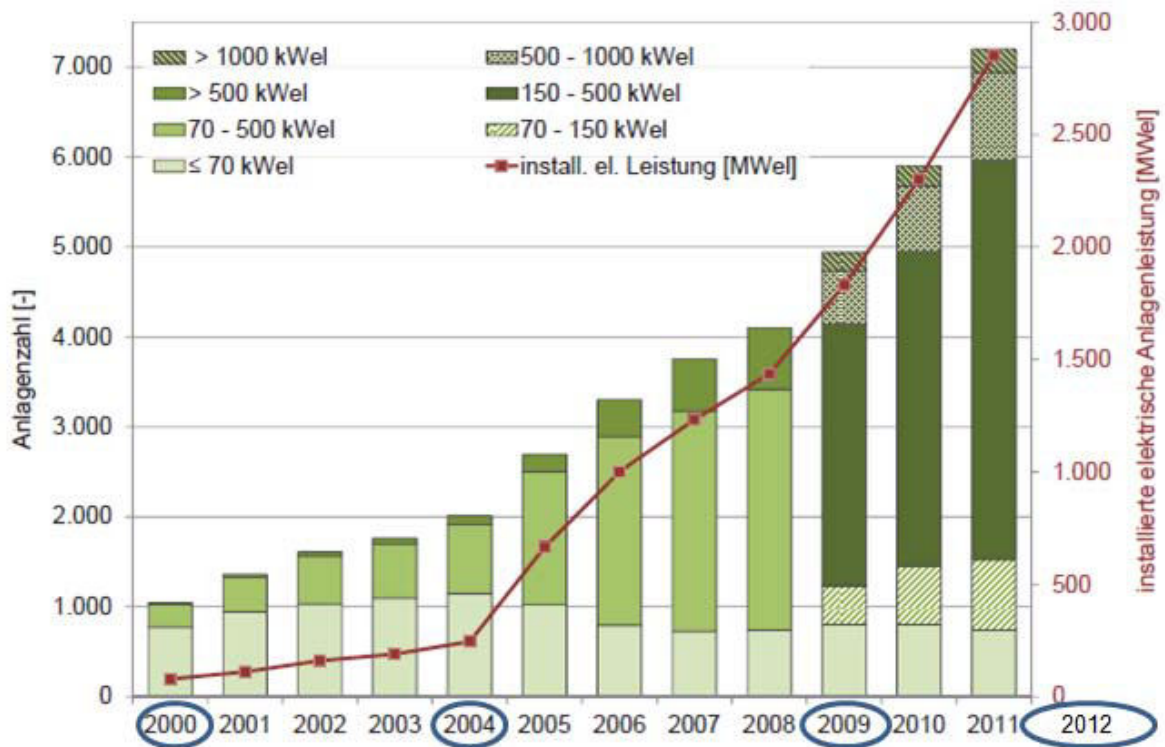


Abbildung 1.4-1 Biogasanlagenentwicklung in Deutschland
 Modifizierte Darstellung nach (Rensberg, et al., 2012)

Die Abbildung 1.4-1 zeigt die Entwicklung von Biogasanlagen in Deutschland von 2000 bis 2011. Das Inkrafttreten des EEGs sowie die Novellen sind ellipsenförmig markiert.

Im Jahr 2000 ist das EEG in Kraft getreten und wurde zum ersten Mal im April 2004 novelliert. Bis zu diesem Zeitpunkt bestand der Hauptanteil der BGA aus kleineren Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 70 kW_{el}. Danach fand ein Zubau der Anlagen

mit einem Leistungsbereich zwischen 70 und 500 kW_{el} statt. 2009 kam es zu einer zweiten Novelle. Ab diesem Zeitpunkt wird in der Grafik zwischen den Leistungskategorien von 70-150 kW_{el} und 150-500 kW_{el} differenziert. Es wird ersichtlich, dass der Ausbau der Anlagen mit einer Leistung bis zu 70 kW_{el} nahezu stagniert, der der Anlagen der Kategorie 70-150 kW_{el} nur leicht ansteigt und der der Leistungskategorie 150-500 kW_{el} einen enormen Zuwachs erfährt. Die Anlagen der Leistungskategorie 150-500 kW_{el} werden auch als NawaRo-Anlagen bezeichnet, welche hauptsächlich nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) und damit Maissilage einsetzen.

Das EEG 2012 fördert weiterhin große Projekte, die zur Speicherung von Gas für Energiespitzen also der sogenannten Regelenergie dienen können, jedoch auch kleine Biogasanlagen, die hauptsächlich Hofdünger einsetzen (Rauh, 2011).

Aus dieser Grafik wird ersichtlich, dass das EEG ein geeignetes Mittel zur Steuerung der Biogasanlagenentwicklung darstellt. Allerdings sind auch negative Nebeneffekte zu berücksichtigen.

So wurde mit der letzten EEG-Novelle auf einige Kritikpunkte eingegangen.

Neben einem transparenteren Vergütungssystem wurden auch einige Umweltschutzmaßnahmen integriert. Die Sonderkategorie für kleine Hofbiogasanlagen mit mindestens 80 % Hofdüngereinsatz (massebezogen) soll dem Klima- und dem Grundwasserschutz dienen (BMU, 2011). Für Strom aus Biogas wird der Einsatz von Mais und Getreidekorn auf 60 % (massebezogen) begrenzt und der Einsatz von ökologisch vorteilhaften Einsatzstoffen, z.B. Landschaftspflegematerial vereinfacht (§ 27 Absatz 5 Nr. 1 EEG). Ferner wurden folgende Mindestanforderungen eingeführt: Jede Biogasanlage muss nach § 27 Absatz 4 Nr. 1b entweder 60 % Wärmenutzung oder 60 % Hofdüngereinsatz nachweisen oder an der Direktvermarktung teilnehmen (BMU, 2011).

Mit diesen Forderungen sollen BGA folglich nicht mehr nur Strom produzieren, sondern auch einen Zusatznutzen erfüllen.

1.5. Funktionsweise und Aufbau einer Biogasanlage

1.5.1. Biologischer Prozess

In einer BGA wird ein anaerober Vergärungsprozess genutzt und gezielt gesteuert, um das durch die zugeführten Substrate entstehende CH_4 (Biogas) in gasdichten Behältern zu sammeln und nutzbringend zu verwerten. Die Methanverwertung findet meist in einem nachgeschaltetem Blockheizkraftwerk (BHKW) statt, wobei das CH_4 im Motor verbrannt und in CO_2 umgewandelt wird. Die entstehende mechanische Energie wird durch einen Generator in elektrische Energie umgewandelt und in das Stromnetz eingespeist.

Ausgangsprinzip der Methanentstehung ist die anaerobe Fermentation. Bei diesem biologischen Zersetzungsprozess wird in warmen, feuchten Bedingungen unter Luftabschluss aus organischen Substanzen CH_4 und CO_2 gebildet.

Für den Abbau des Fermeats sind verschiedene Bakterien verantwortlich, die in unterschiedlichen Teilschritten agieren. Die Teilschritte unterscheiden sich durch die beteiligten Mikroorganismen sowie durch die Milieubedingungen der Bakterien. Da diese Phasen meist gleichzeitig ablaufen (Kaltschmitt, et al., 2009), kann der gesamte Gärprozess in einem Behälter erfolgen. In Anbetracht der unterschiedlichen optimalen Lebensbedingungen der verschiedenen Bakterien, werden auch sogenannte zweistufige Verfahren angewendet. Dabei findet eine räumliche Trennung der ersten beiden Phasen statt (top agrar, 2002).

Die folgende Abbildung 1.5-1 stellt die einzelnen Phasen des Abbauprozesses sowie die daran beteiligten Mikroorganismen vereinfacht dar.

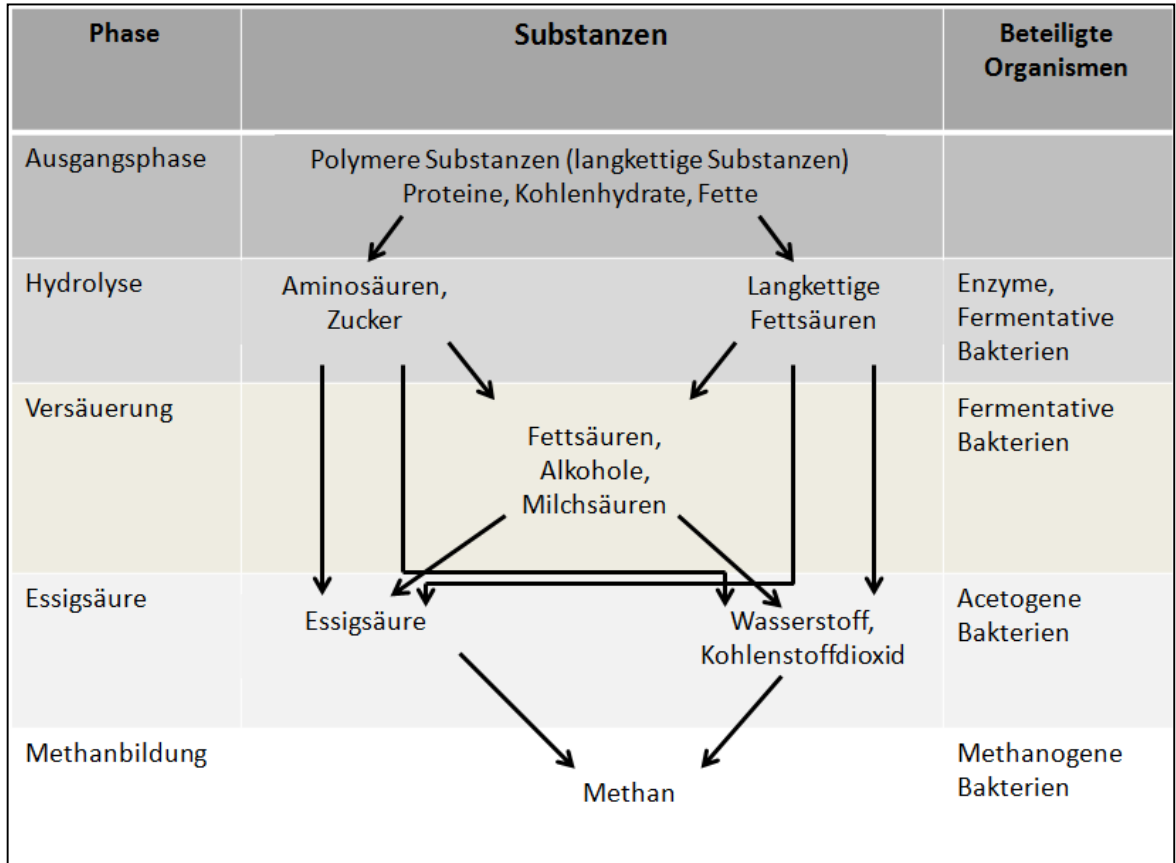


Abbildung 1.5-1 Biologischer Prozess der Methanentstehung
Modifizierte Darstellung nach top Agrar und Kaltschmitt

Das Ausgangsmaterial ist eine Biomasse, bestehend aus langkettigen organischen Verbindungen (z.B. Kohlenhydrate, Fette und Eiweiße). In der ersten Phase, der Hydrolyse, wird die Biomasse durch hydrolytische und fermentative Bakterien in verschiedene kurzkettige, wasserlösliche Verbindungen zersetzt (zunächst in Monomere wie Aminosäuren, Zucker, dann in niedere Fettsäuren, Milchsäure, Alkohole usw.) (Kaltschmitt, et al., 2009).

Der Wasserstoffpartialdruck entscheidet in der Versäuerungsphase über die Zusammensetzung: Bei niedrigen Wasserstoffkonzentrationen wird viel Essigsäure, bei höherem Partialdruck wird eher Propion-, Butter- und Milchsäure sowie Ethanol gebildet (Kaltschmitt, et al., 2009).

In der Phase der Essigsäurebildung werden die Reaktionsprodukte der ersten Gruppe in Vorläufersubstanzen von Biogas, nämlich in Essigsäure, CO_2 und Wasserstoff (H_2), umgewandelt (Kaltschmitt, et al., 2009). Diese Phase stellt damit die Verbindung zwischen Versäuerung und Methanbildung dar (top agrar, 2002).

In der Methanbildungsphase entsteht durch die Methanbakterien das Biogas. Diese Phase ist die dritte Phase. Durch die Spaltung von Essigsäure in CO_2 und CH_4 werden dabei 70 % des Biogases gebildet. Die übrigen 30 % entstehen durch die Verbindungen von H_2 und CO_2 zu CH_4 und Wasser (H_2O) (Kaltschmitt, et al., 2009). Es gibt eine enge Verknüpfung zwischen dem Wasserstoffpartialdruck und dem Abbau von Propionsäure. Für diese Verknüpfung sind die Methanbildner verantwortlich. Sie setzen kontinuierlich H_2 in CH_4 um und sorgen so für einen ausgeglichenen Wasserstoffpartialdruck. Alle Methanbildner können aus H_2 und CO_2 Biogas erzeugen. Verglichen mit dieser Art von Methanbildung ist die Bildung aus Essigsäure energetisch ungünstiger, dennoch entsteht der größte Teil des Biogases aus Essigsäure (Kaltschmitt, et al., 2009).

Für diesen Prozess sind neben dem anaeroben und feuchten Milieu ebenso die Temperatur und der pH-Wert entscheidend.

Etwa die Hälfte der beteiligten Bakterien ist aerob oder fakultativ anaerob, das heißt sie benötigen Sauerstoff. Die methanbildenden Bakterien sind dagegen anaerob. Der Sauerstoff würde ihr Wachstum durch ein zu hohes Redoxpotenzial hemmen. Das Redoxpotenzial ist ein Maß für die Aufnahme von Elektronen durch Ionen (Eder & Schulz, 2007).

Eine weitere Eigenschaft der Methanbildner ist, dass sie in der festen Phase nicht existieren können und deshalb einen Mindestwasseranteil von 50 % benötigen (Eder & Schulz, 2007).

Methanbakterien sind in dem Temperaturbereich von 0 °C und 70 °C aktiv. Unter diesem Minimum stellen sie ihre Aktivität ein und ab circa 90 °C sterben diese Bakterien. Sie werden wie in der nachfolgenden Übersicht dargestellt unterteilt.

Tabelle 1.5-1 Übersicht der Bakterienstämme mit ihren Temperaturbereichen
Quelle: Eder & Schulz, 2007

Stamm	Temperaturbereich der Aktivitäten
Psychrophil	unter 25 °C
Mesophil	zwischen 25-45 °C
Thermophil	über 45 °C

Auch der pH-Wert spielt eine entscheidende Rolle bei der anaeroben Vergärung. Liegt dieser außerhalb des Optimums, so ist die Aktivität der Bakterien herabgesetzt, was zur Hemmung der Biogasbildung führt. Für hydrolysierende und säurebildende Bakterien liegt der optimale pH-Wert im sauren Bereich. Dahingegen vertragen Essigsäure- und Methanbildner einen neutralen bis schwach alkalischen pH-Wert besser. Ausschlaggebend ist der pH-Wert der Methanbakterien und liegt somit bei etwa 7 (Eder & Schulz, 2007).

1.5.2. Aufbau einer Biogasanlage

Die Abbildung 1.5-2 stellt den grundsätzlichen Aufbau einer BGA mit ihren wichtigsten Komponenten schematisch dar.

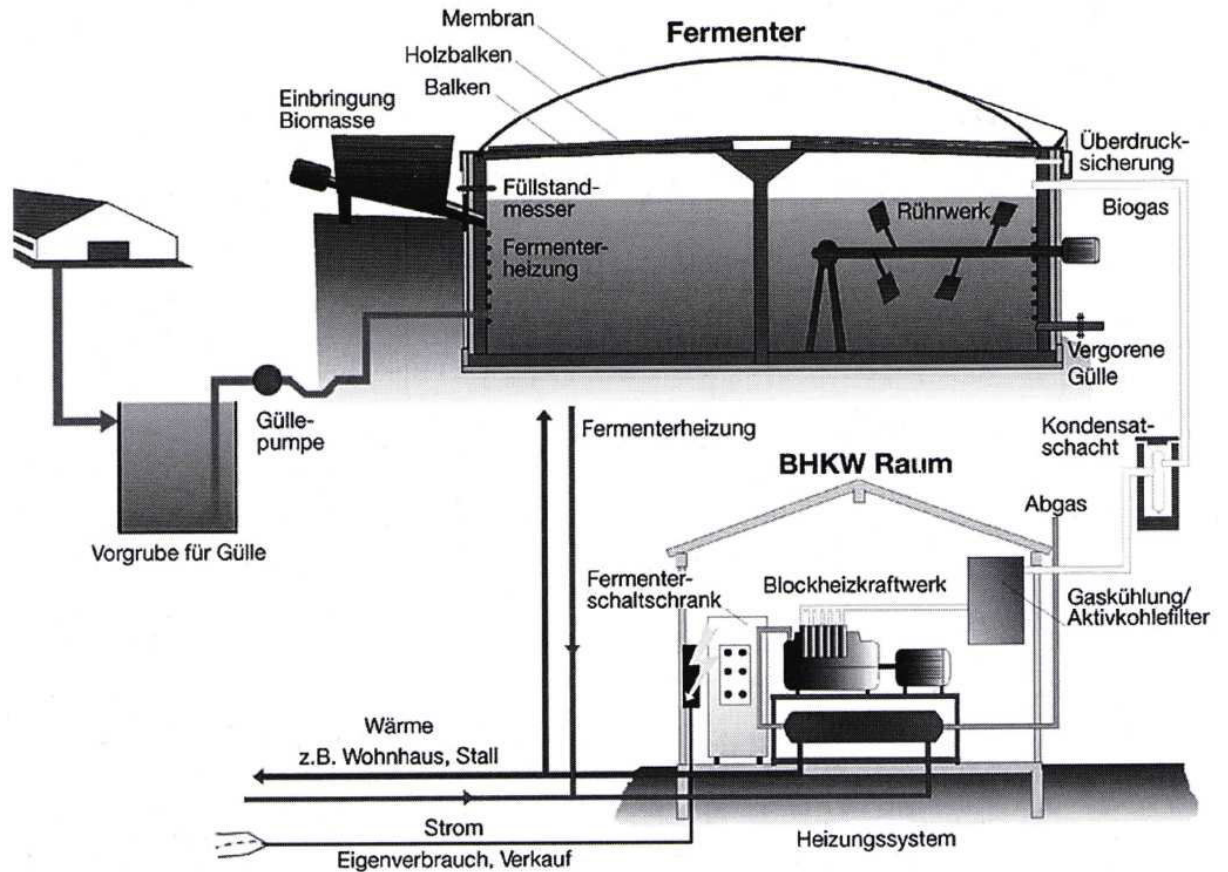


Abbildung 1.5-2 Schema einer Biogasanlage
Abbildung aus (Eder & Schulz, 2007)

Der Aufbau einer BGA beinhaltet im Wesentlichen folgende Komponenten: Eine Vorgrube, einen Feststoffdosierer, eine gasdichten Fermenter mit Heizung, Rührwerke sowie Gasleitungen zum Blockheizkraftwerk (BHKW) und ein Endlager (Eder & Schulz, 2007).

In der Vorgrube wird die Gülle gesammelt, um sie mittels einer Pumpe in den Fermenter einzubringen. Über den Feststoffdosierer werden die Cosubstrate² in den Gärbehälter gebracht. Die Zuführung und Steuerung erfolgt in der Regel elektronisch. Dabei wird

² Cosubstrate werden in dieser Arbeit als massebezogene Zusatzsubstrate, wie z.B. Maissilage definiert. Weitere Erklärung siehe Kapitel 3.1.1.2²

der Füllstand und das Gasvolumen des Fermenters über angeschlossene Messeinrichtungen gemessen, welche entsprechende Signale an die Steuerungstechnik weitergeben. Rührwerke in dem Gärbehälter (Fermenter) sorgen für eine möglichst homogene Verteilung der eingebrachten Substrate. Des Weiteren kann durch die Durchmischung das Gas aus der Biomasse austreten und im Gasspeicher gesammelt werden (Schillig & Tijmensen).

Hydraulische oder elektrische Pumpen sorgen für den Überlauf des Gärsubstrates in den Nachgärer oder direkt in das Endlager. Ein Nachgärer hat die gleiche Funktion wie ein Fermenter, der zusätzlichen Gärraum bietet, ebenso dient er auch als Sicherheitsstufe. So kann die Verbindung zwischen den beiden Behältern im Falle einer Störung in der Biologie des Fermenters abgeriegelt werden und weiterhin im Nachgärer Gas produziert werden. Bei Anlagen mit so kleinen Motorleistungen, wie bei der Hofbiogasanlage, wird aus Kostengründen in der Regel auf den Nachgärer verzichtet (Herstellerangaben: Oekobit GmbH, 2011).

Das Endlager ist buchstäblich die letzte Stufe, in die der Gärrest gelangt. Diese Behälter sind in der Regel nicht isoliert oder beheizt.

Eine weitere Neuerung des EEGs ist die Pflicht zur Aufstellung einer sogenannten Notfackel. Diese Art von Gasfackel dient dazu, nicht verwertbares Gas in nicht planbaren Ausnahmefällen zu verbrennen. Damit ist die Gasfackel eine Noteinrichtung für den Fall, dass zum Beispiel der Motor ausfällt und die Gaslagerkapazität erschöpft ist (LfU Bayern, 2011).

Vom Gärbehälter führt eine Gasleitung zum BHKW-Gebäude. Hier wird das Gas entschwefelt und getrocknet in den Motor gespeist, um diesen damit anzutreiben und so Strom und Wärme zu produzieren.

Mit der Wärme werden die Gärbehälter und umliegende Gebäude auf dem Hof beheizt. Der produzierte Strom wird mittels einer Transformatorstation von Niederspannung (400 Volt) auf Mittelspannung (meist 20 Kilovolt) transferiert und direkt in das lokale Stromnetz eingespeist.

Besonderheiten bei Hofanlagen nach EEG § 27b

Um das eingangs schon beschriebene Ziel der Methanreduktion zu erreichen, ist für die Förderung nach EEG 2012 § 27b eine Substratquote von 80 % Hofdünger (massebezo-

gen) einzuhalten. Um so viel Methanemission wie möglich zu reduzieren beziehungsweise zu nutzen, sind gasdicht abgedeckte Endlager vorgesehen.

Wie der Name schon vorgibt, sollte die Hofanlage an dem Ort stehen, an dem die Gülle auch anfällt, um den sogenannten „Gülletourismus“ zu vermeiden und somit auch unnötige CO₂-Ausstöße durch die Transportwege. In Hinblick auf die Transportwege gibt es allerdings keine gesetzlich genau definierte Rechtsgrundlage.

Diese findet sich dahingegen für den Standort des Motors im EEG, womit festgelegt wird, dass dieser am Standort der Biogaserzeugungsanlage stehen muss. Der § 27b des EEGs schließt damit gleichzeitig für die Hofanlagen allgemein als Satelliten-BHKW³ bezeichnete Motoren aus, für die es nach dem EEG 2009 eine besondere Förderung gab. Indirekt kann das auch als Vorgabe für die Biogaserzeugungsanlage interpretiert werden, die sich demnach auf dem Hof befinden sollte, da es ineffizient wäre, die aus 80 % Hofdünger bestehenden Substrate an einen anderen Ort zu transportieren.

Eine weitere Besonderheit bei den Hofanlagen ist die Begrenzung der elektrischen Motorleistung auf insgesamt 75 kW_{el}. Mit dieser Begrenzung auf eine insgesamt maximale Leistung soll ausgeschlossen werden, dass mehrere kleine Anlagen an einem Standort errichtet werden.

Nicht nur um den Vorgaben des EEG nachzukommen, sondern auch aus ökonomischer Sicht des Betreibers ist es wichtig, alle Behälter weitestgehend gasdicht zu gestalten, um möglichst viel CH₄ im Fermenter nutzen zu können. Insbesondere bei älteren, schon bestehenden Behältern, die als Sammellager beziehungsweise als Vorgrube für die Gülle dienen sollen, ist darauf zu achten, dass sie keine Lecks haben und möglichst abgedeckt sind. Auch die Fermenterdächer sowie die Anschlussstellen bieten potentielle Leckagestellen, die zu beachten sind.

Neben der Emissionsreduktion zum Umweltschutz ist auch die Sicherheitstechnik zum Schutz vor Explosionen für den Anlagenbau entscheidend. Messbar sind Undichtigkeiten zum Beispiel bei einem Doppelmembrandach.

³ Satelliten-BHKWs befinden sich nicht am Standort der Biogaserzeugung. Sie sind durch eine Fernwärmeleitung mit der BGA verbunden und erzeugen, dort Strom und Wärme, wo die Wärme direkt von einem Verbraucher abgenommen werden kann (C.A.R.M.E.N., 2010)

2. Material und Methoden

2.1.Literaturrecherche

Für die Literaturrecherche wurden verschiedene Institutionen konsultiert. Dabei wurde grob nach fünf verschiedenen Themen sortiert. Zur Übersichtlichkeit dient die nachfolgende Tabelle 2.1-1, welche je nach Thema die relevantesten Institutionen mit den entsprechenden Datenbanken sowie der Nutzung darstellt.

Sowohl bei der Internetrecherche als in den Inhaltsverzeichnissen wurde insbesondere nach folgenden Stichwörtern gesucht:

- EEG 2012 (Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012)
- Biogasanlage 75 kW
- NawaRo (Nachwachsende Rohstoffe)
- Treibhausgas CH₄ und CO₂
- GWP (Global Warming Potential)
- Rindergülle

Ferner wurden diverse weitere Artikel gelesen, um so ein breites Hintergrundwissen zu erlangen.

Tabelle 2.1-1 Übersicht der konsultierten Institutionen

Thema	Institutionen	Datenbanken	Nutzung
Gesetzesgrundlagen	Bundeministerium für Umwelt und Reaktorsicherheit (BMU)	Studien, Gesetzestexte	EEG, Biomasseverordnung
	clearingstelle-eeg	Veröffentlichte Vorträge zur EEG Novelle	Hintergrundinfo, Bewertung des EEG
Biogas allgemein	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)	Grafiken	Entwicklung Biomasseverordnung
	Hersteller von Biogasanlagen	Internetauftritte	Erklärung der einzelnen Komponenten
	Fachliteratursammlung der GES Biogas GmbH	Fachbücher	Komponentenerklärung, Entwicklung EEG, Bilanzierung v. Treibhausgasen
	Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N)	Artikel	Biogasanlagen allgemein
Informationen zur Biogastechnik und zu Treibhausgasen	Fachbibliothek der HAW Hamburg	Fachbücher zum Thema Biogasanlagen	Zur allgemeinen Prozessbeschreibung von Biogasentstehung und technischer Aufbau bzw. Daten einer BGA
	European commission eurostat	Glossar	Begriffserklärung GWP
	Seilnachts Didaktik der Naturwissenschaften	Lexikon	Erklärung verschiedener Stoffe
	Deutsches Institut für Normung e.V.	DIN Normen	Zur Erläuterung oTS, TS und Glühverlust
Berechnungsgrundlagen	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)	Formeln, Substratdaten	Formeln für Biogaspotenzialberechnung
	Umweltbundesamt (UBA)	Studien, Jahresberichte	NIR 2012, Jahresbericht 2005 zur Erläuterung CO2-Äq
	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)	Tabellen zu Substrateigenschaften	Substrateigenschaften als Berechnungsgrundlage
	Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TTL)	Tabellen zu Substrateigenschaften	Substrateigenschaften als Berechnungsgrundlage
	Bundesamt für Umwelt (BAFU) Schweiz	Validierungsbericht zu Kompensationsprojekten	Systemgrenzen festlegen
	United Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)	IPCC Guidelines Volume 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use (AFOLU)	Treibhausgaspotentiale zur Berechnung Emissionen der Hofdünger
	Ökostrom Schweiz	Monitoringdaten BGA	Emissionen durch Gasverluste
	Mihr; Deutscher Wetterdienst	Wetterdatenbanken	Standortdatenbestimmung, Berechnungsgrundlage
Diskussionsgrundlage	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)	Berichte zu Biomassenutzungsformen	Monokulturen durch Maisanbau
	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)	Fachliteratur	Baurecht von BGA

Für die Einleitung der Arbeit wurden die Themen Gesetzesgrundlagen und Biogasanlagen allgemein sowie Informationen zur Biogastechnik und zu Treibhausgasen verwendet. Verschiedenen Fachbüchern und öffentlichen Institutionen können Informationen dazu entnommen werden. Zum Thema Berechnungsgrundlagen wurde für den Hauptteil unter anderem beim Umweltbundesamt (UBA) und beim Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) nach Stoffspezifikationen recherchiert. Für die Diskussion und das Fazit wurde sich vor allem an der Baurechtssystematik in Bezugnahme auf BGA und an Fachberichten des Deutschen BiomasseForschungszentrum (DFBZ) bedient.

2.2. Methoden

Die bei den Berechnungen angewendeten Methoden sowie die verwendeten Parameter werden in den entsprechenden Abschnitten erklärt, so dass ein direkter Bezug gegeben ist.

2.2.1. Recherche nach einem geeigneten Fallbeispiel

Die Recherche nach einem geeigneten Fallbeispiel, d.h. einer geeigneten Hofanlage, auf der noch keine Biogasanlage steht, wurde durch Besuche auf drei verschiedenen Höfen durchgeführt. Bei diesen Besuchen wurde anhand eines selbst erstellten Fragebogens ein ausführliches Interview durchgeführt.

Mit dem Fragebogen werden verschiedene Kriterien betrachtet, die Hinweise auf die Eignung des Hofes geben.

Die Auswahl des Fallbeispiels erfolgt durch die Auswertung der Fragebögen. Dabei werden die Höfe durch ihre Parameter als geeignet oder ungeeignet bewertet.

2.2.2. Emissionsberechnungen

Durch die Festlegung des Standortes wird eine grundlegende Ausgangssituation geschaffen. Damit lassen sich die Umgebungsgegebenheiten wie das Klima bestimmen. Ebenfalls werden Daten wie die anfallenden Hofdüngermengen mit ihren spezifischen Merkmalen sowie die Lagerarten von dem Betrieb übernommen. Dabei werden Werte der Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein (LWK-SH) sowie Literaturwerte von dem KTBL und der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe (FNR) genutzt. Anhand

der Substrate wird der technische Aufbau entwickelt und die Energieerzeugung berechnet. Für die Auslegung der Gärbehälter sowie der Motorleistung werden verschiedene Herstellerangaben sowie Formeln aus der Literatur, Physik und Mathematik genutzt.

Um den Wärmebedarf der Fermenterheizung darzustellen, wird die Größe der Behälter berechnet. So kann festgestellt werden, welcher Anteil fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung ersetzt werden kann.

In einem weiteren Schritt wird der CH₄-Ausstoß für das Referenzszenario berechnet. Dazu werden zunächst die Betrachtungsgrenzen festgelegt. Das Referenzszenario gibt Auskunft darüber, wie viele Tonnen CO₂-Äq der Betrieb ohne den Bau einer BGA emittiert. Für die Berechnungen werden die Methoden der „United Nations Framework Convention on Climate Change“ (UNFCCC, 2003) genutzt, die auch zur Ermittlung der CO₂-Emission nach dem „Kyoto-Protokoll“ verwendet werden. Für die verschiedenen Emissionssektoren, wie zum Beispiel für Industrie oder Landwirtschaft, stellt die UNFCCC jeweils eine Anleitung zur Verfügung, die auch stoffbezogene Charakteristiken vorgibt. Diese Anleitungen werden durch die „Intergovernmental Panel on Climate Change“ (IPCC) herausgegeben. Für die Studie wurden die „IPCC Guidelines Volume 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use (AFOLU)“ aus 2006 genutzt.

Um die Emissionen, die durch den BGA-Betrieb entstehen, festzulegen, wurde sich an den Informationen der Fachliteratur sowie an Klimaschutzprojektberichten bedient. Diese Emissionen werden im Einzelnen beschrieben und durch die jeweils im entsprechenden Punkt genannten Formeln berechnet. Zur Übersichtlichkeit werden darauf folgend die Ergebnisse und Zwischenergebnisse tabellarisch dargestellt.

Ausgehend davon, dass die Referenzszenarioemissionen eingespart werden, werden die gesamten Emissionen durch den BGA-Betrieb gegengerechnet. Eine Gutschrift findet durch die eingesparten fossilen Brennstoffe des Heizsystems statt. Nicht berücksichtigt wird der eventuelle und teilweise Ersatz des deutschen Strommixes, der ebenfalls hauptsächlich aus fossilen Quellen realisiert wird.

2.2.3. Treibhausgasbilanz

Ausgehend von den Berechnungsergebnissen wird eine verkürzte Treibhausgasbilanz erstellt. Zur Berechnung einer Ökobilanz für die Erzeugung von Strom aus Biogas gibt es international gültige ISO Normen (14040 und 14044) (Liebetrau, et al., 2011) Bei

dieser Studie wird jedoch ausschließlich die Reduktion der Treibhausgase CO₂ und CH₄ auf einem landwirtschaftlichen Betrieb durch eine Hofbiogasanlage untersucht. Daraus ergibt sich, dass auch nur die dafür relevanten Faktoren mit einbezogen werden.

Der Bilanzierungsrahmen umfasst die Emissionen des Referenzszenarios sowie die Emissionen, die durch den Betrieb einer Biogasanlage entstehen würden, welche weiter als Betriebsszenarioemissionen bezeichnet werden.

Es wird die Wirkungsweise der Treibhausgas-Emissionen berücksichtigt. Zur Berechenbarkeit und anschließender Vergleichbarkeit werden sämtlich zu bewertende Ergebnisse in CO₂-Äq dargestellt. Die Treibhausgase CO₂ und CH₄ werden dabei mithilfe der Charakterisierungsfaktoren des IPCC 2007 in CO₂-Äq umgerechnet.

3. Ergebnisse

3.1. Auswahl eines Fallbeispiels

Bei der Auswahl eines geeigneten Fallbeispiels wurden drei verschiedene Rinderbetriebe miteinander verglichen. Dazu wurde ein Fragenkatalog (siehe Anhang) entwickelt. Zur Übersichtlichkeit, werden die verwendeten Entscheidungsparameter in den folgenden Tabellen dargestellt.

Die erste Spalte enthält das jeweilige Kriterium, die zweite den Hofparameter und die dritte die Bewertung.

Das Bewertungsschema enthält die Zeichen „+“ für eine positive Bewertung, „-“ für eine negative Bewertung und „_“ für eine neutrale Bewertung. Die Zeichen sind in der Reihenfolge der Hofparameter nacheinander angeordnet.

Tabelle 3.1-1 Bewertung Hofparameter Hof 1

Hof 1		
Bewertungskriterium	Hofparameter	Bewertung
Betriebsart	Milchviehbetrieb; Maisanbau (Silomais)	(+;+)
Lage	Außerorts	(+)
Anbaufrucht 1, Entfernung zum Hofgelände	Silomais; circa 1,5 Kilometer entfernt	(+;+)
Anbaufrucht 2, Entfernung zum Hofgelände	Weidegras; circa 1,5 Kilometer entfernt	(_;+)
Tierart 1, Anzahl, Haltung	192 Milchkühe; Laufstall	(+;+;_)
Tierart 2, Anzahl, Haltung	18 Zuchtrinder; Boxenstall	(+;_)
Tierart 2, Anzahl, Haltung	-	
Lagerung Hofdünger	Offener Behälter	(+)
Vorgrube	Vorhanden, nicht gasdicht	(_-)

Tabelle 3.1-2 Bewertung Hofparameter Hof 2

Hof 2		
Bewertungskriterium	Hofparameter	Bewertung
Betriebsart	Milchviehbetrieb mit Kartoffelanbau	(+;_)
Lage	Innerorts Dorfrand	(+)
Anbaufrucht 1, Entfernung zum Hofgelände	Kartoffeln; circa 2 Kilometer entfernt	(_;+)
Anbaufrucht 2, Entfernung zum Hofgelände	Weidegras; circa 1 Kilometer entfernt	(_;+)
Tierart 1, Anzahl, Haltung	230 Milchkühe; Laufstall	(+;+;_)
Tierart 2, Anzahl, Haltung	-	
Tierart 2, Anzahl, Haltung	-	
Lagerung Hofdünger	Offener Behälter	(+)
Vorgrube	Vorhanden, nicht gasdicht	(_-)

Tabelle 3.1-3 Bewertung Hofparameter Hof 3

Hof 3		
Bewertungskriterium	Hofparameter	Bewertung
Betriebsart	Rinderbetrieb	(+)
Lage	Innerorts am Dorfrand	(+)
Anbaufrucht 1, Entfernung zum Hofgelände	Weideland um den Hof verteilt	(_)
Anbaufrucht 2, Entfernung zum Hofgelände	-	
Tierart 1, Anzahl, Haltung	Milchkühe; 150, Stall und Weidegang	(+;_-;_)
Tierart 2, Anzahl, Haltung	-	
Tierart 2, Anzahl, Haltung	-	
Lagerung Hofdünger	Offener Behälter	(+)
Vorgrube	Vorhanden, nicht gasdicht	(_-)

Anforderung für die Auswahl als Fallbeispiel ist zum einen die Lage des Hofes. So kann abgewogen werden, ob auf dem Hof ausreichend Platz für eine BGA vorhanden ist. Zum anderen ist die Tierart und Anzahl relevant, um auf eine ausreichende Hofdüngermenge schließen zu können. Daneben ist die Unterbringung der Tiere ein Kriterium. Mit dieser Information kann darauf geschlossen werden, wo die Hofdünger und die entsprechenden Emissionen anfallen und ob sie für die BGA genutzt werden können. Ebenso werden die zur Verfügung stehenden Cosubstrate und die Entfernung der Anbauflächen zum Hof berücksichtigt. Ist die Entfernung vom Hof zur Anbaufläche klein, ist das positiv zu bewerten, da so weniger Transportemissionen anfallen.

Hof 3 hat insgesamt lediglich 150 Rinder, womit zu wenig Hofdünger für eine 75 kW_{el}-Hofbiogasanlage zur Verfügung stünde. Des Weiteren wird kein Anbau von Substraten betrieben, die für eine Biogasanlage geeignet wären. Zudem ist das Hofgelände relativ klein, so dass ein Fermenter keinen Platz finden würde. Aus diesem Grund fällt Hof 3 aus der Auswahl heraus.

Bei Hof 2 stehen nur wenig Cosubstrate zur Verfügung. Kartoffeln können zwar grundsätzlich als Eintragsmaterial genutzt werden, jedoch ist der Einsatz von ihnen kritisch zu betrachten. Schließlich würden Nahrungsmittel subventioniert zu Strom verarbeitet werden. Das hieße, um geeignete Cosubstrate mit einem möglichst hohen Energieertrag anzubauen, den Wechsel der Anbauf Frucht. Zumindest dieser Landwirt hat an einer solchen Umstellung kein Interesse. Das Weidegras wird hauptsächlich zur Fütterung der Tiere genutzt. Hinzu kommt, dass die durchschnittliche Entfernung der Äcker größer ist, als bei Hof 1. Trotz der ausreichenden Tieranzahl scheidet auch Hof 2 aufgrund der Gegenargumente aus der Auswahl aus.

Hof 1 hat eine ausreichende Anzahl von Tieren und damit auch genügend zur Verfügung stehende Hofdünger. Relevant ist ebenfalls der schon vorhandene Anbau von Silomais, was bedeutet, dass lediglich die Anbausorte geändert werden müsste. Die Ackerflächen liegen in unmittelbarer Nähe des Hofes, da dieser vor wenigen Jahren aus dem Dorf in den Außenbereich verlegt wurde. Nicht ganz optimal ist dagegen das Hofdüngermanagement. Das beinhaltet den Stallaufbau mit dem entsprechenden Entmis-

tungsverfahren sowie den Entmistungszyklus. Nach Abwägung aller Parameter fällt die Wahl des Fallbeispiels auf Hof 1.

Zur Entmistung von Ställen stehen verschiedene Systeme zur Verfügung. Zum einen gibt es stationäre Verfahren, wozu festinstallierte Schiebesysteme oder Spaltböden zählen. Daneben sind jedoch auch mobile Systeme möglich.

Durch Spaltböden kann der Harn direkt in die Güllegrube fließen und auch der Kot sickert schnell durch die Spalten. Vorteile dabei sind, dass der Boden relativ trocken ist und eine geringere Geruchsemission stattfindet. Zur Optimierung kann dieses System mit einem Schiebesystem kombiniert werden, was zu einer weiteren Verbesserung der Hygiene führen würde. Überdies verkürzt sich die Zeit, in der Treibhausgase emittieren können. Stationäre Schiebeverfahren können automatisiert und zeitgesteuert gefahren werden. Da diese Verfahren allerdings wenig flexibel und kostenaufwändig sind, werden sie nur selten eingesetzt (Schick & Moriz, 2004). Dagegen werden die Spaltböden in Deutschland am häufigsten eingesetzt (Eder & Schulz, 2007).

Mobile Systeme sind flexibler, jedoch auch zeitaufwändiger. Sie können zum Beispiel durch eine Art motorisierten Schneeschieber mit Frontschild oder durch einen Radlader realisiert werden (Schick & Moriz, 2004).

Unabhängig davon, welches System eingesetzt wird, ist für die Emission der Entmistungszyklus entscheidend. Je länger die Lagerzeit außerhalb gasdichter Behälter ist, desto mehr Treibhausgase treten in die Atmosphäre.

3.1.1. Technische Umsetzung der Fallbeispielanlage

3.1.1.1. Standort

Das Dorf Rümpel im Kreis Stormarn wird als Standort für die Anlage gewählt. Da keine Klimadaten für diese Gemeinde vorliegen, werden die Temperaturdaten für die Stadt Neumünster genutzt, welche einer Klimadatenplattform von Bernhard Mühr entnommen worden sind. Bei diesen Temperaturdaten handelt es sich um Mittelwerte der Jahre 1971 bis 2000 jeweils für die Monate Januar bis Dezember. Neumünster liegt circa 45 Kilometer nordwestlich von Rümpel entfernt. Im Vergleich zu den Daten des Deutschen Wetterdienstes für Hamburg für die Jahre 1961-1990, unterscheiden sich die Jahresdurchschnitte um 0,3 °C, wobei der Jahresdurchschnitt in Hamburg höher ist. Hamburg ist von Rümpel etwa 50 Kilometer südwestlich gelegen. Da die Struktur Neumünsters, im Gegensatz zu der Hamburgs, einer ländlicheren Umgebung näher kommt, werden die Wetterdaten Neumünsters genutzt.

3.1.1.2. Energie- und Stoffdaten

Die zur Verfügung stehenden Substrate sind häufig die Grundlage der Berechnung einer Biogasanlage. Bei den Substraten handelt es sich um Hofdünger aus dem Rinderbetrieb sowie Cosubstrate, die ebenfalls aus den landwirtschaftlichen Aktivitäten resultieren. Zu den Hofdüngern, die auch als Wirtschaftsdünger bezeichnet werden, zählen Rindergülle und Rindermist. Nachwachsende Rohstoffe sowie die restliche Biomasse, die keine Wirtschaftsdünger sind, werden für diese Studie als Cosubstrate definiert.

Die eingesetzten Substrate bestehen, wie gefordert, aus 80 % Hofdünger. Der jährliche Gülleanfall beträgt 4928 m³, daneben werden 365 m³ Mist sowie Cosubstrate aus Mais und Futterresten in Höhe von 1186 m³ genutzt.

Jedes Substrat liefert einen spezifischen Energieertrag, welcher von verschiedenen Faktoren abhängig ist.

Der Energieertrag der Substrate wird anhand des organischen Trockenmassegehalts, des theoretischen Gaspotenzials und des Methangehalts ermittelt.

Zur Erläuterung wird der organische Trockenmassegehalt an der Frischmasse kurz beschrieben:

Bei der Trocknung der Frischmasse bei 105 °C verflüchtigen sich die Wasseranteile im Substrat, als Rückstand verbleibt die Trockenmasse. Mit dieser Trockenmasse (TS) kann man nun den Glühverlust bestimmen. Dabei werden die suspendierten Stoffe (TS, SS) erst gewogen und anschließend bei 550°C im Muffelofen geglüht, wobei sich nun die organischen Stoffe verflüchtigen. Anschließend wird erneut das Gewicht gemessen und durch die Differenzbildung der ersten und zweiten Messung der Gewichtverlust festgestellt.

Dieser Gewichtsverlust wird als sogenannter Glühverlust bezeichnet und als organischer Feststoff (oTS) in g/l oder in % von TS angegeben (DIN 12879).

Die potentiellen Gasproduktionswerte und entsprechenden Methangehalte der Substrate sind Werte der Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein. Daneben lassen sie sich auch mit Tabellenwerten der Fachliteratur, wie zum Beispiel des KTBL oder der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LFL Bayern), vergleichen.

Berechnung des Gasertrags

Für die Feststellung des Biogasertrages ist es notwendig, die spezifischen Parameter wie TS, oTS und die Gasausbeute eines Substrates zu kennen.

Die jährliche Biogasproduktion der einzelnen Substrate lässt sich wie folgt berechnen:

Formel 3.1-1

$$\text{Biogasproduktion}_y = \sum \dot{m}_{i,y} \cdot TS_i \cdot oTS_i \cdot \text{Gasausbeute}_i$$

Biogasproduktion _y	= Gesamte Biogasproduktion, in m ³ /a
i	= Index des Substrates
$\dot{m}_{i,y}$	= Massenstrom des Substrates i, in m ³ /a
TS _i	= Trockenmassegehalt des Substrates i, in %
oTS _i	= organischer Trockenmassegehalt des Substrates i, in %
Gasausbeute _i	= theoretische Gasausbeute des Substrates i, in m ³ / (t oTS)

Durch die Summenbildung der jeweiligen Biogasproduktionen kann die gesamte Biogasproduktion der Anlage bestimmt werden.

Tabelle 3.1-4 gibt eine Übersicht der Stoffdaten.

Tabelle 3.1-4 Übersicht der Stoffdaten

Substrat	Jährliche Eingabemasse in t/a oder m ³ /a	TS in %	oTS in %	Gas-ausbeute in m ³ /(t oTS)	Biogas-produktion in m ³ /a	Methan-gehalt in %	Anteil in % an der FM
Rindergülle	4.928	10,0	80	390	153.754	55,0	76,1%
Rindermist	365	30,0	85	400	37.230	55,0	5,6%
Mais/ Futterrest	1.186	33,0	95	650	241.677	52,2	18,3%
Summe/ Durchschnitt	6.479	24,3	87	480	432.661	0,5	6479

Sofern die Substrate nicht in Kubikmeter angegeben sind, ist eine Umrechnung von Tonnen auf Kubikmeter notwendig. Bei Gülle ist die Dichte jedoch annähernd 1 t/m³ und die Cosubstrate werden meistens in Kubikmetern angegeben, so dass sich eine Umrechnung erübrigt (C.A.R.M.E.N, 2010).

Aus den TS- und oTS-Gehalten sowie den potentiellen Gasproduktionen werden gewichtete Mittel mit Bezug auf die jährliche Inputmenge gebildet. Auch die Methangehalte werden gemittelt, allerdings sind sie auf die Biogasproduktion der Substrate bezogen.

Formel 3.1-2

$$CH_{4,mittel} = \frac{\sum BP_i \cdot C_{CH_4,i}}{BP}$$

$CH_{4,mittel}$ = durchschnittlicher Methangehalt aller Biogasproduktionen, in %

BP_i = Biogasproduktionsmenge eines Substrates i

i = Index für das jeweilige Substrat

$C_{CH_4,i}$ = Methangehalt der Biogasproduktion des Substrates i, in %

Schließlich wird mit den Durchschnittswerten die potentielle, jährliche Biogasproduktion berechnet.

Die Gasqualität ist abhängig vom Methangehalt. Dieser stellt den brennbaren Anteil des Biogases dar, woraus sich der Heizwert ergibt. Der Methangehalt des Biogases ist maßgeblich durch die einzelnen Gehalte der vergorenen Substrate beeinflusst (Kaltschmitt, et al., 2009).

Die nachfolgende Tabelle 3.1-5 zeigt eine Übersicht der durchschnittlichen Zusammensetzung von Biogas.

Tabelle 3.1-5 Durchschnittliche Zusammensetzung von Biogas
Quelle: (FNR, 2011)

Bestandteil	Konzentration
Methan (CH ₄)	50-75 Vol.-%
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	25-45 Vol.-%
Wasser (H ₂ O)	2-7 Vol.-% bei 20-40 °C
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	20-20000 ppm
Stickstoff (N ₂)	< 2 Vol.-%
Sauerstoff (O ₂)	<2 Vol.-%
Wasserstoff (H ₂)	<1 Vol.-%

Energiedaten der Biogasanlage

Mit den Parametern aus Tabelle 3.1-4 lässt sich auch auf die thermische und elektrische Energieproduktion schließen.

Die dargestellten Parameter wurden mit den folgenden Formeln berechnet.

Biogasleistung

Formel 3.1-3

$$P_{BG} = BP \cdot P_{Hi}$$

P_{BG} = Biogasleistung, in kW

BP = Biogasproduktion, in m³/h

P_{Hi} = Heizwert, in kWh/m³

Installierte Motorleistung

Der elektrische Wirkungsgrad orientiert sich an den Angaben des Herstellers MAN (siehe Anhang), der einen elektrischen Wirkungsgrad von 36,8 % und einen thermischen Wirkungsgrad von 49,6 % angibt. Die Herstellerangaben beziehen sich allerdings in der Regel auf die maximalen Leistungen unter idealen Bedingungen. Aus diesem Grund wurde mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 34 % und einem thermischen Wirkungsgrad von 45 % kalkuliert.

Formel 3.1-4

$$P_{inst} = P_{el}/\eta_{el}$$

P_{inst} = Installierte Motorleistung, in kW

P_{el} = Elektrische Motorleistung, vorgegeben durch Hofparameter, in kW

η_{el} = Elektrischer Motorwirkungsgrad, in %

Thermische Motorleistung

Formel 3.1-5

$$P_{th} = P_{inst} \cdot \eta_{th}$$

- P_{th} = Thermische Motorleistung, in kW
 P_{inst} = Installierte Motorleistung, in kW
 η_{th} = Thermischer Motorwirkungsgrad, in %

Jährliche elektrische Leistung

Formel 3.1-6

$$EG_{el,brutto} = P_{el} \cdot h_{a,CHP}$$

- $EG_{el,brutto}$ = Jährliche elektrische Leistung (brutto), in kWh/a
 P_{el} = Elektrische Motorleistung, in kW
 $h_{a,CHP}$ = Jahresbetriebsstunden des BHKWs, in h/a
 CHP = Index für BHKW (engl. Combined heat and power)

Jährliche thermische Leistung

Formel 3.1-7

$$EG_{th,brutto} = P_{th} \cdot h_{a,CHP}$$

- $EG_{th,brutto}$ = Jährliche thermische Leistung (brutto), in kWh/a
 P_{th} = Thermische Motorleistung, in kW
 $h_{a,CHP}$ = Jahresbetriebsstunden des BHKWs, in h/a
 CHP = Index für BHKW (engl. Combined heat and power)

Tabelle 3.1-6 Leistungsberechnung der BGA

Zeichen	Bezeichnung	Parameter	Einheit	Quelle
BP	Biogasproduktion	432.661	m ³ /a	berechnet
BP	Biogasproduktion	49,39	m ³ /h	berechnet
CCH4	durchschnittlicher Methangehalt	54,10%		berechnet
PCH4	CH4-Heizwert (10 kW)	5,41	kWh/m ³	KTBL
PBG	Biogasleistung	267	kW	berechnet
Pinst	Installierte Motorleistung	221	kW	berechnet
Pel	Elektrische Motorleistung ($\eta_{\text{elektrisch}}=34\%$)	75	kW	Hofparameter
Pth	Thermische Leistung Motor ($\eta_{\text{thermisch}}=45\%$)	99	kW	berechnet
EGel,brutto	Jährliche elektr. Leistung (brutto)	615.000	kWh/a	berechnet
EGth,brutto	Jährl. thermische Leistung (brutto)	813.971	kWh/a	berechnet
Consumptionth	Für den Betrieb benötigte therm. Leistung (39%)	317.449	kWh/a	berechnet
Consumptionel	Für den Betrieb benötigte elektr. Leistung (8%)	49.200	kWh/a	berechnet
Lel	Elektrische Leitungsverluste	1	%	GES Biogas GmbH
EGel,netto	Produzierte elektr. Jahresleistung (netto)	608.850	kWh/a	berechnet
EGth,netto	Produzierte therm. Jahresleistung (netto)	468.938	kWh/a	berechnet
h a,CHP	Jahresbetriebsstunden	8.200	h/a	KTBL

3.1.1.3. Berechnung der Fermentergröße

Die Behältervolumina müssen zum einen dem Anspruch der gesetzlich geregelten Verweilzeit nachkommen. Zum anderen sollten sie nur so groß dimensioniert werden, wie es nötig ist, damit die Beheizung über die selbst erzeugte Wärme geleistet werden kann und die Anlage wirtschaftlich bleibt.

Um eine gewisse Orientierung in Bezug auf die Größe des Fermenters zu erhalten, wird das Produkt aus dem täglichen Substrateintrag und der mittleren hydraulischen Verweilzeit gebildet (KTBL, 2009). Dazu teilt man die jährlich zur Verfügung stehende Substratmenge auf 365 Tage auf.

Formel 3.1-8

$$V_{F,n} = V \cdot HRT_m$$

$V_{F,n}$	= Benötigtes Fermentervolumen, in m ³
\dot{V}	= täglicher Substrateintrag, in m ³ /d
HRT_m	= mittlere hydraulische Aufenthaltsdauer, in d

So ergibt sich ein Nettofermentervolumen von gerundet 900 m³. Das KTBL empfiehlt einen Sicherheitszuschlag in Höhe von 10 %, wodurch das Bruttofermentervolumen 990 m³ beträgt.

Formel 3.1-9

$$V_{F,b} = V_{F,n} \cdot 110 \%$$

$V_{F,b}$	= Bruttofermentervolumen, in m ³
$V_{F,n}$	= Nettofermentervolumen, in m ³
110 %	= Sicherheitszuschlag, in m ³

Wird die jährliche Substratmenge mit 150 Tagen Verweilzeit, wie im EEG vorgegeben, multipliziert, beträgt das benötigte Volumen zur gasdichten Lagerung 2700 m³. Abzüglich des Fermentervolumens, ergibt sich daraus, dass das Gärrestlager 1710 m³ groß sein muss. Aufgrund dessen, dass die Vorgrube nicht gasdicht ist, kann ihr Volumen nicht mit eingerechnet werden.

Formel 3.1-10

$$V_{l,t} = \dot{V} \cdot 150$$

- $V_{l,t}$ = Gesamtvolumen der gasdichten Lagerkapazität, in m³
 \dot{V} = täglicher Substrateintrag, in m³/d
 150 = Verweilzeit der Gärreste im gasdichten Lager, in d

Raumbelastung

Die Raumbelastung B_R gibt an, wie viel Kilogramm oTS dem Fermenter je m³ Volumen und Zeiteinheit zugeführt werden (FNR, 2011).

Formel 3.1-11

$$B_R = \frac{\dot{m} \cdot c}{V_{n,F} \cdot 100}$$

- B_R = Raumbelastung, in kg oTS/(m³ d)
 \dot{m} = Zugeführte Substratmenge, in kg/d
 $V_{n,F}$ = Nettovolumen des Fermenters, in m³
 c = Konzentration der organischen Trockensubstanz, in % oTS
 oTS = organische Trockensubstanz, in % von TS

Abhängig ist die Raumbelastung auch von der Temperatur und der Aufenthaltszeit der Substrate im Fermenter. In den meisten Fällen liegt der Wert der Raumbelastung zwischen 2 und 3 kg oTS/ m³. Darüber hinaus nimmt die Leistung der Bakterien ab. Unproblematisch sind dagegen Belastungen unter 1 kg oTS/m³d (Eder & Schulz, 2007).

Die Raumbelastung wird für das Fallbeispiel auf 1 kg oTS/m³d festgelegt.

Hydraulische Aufenthaltszeit

Ebenso wie die Raumbelastung ist die hydraulische Aufenthaltszeit (HRT= hydraulic retention time) für die Kalkulation der Gärvolumina von Relevanz. Bei der HRT handelt es sich um die durchschnittliche Aufenthaltszeit der Gärsubstrate im Fermenter. Sie richtet sich nach der Abbaubarkeit der Substrate (Eder & Schulz, 2007).

Die HRT wird als Quotient von Fermentervolumen und Substrateintrag berechnet (KTBL, 2009).

Formel 3.1-12

$$HRT = \frac{V_{n,F}}{V_d}$$

HRT = Hydraulische Aufenthaltszeit, in d

 $V_{n,F}$ = Nettovolumen des Fermenters, in m³ \dot{V}_d = Täglicher Substrateintrag, in m³/d

Zwischen der Hydraulischen Aufenthaltszeit und der Raumbelastung ergibt sich insofern eine Abhängigkeit, als dass sich mit steigendem Substrateintrag die Raumbelastung vergrößert und die Verweilzeit verringert (FNR).

Wird die hydraulische Aufenthaltszeit zu kurz gewählt, besteht die Gefahr, dass die Bakterien schneller ausgespült werden, als sie nachwachsen und die Substrate abbauen können. Für einen nachhaltigen Gärprozess muss die hydraulische Verweilzeit also an die Eigenschaften der Bakterien wie zum Beispiel die Verdopplungszeit oder die spezifische Abbaugeschwindigkeit angepasst werden.

Um den optimalen Gasertrag zu erzielen, können je nach Substraten die Aufenthaltszeiten im Gärraum recht lang und das Behältervolumen sehr groß ausfallen. In der Praxis wird deshalb auf die maximale Ausbeute verzichtet und eine ökonomisch sinnvolle HRT sowie eine davon abhängige Fermentergröße gewählt (FNR, 2011).

In der Literatur (Eder & Schulz, 2007) sind folgende Aufenthaltszeiten für Gülle genannt:

Bei 30-35°C Prozesstemperatur 30-50 Tage

Bei 45-55°C Prozesstemperatur 15-25 Tage.

Für das Fallbeispiel wird eine HRT von 50 Tagen gewählt. Damit ist sie deutlich kürzer als die gesetzlich geforderte Mindestverweilzeit von 150 Tagen. Hintergrund ist, dass die HRT lediglich der am ökonomisch sinnvollsten Aufenthaltsdauer Rechnung trägt. Die gesetzliche Verweilzeit berücksichtigt dahingegen auch die Ausbringzeiten, welche beispielsweise nicht im Winter stattfinden dürfen.

Tabelle 3.1-7 Fermenterdimensionierung

Bezeichnung	Parameter	Einheit	Quelle
Raumbelastung		1 kg oTS/m ³ d	Eder & Schulz
Substrateintrag	17,75 m ³ /d		berechnet
Fermentervolumen, netto	900 m ³		berechnet/gerundet
Sicherheitszuschlag	10%		KTBL-Faustzahlen
Höhe	6,43 m		berechnet
Radius	7,00 m		angenommen
Fermentervolumen, brutto	990 m ³		berechnet
Hydraulische Aufenthaltszeit	50 d		Eder & Schulz
Vorgrube	40 m ³		Projektparameter
Benötigtes Lagervolumen für 150 Tage	2700 m ³		berechnet
Benötigtes Lagervolumen Gärrestlager	1710 m ³		berechnet

3.1.1.4. Wärmekonzept

Beim Verbrennen von Biogas im BHKW entstehen hohe Temperaturen, so dass die Motorabwärme weiter genutzt werden kann. In erster Linie wird sie durch Wärmetauscherflächen dazu genutzt, den Fermenter zu beheizen. Bei den größeren NawaRo-Anlagen ist nach der Beheizung des Fermenters noch so viel Wärme übrig, dass große Gebäude wie zum Beispiel Ställe damit beheizt werden können.

Die Gesamtwärmeproduktion wurde im Abschnitt „Energiedaten“ dieses Kapitels bereits ermittelt. Von diesem Wert werden der Bedarf zur Substraterwärmung sowie die Wärmeverluste subtrahiert, um auf die extern nutzbare Wärmeleistung zu schließen.

Wärmebedarf zur Aufheizung der Substrate

Der massebezogene Hauptteil der Substrate der Hofbiogasanlage soll aus Hofdüngern geliefert werden. Diese bestehen überwiegend aus Gülle, welche wiederum einen hohen Wasseranteil und eine geringere Energiedichte besitzt. Bedingt durch diese Spezifikationen fällt das Volumen der Fermenter der Hofbiogasanlage, verglichen mit denen von NawaRo-Anlagen, relativ groß aus. Dieser Umstand zieht einen gesteigerten Heizbedarf nach sich, der zum einen aus dem großen Volumen und zum anderen aus der schlechten Wärmeleitfähigkeit von dem Wasser in der Gülle resultiert. Wasser hat eine Wärmeleitfähigkeit von 0,58 W/m K, jedoch eine Wärmekapazität von 4,182 kJ/kg K bei 20°C (Lindner, 2005). Das bedeutet, dass Wasser Wärmeenergie nur sehr langsam abgibt.

Generell sind die Heizleistung und die Wärmetauscherfläche von dem Fermentervolumen, der Umgebungstemperatur sowie der Isolierung abhängig. Außerdem sind auch die Temperaturdifferenz des Heizwassers, die Wärmetauscherart sowie die Temperatur des Substrates und des Anlagenniveaus entscheidend (Eder & Schulz, 2007).

Für dieses Fallbeispiel wird vorausgesetzt, dass der Fermenter aufrecht stehend (Abbildung 1.5-2) aus Stahlbeton mit einer außen angebrachter Isolierung aus extrudierten Polystyrol errichtet wird. Bei der Fermenterheizung handelt es sich um eine Wandheizung, die in die Behälterwand eingebracht wird. Sie ist vergleichbar mit einer Fußbodenheizung in Wohnhäusern.

Es wird davon ausgegangen, dass diese Biogasanlage im mesophilen Bereich betrieben wird. Das setzt einen Temperaturbereich zwischen 37 °C und 42 °C voraus. Die meisten

methanbildenden Bakterien haben in diesem Milieu ihr Wachstumsoptimum (Weiland, 2001).

Der Wärmebedarf wird berechnet, indem die Differenz zwischen der hier gewählten Zieltemperatur von 40 °C und Gülletemperatur gebildet wird und diese mit der Wärmekapazität von Wasser sowie der monatlichen Substratmenge multipliziert wird. Anzumerken ist dabei, dass in der Regel eine Zieltemperatur von 38 °C gewählt wird und es sich somit bei den 40 °C um die maximale Zieltemperatur handelt. Die Berechnung erfolgt mit der Wärmekapazität von Wasser, da, wie schon beschrieben, Gülle zum Großteil aus Wasser besteht. Für diese Berechnung wird die Annahme getroffen, dass der Substrateintrag zu 100 % aus Wasser besteht. Das ist zwar nicht exakt, jedoch ist der berechnete Wert damit auf jeden Fall ausreichend.

Bei der Angabe der Gülletemperatur ist die die Lage des Sammelbehälters zu beachten. Festgestellt werden sollte, ob sich der Sammelbehälter unterirdisch oder oberirdisch befindet, da damit auch die Temperatur der Gülle je nach Witterungsverhältnis variiert. Die Berechnung in der Tabelle 3.1-8 fand unter der Annahme statt, dass die Gülle ganzjährig unterirdisch in einer Vorgrube gelagert wird.

Die Mindesttemperatur für Gülle wird mit 10 °C angenommen. Sofern die Außentemperatur höher als 5 °C ist, wird zur Mindesttemperatur die Hälfte der Differenz der Mindesttemperatur und der Außentemperatur addiert, um die tatsächliche Temperatur der Gülle anzunähern (GES Biogas GmbH).

Formel 3.1-13

$$W_b = (T_Z - T_G) * C * V_m$$

W_b	= Wärmebedarf, in kWh
T_Z	= Zieltemperatur, in °C
T_G	= Gülletemperatur, in °C
C	= Wärmekapazität, in J/K
\dot{V}_m	= Monatlicher Substrateintrag, in m ³ /Monat

Wärmeverlust der Behälter

Mit der Flächenberechnung der Behälter und den sogenannten U-Werten, den Wärmeleitfähigkeiten von Beton und dem Gasgemisch lässt sich der Gesamtverlustwert der Behälter berechnen.

Flächenberechnung

Formel 3.1-14

$$A_i = r_{\text{netto}} \cdot \pi$$

- A_i = Fläche der Elemente i, in m²
 i = Index der Elemente (Wand, Boden, Dach)
 r_{netto} = Innenradius des Fermenters, in m

Wärmedurchlasswiderstand

Formel 3.1-15

$$R_M = \frac{d_M}{\lambda_M}$$

- R_M = Wärmedurchlasswiderstand des Materials M, in m² K/W
 M = Index der Materialien (Beton, Polystyrol 0,08 o. 0,10 m, Gasgemisch)
 d_M = Dicke des Materials M, in m
 λ = Wärmeleitfähigkeit des Materials M, in W/(m K)

U-Wert

Die U-Werte sind die Kehrwerte der Wärmedurchlasswiderstände. Der U-Wert (früher k-Wert) ist ein Maß für den Wärmedurchgang durch ein Bauteil und wird in W/(m²K) angegeben. Der U-Wert drückt aus, welche Leistung pro m² des Bauteils auf einer Seite benötigt wird, um eine Temperaturdifferenz von 1 Kelvin aufrecht zu erhalten. (energiesparhaus, kein Datum).

Formel 3.1-16

$$U_M = \frac{1}{R_M}$$

- U_M = U-Wert des Materials M, in W/(m² K)
 M = Index der Materialien (Beton, Polystyrol 0,08 o. 0,10 m, CO₂,Luft)
 R_M = Wärmedurchlasswiderstand des Materials M, in m²K/W

Verlust durch die Behälter

Formel 3.1-17

$$P_{V,g,Behälter} = 0,15 + (\sum A_i * U_M)$$

$P_{V,g,Behälter}$ = gesamte Verlustleistung der Behälter, in kW/K

A_i = Fläche des Behälters, in m²

U_M = U-Werte der Materialien M, in W/(m² K)

M = Index der Materialien (Beton, Polystyrol 0,08 o. 0,10 m, CO₂, Luft)

0,15 = Sicherheitsaufschlag (Referenz GES Biogas GmbH), in W

Wärmeverlust

Mit den zuvor berechneten Werten sowie der Temperaturdifferenz lässt sich der Gesamtverlust berechnen.

Formel 3.1-18

$$P_V = P_{V,g,Behälter} \cdot (T_Z - T_{außen}) \cdot 24 \cdot 30$$

P_V = abzurechnender Verlust, in kWh

$P_{V,g,Behälter}$ = gesamte Verlustleistung der Behälter, in kW/K

T_Z = Zieltemperatur im Fermenter, in °C

$T_{außen}$ = Außentemperatur, in °C

24 = 24 Stunden am Tag, in h

30 = 30 Tage im Monat

Die genutzten Werte sowie die Zwischenergebnisse und das Endergebnis des Wärmeverlustes werden in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 3.1-8 Wärmeverlustrechnung

Zeichen	Bezeichnung	Parameter	Einheit	Quelle
V	Substratmenge	6.451 t/a		Annahme: alles Wasser
	Wärmekapazität Wasser	4,182 J/(g °C)		Lindner
		1,1613414 kWh/(t °C)		berechnet
	1 Joule	2,777E-07 kWh		
	1g	0,000001 t		
	mind. Temperatur Gülle unter Stall (ganzjährig)	10 °C		Schulz & Eder
TZ	Zieltemperatur vor Fermenter	40 °C		Max. Wärmebedarf
λ	Wärmeleitfähigkeiten			
	Beton	1,8 W/(m K)		Tabellenbuch Sanitär Heizung Klima/Lüftung Anlagentechnik SHK, Seite 328
	Polystyrol	0,035 W/(m K)		Tabellenbuch Sanitär Heizung Klima/Lüftung Anlagentechnik SHK, Seite 329
	Luft	0,026 W/(m K)		Lindner
	CO2	0,015 W/(m K)		Stöcker, Taschenbuch der Physik
R	Wärmedurchlasswiderstand = Dicke/(Wärmeleitfähigkeit)			
	Beton (0,25 m)	0,14 m² K/W		berechnet
	Polystyrol (0,08 m)	2,29 m² K/W		berechnet
	Polystyrol (0,1 m)	2,86 m² K/W		berechnet
	Ruhende Luftschicht, Wärmestrom aufwärts (Schichtdicke 50mm)	0,16 m² K/W		Tabellenbuch Sanitär Heizung Klima/Lüftung Anlagentechnik SHK, Seite 328
	Gasschicht (50% CO2, 50% Luft) 1m (Dachhöhe 4m)	48,66 m² K/W		berechnet
Ui	U-Wert (Wärmedurchlass)			
	25cm Beton + 8cm Polystyrol	0,41 W/(m² K)		berechnet
	25cm Beton + 10cm Polystyrol	0,33 W/(m² K)		berechnet
	50mm ruhende Luftschicht, Wärmestrom aufwärts	6,25 W/(m² K)		berechnet
	Gasschicht (50% CO2, 50% Luft) 1m (Dachhöhe 4m)	0,02 W/(m² K)		berechnet
r	Behälter Fermenter			
	Höhe	6,43 m		Fermenterplanung
	Radius	7,00 m		Fermenterplanung
	Brutto - Fermentervolumen	990 m³		Fermenterplanung
	Boden	154 m²		berechnet
	Dach	154 m²		berechnet
	Wände	283 m²		berechnet
A	Gesamtfläche beheizt Beton (Wände + Boden)	437 m²		berechnet
A	Gesamtfläche beheizt Dach	154 m²		berechnet
	Gesamtverlust Behälter (10cm Polystyrol), 4m CO2/Luft-			
PVgBehälter	Gemisch	0,30 kW/K		berechnet

Extern nutzbare Wärme

Die Tabelle 3.1-9 zeigt die Monate mit den dazu gehörenden durchschnittlichen Umgebungstemperaturen sowie den Temperaturen der Gülle.

Die Summe des Bedarfs zur Substraterwärmung und der Wärmeverlust stellen den Gesamtwärmebedarf des Fermenters dar. Wird dieser Wert von der Gesamtwärmeproduktion des BHKWs subtrahiert, erhält man die extern nutzbare Wärme, wobei Leitungsverluste vernachlässigt werden.

Tabelle 3.1-9 Ergebnisse der Wärmeberechnung

Monat	Klimadia- gramme.de für Neumünster	Gülle- temperatur in °C	Wärmebedarf Substrat- erwärmung in kWh	Wärmeverlust durch Abstrahlung Behälter in kWh	Gesamtwärme bedarf Fermenter/Na- chgärer in kWh	Gesamtwärme produktion (brutto) in kWh	Extern nutzbare Wärme in kWh
Januar	1	10	18.730	8.395	27.124	67.831	40.707
Februar	1,3	10	18.730	8.330	27.060	67.831	40.771
März	4	10	18.730	7.749	26.478	67.831	41.352
April	7,4	10	18.730	7.017	25.747	67.831	42.084
Mai	12,2	11,1	18.043	5.984	24.027	67.831	43.804
Juni	15,2	12,6	17.106	5.338	22.444	67.831	45.386
Juli	17,1	13,55	16.513	4.929	21.442	67.831	46.389
August	16,8	13,4	16.607	4.994	21.601	67.831	46.230
September	13,1	11,55	17.762	5.790	23.552	67.831	44.279
Oktober	9	10	18.730	6.673	25.402	67.831	42.429
November	4,8	10	18.730	7.577	26.306	67.831	41.525
Dezember	2,3	10	18.730	8.115	26.844	67.831	40.987
		11,0	217.138	80.890	298.028	813.971	515.943
Anteil an Gesamtwärmeproduktion			27%	10%	37%		63%

Die oben durchgeführte Berechnung enthält trotz der vielfach nachrecherchierten Annahmen Unsicherheiten bei den U-Werten sowie den Temperaturbereichen und vernachlässigt das Volumen-Oberflächen-Verhältnis. Aus diesem Grund kann sie nicht generell verwendet werden. Allerdings dient die Berechnung als Nachweis, dass dem Fermenter eine ausreichende Heizleistung zur Verfügung steht und mit der Restwärme zusätzlich das Wohnhaus beheizt werden kann. Bei dem Wohnhaus handelt es sich um ein großzügiges Mehrgenerationenhaus mit circa 200 m² Wohnfläche. Häuser die vor etwa zehn Jahren neu gebaut wurden, wie dieses Wohngebäude, verbrauchen jährlich etwa 100 kWh/m² (BINE Informationsdienst, 2009). So kann davon ausgegangen werden, dass neben dem Wohnhaus noch ausreichend Wärme für den Betrieb zur Verfügung steht und zusätzlich noch ein Betriebsgebäude auf dem Hof beheizt werden kann. Insgesamt wird mit einer externen Wärmenutzung in Höhe von 50.000 kWh/a kalkuliert.

3.2. Festlegung der relevanten Betrachtungsgrenzen

Es wird grundsätzlich unterschieden zwischen den Emissionen, die durch das Referenzszenario, das heißt ohne eine Biogasanlage entstehen und den Emissionen, die durch den Betrieb einer Biogasanlage, also in dem Betriebsszenario, entstehen.

Die relevanten Betrachtungsgrenzen dieser Untersuchung werden durch die gestrichelten Linien gekennzeichnet. Die jeweiligen Emissionen sind durch Pfeile mit den jeweiligen Treibhausgasen ersichtlich.

Emissionen größer 1 % werden für die spätere Bilanzierung als relevant definiert.

3.2.1. Betrachtungsgrenzen Referenzszenario

Bei dem Referenzszenario fallen durch das Heizsystem sowie durch den Transport von Hofdüngern CO₂-Emissionen an. Methanemissionen kommen bei der Hofdüngerlagerung vor. Die bei dem Maisanbau auftretenden Treibhausgas-Emissionen werden direkt in CO₂-Äq angegeben.

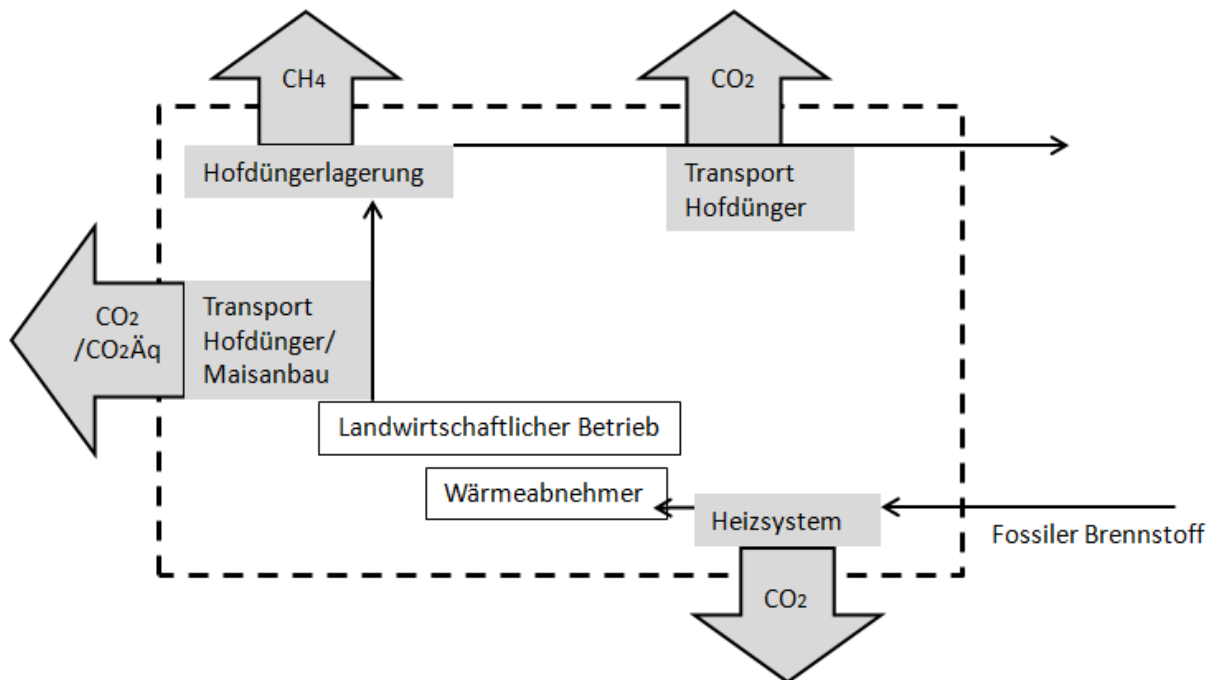


Abbildung 3.2-1 Betrachtungsgrenzen des Referenzszenarios
Modifizierte Abbildung nach PDD 2012

3.2.2. Betrachtungsgrenzen Betriebsszenario

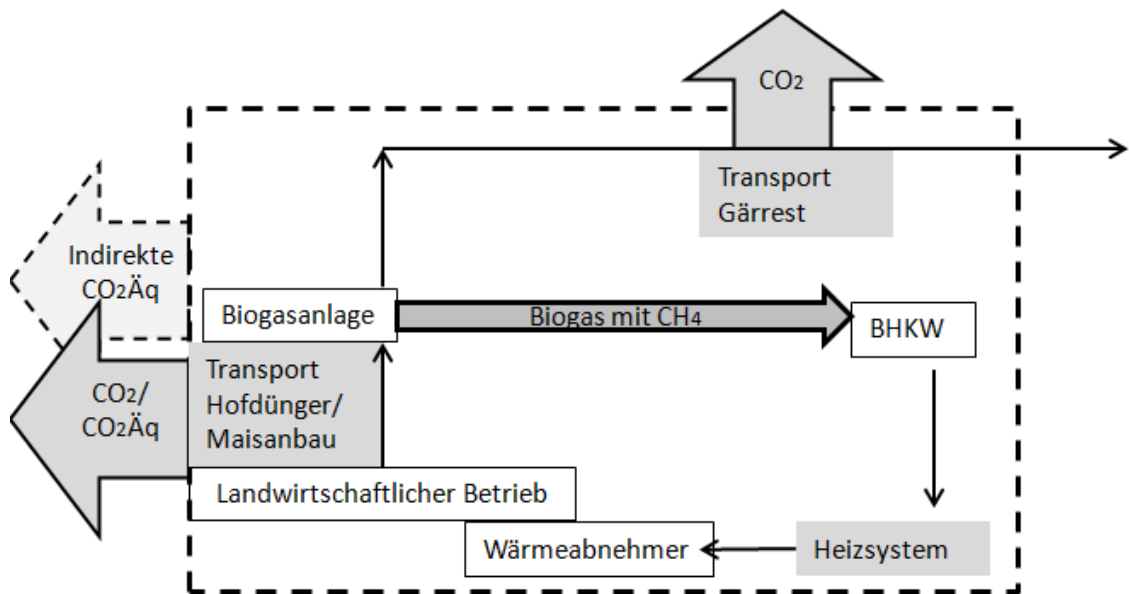


Abbildung 3.2-2 Betrachtungsgrenzen des Betriebsszenarios
 Modifizierte Abbildung nach PDD 2012

CO₂-Emissionen im Betriebsszenario

CO₂-Emissionen, die aus der Biogasverbrennung im BHKW resultieren, werden nach internationalen Standards als CO₂-neutral angesetzt (Gärtner, 2010) und erscheinen deshalb nicht in der Abbildung 3.2-2. Im Gegensatz zu CO₂-Emissionen aus Verbrennung fossiler Quellen, sind sie Bestandteil des kurzzeitigen Kohlenstoffkreislaufs und werden per Photosynthese beim Pflanzenwachstum der Atmosphäre wieder entzogen. Im Vergleich zum Referenzszenario werden im Betriebsszenario zusätzliche Transporte für den Gärrest und die Cosubstrate getätigt, welche in der CO₂-Bilanz berücksichtigt werden. Des Weiteren entstehen Emissionen durch den Eigenstrombedarf.

Nicht in die Betrachtung fallen Emissionen aus Böden. Das hat insbesondere den Grund, dass hier kaum eine annähernd grundsätzliche Aussage getroffen werden kann zu groß ist die Diversität der Böden, des Verhaltens bei unterschiedlichen Temperaturen und Grundwassergehalten. Außerdem ist die Bodennutzung annähernd die Gleiche wie im Referenzszenario.

CH₄-Emissionen im Betriebsszenario

Diese Arbeit beschäftigt sich maßgeblich mit der Methanemissionsreduktion. Durch unvollständige Verbrennung des CH₄ müssen jedoch ebenfalls betriebsbedingte Emissionen berücksichtigt werden. Dazu zählt die unvollständige Verbrennung durch die Notfackel, welche eine Verbrennungseffizienz von > 99 % hat (Hofstetter Umwelttechnik AG, 2010).

Diese Studie sieht von CH₄-Emissionen der Böden ab. Das hat zum einen die bei den CO₂-Emissionen schon aufgeführten Gründe, zum anderen werden Ackerböden größtenteils als Methansenken verstanden. Zu einer Methananreicherung könnte es durch die in Kapitel 1.5. bereits beschriebene Methanogenese kommen. Durch die sich häufiger in Ackerböden ereignende Methanoxidation findet ein Abbau statt. Bei der Methanoxidation wird durch methanotrophe Bakterien (z. B. *Methylobacter albus* oder *Methylosinus trichosporium*) unter aeroben Bedingungen mit Hilfe von Methan- Oxygenasen CH₄ zu CO₂ oxidiert (Hütsch, 1998). Da diese Enzyme nur eine geringe Substratspezifität besitzen und auch NH₄⁺ oxidieren können, kann dieser Prozess durch Ammonium gehemmt werden (Bedard & Knowles, 1989).

Distickstoffmonoxid (N₂O) im Betriebsszenario

Weitere wichtige Treibhausgasausstöße, wie die des N₂O, auch bekannt als Lachgas, werden hier nicht berücksichtigt. Obwohl Lachgas mit einem CO₂-Äq von 298 ganz erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt hat und daher die Miteinbeziehung rechtfertigen würde, ist der Ausstoß sowie die Umwandlung von stickstoffhaltigen Verbindungen sehr stark abhängig von dem Stickstoffgehalt der Substrate, der Lagerung, den Konditionen in den Behältern und vor allem der Zeit (Möller, 2011) sowie der Technik der Ausbringung des Gärrestes (Kaltschmitt, et al., 2009).

Bei der Vergärung wandelt sich der in den Substraten enthaltene Stickstoff in Ammonium-Stickstoff (NH₄-N) um. Das hat bei der Ausbringung den Vorteil, dass er besser pflanzenverfügbar ist, jedoch den Nachteil, dass an der Luft Ammoniak (NH₃) und Lachgas entsteht. Durch die Lagerung in gasdichten Behältern können die Emissionen dort nahezu verhindert werden. Allerdings sind bei der anschließenden Ausbringung spezielle Techniken anzuwenden, damit nicht die vorher vermiedene Ausgasung auf dem Feld stattfindet. Eine mögliche Technik ist die Schleppschlauchausbringung, wo-

mit die NH_3 -Emission um 80 % geringer ausfallen kann. Durch Schleppschläuche wird das Substrat schnell in den Boden eingearbeitet, so dass nicht viel Zeit für die Reaktion mit O_2 zu N_2O oder NH_3 verbleibt. (Kaltschmitt, et al., 2009). Aufgrund der vielfältigen und teilweise unberechenbaren Einflussfaktoren wird hiermit zwar auf die Brisanz von Lachgasemissionen hingewiesen, sie wird aber nicht im Einzelnen in die CO_2 -Äq Berechnung mit einbezogen.

CO_2 -Äq-Emissionen im Betriebsszenario

Die CO_2 -Äq sind die zusammengefassten Treibhausgasemissionen aus CO_2 , CH_4 und N_2O . Sie kommen bei dem Maisanbau, der Errichtung der BGA und bei den indirekten Emissionen vor.

3.3. Reduktion von Emissionen

Bei der Ermittlung der Treibhausgas-Reduzierung gilt es zuerst festzustellen, welche Menge ohne eine Biogasanlage freigesetzt werden würde und somit das Referenzszenario zu definieren und davon die Betriebsemission sowie Verluste zu subtrahieren, um die tatsächlich eingesparte Menge zu errechnen.

3.3.1. Emissionen des Referenzszenarios

Die Emissionen des Referenzszenarios geben an, welche Menge CH_4 aus den Hofdüngern emittiert wird.

Die Hofdüngermenge wurde durch die Fallbeispielauswahl festgelegt. Mit den Daten des IPCC 2000 und 2006 (Volume 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use) werden die Methanproduktionspotenziale für die Gülle und Mist bestimmt. Ebenso werden aus dieser Datenbank der Methankonversionsfaktor und die Dichte von CH_4 genutzt. Bei dem Methankonversionsfaktor handelt es sich um einen Koeffizienten, der den Grad der Umwandlung des in CH_4 enthaltenen Kohlenstoffs (C) zu CO_2 angibt. Bei vollständiger Umwandlung ist der Konversionsfaktor 1 (§ 2 ZuV 2007).

Die Formeln des IPCC 2006 zur Berechnung von Emissionen in der Landwirtschaft werden insofern abgewandelt, als dass die Gülle- und Mistmengen direkt eingesetzt werden. Das IPCC sieht eine Hochrechnung über die jeweilige Tieranzahl und jener

spezifischen täglichen Hofdüngerproduktionsmenge vor, die außerdem das Entmistungssystem berücksichtigt. Die Vereinfachung wird jedoch als hinreichend betrachtet, da es nur eine Tierart gibt, deren Jahressubstratmenge bereits bekannt ist und die Entmistung täglich stattfindet, so dass lange Lagerzeiten vermieden werden.

Des Weiteren wird ein Korrekturfaktor mit eingerechnet, der den Umstand berücksichtigt, dass in einem beheizten Fermenter bessere Konditionen für die Methanbildung herrschen, als in einem offenen Güllelager.

Formel 3.3-1

$$E_{Ref,y} = GWP_{CH_4} \cdot D_{CH_4} \cdot UF \cdot \sum_{j,LT} MCF_j \cdot B_{0,LT} \cdot Q_{manuare,LT,y} \cdot SVS_{j,LT,y}$$

$E_{Ref,y}$	= Referenzszenarioemissionen durch Hofdünger, in t CO ₂ -Äq/a
GWP_{CH_4}	= Global Warming Potential CH ₄ (25)
D_{CH_4}	= Dichte von CH ₄ , in kg/m ³
UF	= Unsicherheitsfaktor, in %
MCF	= Methankonversionsfaktor, in %
LT	= Tierart (engl. Livestock)
j	= Entmistungssystem
$B_{0,LT}$	= Maximales Methanproduktionspotenzial der organischen Trockenmasse der Tierart LT
$Q_{manuare,LT,y}$	= Trockenmasse eines Substrates der Tierart LT, in t/a
$SVS_{j,LT,y}$	= organische Trockenmasse eines Substrates der Tierart LT, in t/a

Die Emissionen durch die Hofdünger im Referenzszenario sowie für deren Berechnung genutzte Parameter werden in der folgenden Tabelle aufgelistet.

Tabelle 3.3-1 Emissionen durch Hofdünger im Referenzszenario

Zeichen	Bezeichnung	Parameter	Einheit	Quelle
VLM	Rindergülle	4.928	t/a	Hofparameter
VSM	Rindermist	365	t/a	Hofparameter
BoLM	Methan in Rindergülle	0,24	m ³ CH ₄ /kg oTS	IPCC
BoSM	Methan in Rindermist	0,24	m ³ CH ₄ /kg oTS	IPCC
QLmanure	Durchschnittlicher Feststoffgehalt (Trockenmasse) in Rindergülle	0,100	TS/FM	KTBL
Qsmanure	Durchschnittlicher Feststoffgehalt (Trockenmasse) in Rindermist	0,300	TS/FM	LWK-SH
SVSLM	Durchschnittlicher organischer Feststoffgehalt in Rindergülle	0,800	oTS/TS	LWK-SH
SVSSM	Durchschnittlicher organischer Feststoffgehalt in Rindermist	0,850	oTS/TS	KTBL
MCFLM	Methankonversionsfaktor Rindergülle	39%		IPCC
MCFSM	Methankonversionsfaktor Rindermist	1%		IPCC
UFCH ₄	Korrekturfaktor Unsicherheitsfaktor	94%		UNFCCC
DCH ₄	Dichte von Methan unter Standardbedingungen	0,000670	t/Nm ³	IPCC
GWPCH ₄	GWP Methan	25	#	IPCC
QLmanure	Trockenmasse Rindergülle	493	t TS/a	Berechnet
Qsmanure	Trockenmasse Rindermist	110	t TS/a	Berechnet
SVSaLM	organische Trockenmasse Rindergülle	394	t oTS/a	Berechnet
SVSaSM	organische Trockenmasse Rindermist	93	t oTS/a	Berechnet
EFaLM	Methanpotenzial Rindergülle	94.618	m ³ CH ₄ /a	Berechnet
EFaSM	Methanpotenzial Rindermist	22.338	m ³ CH ₄ /a	Berechnet
ERLM	Emissionsreduktion Rindergülle	581	t CO ₂ -Äq/a	Berechnet
ERSM	Emissionsreduktion Rindermist	4	t CO ₂ -Äq/a	Berechnet
BEy	Referenzszenario Emissionen	584,5	t CO₂-Äq/a	Berechnet

3.3.2. Betriebsszenarioemissionen

Bei den Betriebsszenarioemissionen handelt es sich um Emissionen, die durch den Betrieb der Biogasanlage freigesetzt werden und ohne die Anlage nicht entstehen würden.

Emissionen des Betriebsszenarios können entstehen durch:

- Zusatzemissionen durch Energiemaisanbau
- Direkte Emissionen durch Landnutzungsänderung
- Indirekte Emissionen durch Landnutzungsänderung
- Transportemissionen
- Eigenstrombedarf
- Gasverluste
- Unvollständige Verbrennung des Biogases
- Unvollständige Verbrennung durch die Notfackel
- Errichtung der BGA
- Maschinenbereitstellung

Zusatzemissionen durch Energiemaisanbau

Im Referenzszenario findet der Anbau von Silomais als Futtermittel statt. Durch den Anbau des sogenannten Futtermaises sowie seiner Verarbeitung kommt es zu Treibhausgasemissionen.

Für den Anbau von Silomais als Inputmaterial für eine Biogasanlage wird eine andere Sorte gewählt, die allgemein hin als Energiemais bezeichnet wird.

In einer Studie des IFEU wurden die Treibhausgase für den Anbau und die Verarbeitung von Silomais für Biogasanlagen mit 61,39 kg CO₂-Äq pro Tonne Silomais beziffert (Vogt, 2008). Dieser Wert enthält die Düngemittel- und Pflanzenschutzmittelbereitstellung, den Dieserverbrauch sowie die Silierung des Silomaises.

Die Anbau- und Verarbeitungsmethoden von Energiemais und Futtermais sind sich sehr ähnlich. Allerdings wird Energiemais dichter gepflanzt und entzieht dem Boden mehr Nitrat (Unterforsthuber, 2007). Aus diesem Grund wird eine größere N-Düngeremasse eingesetzt. Dieser Unterschied macht circa 10-20 kg/ha aus (Unterforsthuber, 2007), wobei für den Hof 1 mit einem Mehreinsatz der N-Dünger von 15 kg/ha kalkuliert wurde. Die IFEU-Studie gibt den Wert 12 g N₂O-Emissionen pro Kilogramm Mineraldün-

gereinsatz an. Nachfolgend wird berechnet, welche Menge CO₂-Äq durch den Futtermaisbau emittiert wird.

Formel 3.3-2

$$E_{ex-ante,maize} = F_{N,BGA} \cdot EF_{N_2O,F} \cdot A$$

$E_{ex-ante,maize,y}$ = Emissionen vor Sortenwechsel beim Maisanbau, in kg CO₂-Äq/a

$F_{N,BGA}$ = N-Dünger-Einsatz im Referenzszenario, in kg/ha

$EF_{N_2O,F}$ = N₂O-Emissionsfaktor pro kg Mineraldünger, g/kg

A = Fläche, in ha

Mit der folgenden Formel kann ermittelt werden, welche Menge CO₂-Äq durch den Energiemaisbau emittiert wird.

Formel 3.3-3

$$E_{ex-post,maize} = F_{N,Ref} \cdot EF_{N_2O,F} \cdot A$$

$E_{ex-post,maize,y}$ = Emissionen nach Sortenwechsel beim Maisanbau, in kg CO₂-Äq/a

$F_{N,Ref}$ = N-Dünger-Einsatz im Betriebsszenario, in kg/ha

$EF_{N_2O,F}$ = N₂O-Emissionsfaktor pro kg Mineraldünger, g/kg

A = Fläche, in ha

Die Differenz aus den beiden vorgenannten Berechnungen ergibt die Mehremissionen durch Energiemaisbau.

Formel 3.3-4

$$\Delta E_{maize,y} = E_{ex-post,maize,y} - E_{ex-ante,maize,y}$$

$\Delta E_{maize,y}$ = Zusatzemissionen durch Sortenwechsel beim Maisanbau,
in kg CO₂-Äq/a

$E_{ex-ante,maize,y}$ = Emissionen vor Sortenwechsel beim Maisanbau, in kg CO₂-Äq/a

$E_{ex-post,maize,y}$ = Emissionen nach Sortenwechsel beim Maisanbau, in kg CO₂-Äq/a

Die verwendeten Parameter sowie die Ergebnisse der Emissionsberechnung für den Energiemaisbau befinden sich in der Tabelle 3.3-2.

Tabelle 3.3-2 Mehremissionen durch Energiemaisanbau

Zeichen	Bezeichnung	Parameter	Einheit	Quelle
Energiemaisanbau				
F-N,BGA	N-Dünger-Einsatz	165,75	kg/ha	IFEU
EF-N20,F	N2O-Emissionen pro kg Mineraldüngereinsatz	12	g/kg	IFEU
E-N20,F	N2O-Emissionen bei eingesetzter Menge Mineraldünger	1989	g/ha	berechnet
A	Hektargröße	20	ha	Hofparameter
Eex-post,maize	Emissionen durch Energiemaisanbau	0,03978 t CO₂-Äq/a berechnet		
Futtermaisanbau				
F-N,Ref	N-Dünger-Einsatz	150,75	kg/ha	IFEU, Unterforsthuber
EF-N20,F	N2O-Emissionen pro kg Mineraldüngereinsatz	12	g/kg	IFEU
E-N20,F	N2O-Emissionen bei eingesetzter Menge Mineraldünger	1809	g/ha	berechnet
A	Hektargröße	20	ha	Hofparameter
Eex-ante,maize	Emissionen durch Energiemaisanbau	0,03618 t CO₂-Äq/a berechnet		
ΔEmaize,y	Emissionsdifferenz Energiemais-Futtermais	0,0036 t CO₂-Äq/a berechnet		

Der Mehreinsatz von N-Düngern beim Energiemaisanbau führt zu einer Emissionserhöhung von 3,6 kg CO₂-Äq/a.

Direkte Emissionen durch Landnutzungsänderung

Das Fallbeispiel setzt aufgrund des hohen Gaspotenzials Maissilage als Cosubstrat ein. Die Ackerflächen werden bisher auch bereits für den Maisanbau genutzt, so kommt es zu keiner direkten Nutzungsänderung der Flächen. Damit sind keine direkten Emissionen durch Landnutzungsänderung zu erwarten.

Formel 3.3-5

$$E_{\text{direkt},y} = 0$$

$E_{\text{direkt},y}$ = direkte Emissionen durch Landnutzungsänderung, in kg CO₂-Äq/a

Indirekte Emissionen durch Landnutzungsänderung der BGA

Indirekte Emissionen sind jene, die außerhalb der Betrachtungsgrenzen durch das Betriebsszenario entstehen und ohne den Betrieb nicht entstanden wären.

Flächen, die bisher zum Anbau von Nahrungs- und Futtermittelanbau genutzt wurden, werden im Betriebsszenario zum Anbau von Biomasse genutzt.

Die sogenannte iLUC-These geht davon aus, dass der Bedarf an Nahrungs- und Futtermitteln gleichbleibend ist und der Anbau auf anderen Flächen stattfindet, was dort zu einer Nutzungsänderung führt. Beispiele sind Wälder und Moore, die C enthalten, der bei der Bodenbearbeitung mit Luft in Kontakt kommt und zu CO₂ reagiert.

Diese Emissionen werden in dieser Berechnung berücksichtigt.

In der Literatur findet sich der Faktor 3,5 t CO₂/ha a für die Flächennutzungsänderung von Grasland zu Maisanbau in den USA. Der gleiche Wert wird für die Nutzungsänderung von Grasland zu Getreide- oder Rapsanbau in Europa beschrieben (Fritsche, et al., 2010).

Das Fallbeispiel gibt die Ackerfläche von 20 ha vor.

Formel 3.3-6

$$E_{\text{indirekt},l,y} = A \cdot \text{Faktor}_{E,\text{indirekt}}$$

$E_{\text{indirekt},l,y}$ = Indirekte Emissionen durch Flächennutzungsänderung, in kg CO₂/a

A = Fläche, in ha

Faktor_{E,indirekt} = Emissionsfaktor, in t CO₂/(ha a)

Die eingesetzten Parameter sowie das Ergebnis der Formel 3.3-6 gibt die Tabelle 3.3.-3 wieder.

Tabelle 3.3-3 Emissionen durch indirekte Flächennutzungsänderung

Zeichen	Bezeichnung	Parameter	Einheit	Quelle
A	Hektargröße	20	ha	Hofparameter
FaktorE _{indirekt}	Emissionsfaktor	3,5	t CO ₂ /(ha a)	IFEU, Ökoinstitut
E_{indirekt,y}	Emissionen durch indirekte Flächennutzungsänderung	70	t CO₂/a	berechnet

Aus der vorstehenden Rechnung ergibt sich damit eine indirekte Emission von 70 t CO₂/a bzw. t CO₂-Äq/a.

Emissionen durch Transporte

Es werden die Transporte für die Cosubstrate und den Rindermist betrachtet. Die Transportwege der Cosubstrate beinhalten die Distanz vom Feldrand zum Lagersilo sowie die Distanz vom Lagersilo zur Fütterungsstelle der BGA. Für die Transporte des Rindermistes wurde die Distanz vom Stallgebäude zur Fütterungsstelle der BGA betrachtet. Die Rindergülle wird direkt aus der Vorgrube in den Fermenter gepumpt. So fallen dafür keine Transportemissionen an. Dabei sollte, sofern vorhanden, ein Gefälle zwischen Sammelbehälter und Fermenter genutzt werden, um die Stromkosten für die Pumpenleistung möglichst gering zu halten. Eine weitere Option wäre ein Pneumatikschieber. Pneumatikschieber selbst benötigen keinen Strom, lediglich der Luft-Kompressor wird zwischendurch elektrisch angetrieben (BGA-Hersteller: Schweitzer)

Formel 3.3-7

$$E_{trans,y} = F_{CON-total} EF_{CO2-diesel}$$

$E_{trans,y}$ = Transportemissionen aller Substrate, in t CO₂-Äq/a

$F_{CON-total}$ = Dieserverbrauch für den Transport aller Substrate, in l

$EF_{CO2-diesel}$ = Emissionsfaktor für Dieseltreibstoff, in kg CO₂/l

mit

Formel 3.3-8

$$F_{CON-total} = \sum F_{CON-i} \cdot D_i$$

i = Index für Biomasseart

F_{CON-i} = Dieserverbrauch des Transporters für die Biomasseart i , in l/km

D_i = Fahrdistanz um die Biomasseart i zur oder von der BGA zu transportieren, in km

wobei

Formel 3.3-9

$$D_i = F_i \cdot D_{i-BGA}$$

F_i = jährliche Fahrten um Biomasseart i zur BGA zu transportieren und um den Gärrest zurück zu transportieren (G= Gülle, M= Mist, C=Cosubstrate)

D_{i-BGA} = mittlere Entfernung Biomasseart i zum BGA Standort, in km

mit

Formel 3.3-10

$$F_i = V_i / C_i \cdot 4$$

F_i = Anzahl der Transportfahrten pro Jahr, in d

V_i = Volumen der zu und von der BGA transportierten Biomasseart i , in m^3/a

C_i = Transportvolumen des Transporters für Biomasseart i , in m^3

4 = Faktor um An- und Abtransport Rechnung zu tragen. Annahme, dass jede Anlieferung von Biomasse 2 Fahrten benötigt, jede Auslieferung von Gärrest ebenso. Ausgenommen Rindergülle, da dafür nur ein Abtransport notwendig ist, wird hier mit dem Faktor 2 gerechnet

Tabelle 3.3-4 Transportemissionen

Zeichen	Rümpel	Einheit	Beschreibung	Quelle
VG	4.928	m ³	Volumen Rindergülle	Hofparameter
VM	365	m ³	Volumen Rindermist	Hofparameter
VC	1.186	m ³	Volumen Cosubstrate	Hofparameter
CG	25	m ³	Transportkapazität Rindergülle	Hofparameter
CM	25	m ³	Transportkapazität Rindermist	Hofparameter
CC	25	m ³	Transportkapazität Cosubstrate	Hofparameter
DG-BGA	1,50	km	Entfernung Rindergülleentstehung- BGA	Hofparameter
DM-BGA	0,10	km	Entfernung Rindermistentstehung- BGA	Hofparameter
DC-BGA	3,0	km	durchschnittliche Entfernung Cosubstrate- BGA	Hofparameter
FG	394	#	Tage pro Jahr Rindergülletransport	Berechnet
FM	58	#	Tage pro Jahr Rindermisttransport	Berechnet
FC	95	#	Tage pro Jahr Cosubstratetransport	Berechnet
DG	679	km	Transportentfernung Gülle	Berechnet
DM	6	km	Transportentfernung Mist	Berechnet
DC	285	km	Transportentfernung Cosubstrate	Berechnet
FCON-G	0,3	l/km	Dieserverbrauch pro Kilometer Rindergülle	Hofparameter
FCON-M	0,3	l/km	Dieserverbrauch pro Kilometer Rindermist	Hofparameter
FCON-C	0,3	l/km	Dieserverbrauch pro Kilometer Cosubstrate	Hofparameter
FCON-all-total	493	l	Totaler Dieserverbrauch	Berechnet
EFCO2-diesel	3,057	kg CO2/l	Emissionsfaktor Diesel	LfU,GEMIS
PEtrans	1,506	t CO2 / a	Transportemissionen	Berechnet

Zu beachten ist, dass sich der Emissionsfaktor für Diesel aus einem direkten Emissionsfaktor von 2,63 kg CO₂/l und einem Faktor für die indirekten Emissionen in Höhe von 0,428 kg CO₂/l zusammensetzt.

Wie Tabelle 3.3-4 zeigt werden jährlich 1,5 t CO₂ bzw. t CO₂-Äq/a durch Substrattransporte für den BGA-Betrieb emittiert.

Emissionen durch Eigenstrombedarf

Strom, den die Anlage für ihren Betrieb benötigt, wird in der Regel zugekauft. Das hat den Grund, dass der Stromeinkaufspreis für den Anlagenbetreiber günstiger ist, als die Vergütung für den verkauften Biogasstrom.

Der Eigenstrombedarf einer Biogasanlage liegt bei circa 8 % des hergestellten Stroms (eigene Rechnung nach KTBL). Das sind 48.708 kWh/a die aus dem derzeitigen Strommix verwendet werden. Der deutsche Strommix emittierte im Jahr 2010 laut KTBL 0,563 kg CO₂ Äq/kWh_{el}.

Formel 3.3-11

$$E_{el,y} = EG_{el} \cdot consumption_{el} \cdot E_{mix,el,ger}$$

$E_{el,y}$ = Emissionen durch Eigenstrombedarf, in kg CO₂-Äq/a

EG_{el} = Produzierter Strom, in kWh_{el}

$consumption_{el}$ = Eigenstrombedarf, in %

$E_{mix,el,ger}$ = CO₂-Emission deutscher Strommix, in kg CO₂-Äq/a

Tabelle 3.3-5 Emissionen durch Eigenstrombedarf

Zeichen	Bezeichnung	Parameter	Einheit	Quelle
EG _{el,brutto}	Jährliche elektr. Leistung (brutto)	608.850 kWh/a		berechnet
Consumption _{el}	Für den Betrieb benötigte elektr. Leistung (8%)	48.708 kWh/a		berechnet
E _{mix,el,ger}	CO ₂ -Emission deutscher Strommix	0,563	kg CO ₂ -Äq/kWh _{el}	KTBL
E _{el,y}	Emissionen durch Eigenstrombedarf	27.423	kg CO ₂ -Äq/a	berechnet
E_{el,y}	Emissionen durch Eigenstrombedarf	27,4	t CO₂-Äq/a	berechnet

Daraus ergeben sich Emissionen in Höhe von 27,4 t CO₂-Äq/a.

Emissionen durch Gasverluste

Gasverluste treten während der Entstehung, der Lagerung und dem Transport des Gases auf.

Um einen Faktor zu beziffern, der angibt wie hoch die Verluste sind, wurden Monitoringberichte von schweizerischen BGA genutzt, die als Klimaschutzprojekte verifiziert worden sind. Dabei handelt es sich um fünf landwirtschaftliche Anlagen, die ebenfalls 80 % Hofdünger und 20 % Cosubstrate einsetzen und als Klimaschutzprojekte gasdichte Lagerbehälter nutzen müssen. In den Monitoringberichten werden Gasundichtigkeitsmessungen und Verluste festgehalten.

Für die Feststellung des Gasverlustes wird für jede der fünf BGA der prozentuale Anteil der CH₄-Emissionen an der Biogasproduktion wie folgt berechnet.

Formel 3.3-12

$$PLF_i = PL_i / (BGP_i \cdot C_{CH_4,i} \cdot D_{CH_4})$$

PLF_i = Emissionsfaktor der Gasverluste, in %

i = Index der BGA i

PL_i = gemessene Methanverluste, in kg/a

BGP_i = Biogasproduktion der BGA i, in m³

C_{CH₄} = Methangehalt des Biogases der BGA i, in %

D_{CH₄} = Dichte von CH₄, in kg/m³

Aus den errechneten Werten der einzelnen BGA wird der Durchschnittswert gebildet.

Tabelle 3.3-6 Durchschnittliche Methanverluste

Zeichen	Bezeichnung	BGA 1	BGA 2	BGA 3	BGA 4	BGA 5	Einheit	Quelle
BGP2011	Biogasproduktion	456417,85	404684,87	419123,00	330114,00	183547,00	m ³	Hofparameter
MC2011	CH ₄ -Gehalt	0,58	0,57	0,55	0,55	0,60		Hofparameter
MPm ³	CH ₄ -Produktion in m ³	262440,26	229183,16	229679,40	181562,70	110128,20	m ³	berechnet
DCH ₄	Dichte CH ₄	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	kg/m ³	IPCC
MPkg	Methanproduktion in kg	175834,98	153552,72	153885,20	121647,01	73785,89	kg/a	berechnet
ME	Methanemission	5999,00	3910,00	160,00	207,00	42,00	kg/a	Gemessen durch Gutachter
	Anteil	3,41	2,55	0,10	0,17	0,06	%	berechnet
	Gesamtdurchschnitt	1,26						berechnet

Es ergibt sich ein Durchschnittswert von 1,26 %, der als Faktor eingesetzt wird.

Die Emissionen aus den Gasverlusten können mit der folgenden Formel berechnet werden.

Formel 3.3-13

$$E_{PL,y} = PLF \cdot GWP_{CH_4} \cdot D_{CH_4} \cdot \left(\sum_{j,LT} MCF_j \cdot B_{0,LT} \cdot V_{LT,y} \cdot Q_{manuare,j,LT,y} \cdot SVS_{j,LT,y} \right) + MP_{maize,y}$$

$E_{PL,y}$	= Emissionen durch Gasverluste (engl. Physical leakage) , in t CO ₂ -Äq/a
GWP_{CH_4}	= Global Warming Potential CH ₄ (25)
D_{CH_4}	= Dichte von CH ₄ , in t/m ³
PLF	= Emissionsfaktor der Gasverluste, in %
MCF	= Methankonversionsfaktor, in %
LT	= Tierart (engl. Livestock)
$B_{0,LT}$	= Maximales Methanproduktionspotenzial der organischen Trockenmasse einer Tierart
V_{LT}	= Frischmasse eines Substrates der jeweiligen Tierart (t oder m ³)
$Q_{manuare,LT,y}$	= Trockenmasse eines Substrates der jeweiligen Tierart
$SVS_{LT,y}$	= organische Trockenmasse eines Substrates der jeweiligen Tierart
$MP_{maize,y}$	= Methanproduktion durch Mais, in m ³

mit

Formel 3.3-14

$$MP_{maize} = BP_{maize} \cdot C_{CH_4,maize}$$

MP_{maize}	= Methanproduktion durch Mais, in m ³ /a
BP_{maize}	= Biogasproduktion durch Mais, in m ³ /a
$C_{CH_4,maize}$	= Methangehalt in Biogasproduktion durch Mais, in %

Die verwendeten Parameter sowie die errechneten Emissionen werden in der Tabelle 3.3-7 dargestellt.

Tabelle 3.3-7 Emissionen durch Gasverluste

Zeichen	Bezeichnung	Parameter	Einheit	Quelle
VLM	Rindergülle	4.928	t/a	Hofparameter
VSM	Rindermist	365	t/a	Hofparameter
BoLM	Methan in Rindergülle	0,24	m ³ CH ₄ /kg oTS	IPCC
BoSM	Methan in Rindermist	0,24	m ³ CH ₄ /kg oTS	IPCC
QLmanure	Durchschnittlicher Feststoffgehalt (Trockenmasse) ir	0,100	TS/FM	KTBL
Qsmanure	Durchschnittlicher Feststoffgehalt (Trockenmasse) ir	0,300	TS/FM	LWK-SH
SVSLM	Durchschnittlicher organischer Feststoffgehalt in Rin	0,800	oTS/TS	LWK-SH
SVSSM	Durchschnittlicher organischer Feststoffgehalt in Rin	0,850	oTS/TS	KTBL
MCFLM	Methankonversionsfaktor Rindergülle	39%		IPCC
MCFSM	Methankonversionsfaktor Rindermist	1%		IPCC
PLF	Gasverluste	1,26%		Berechnet
DCH4	Dichte von Methan unter Standardbedingungen	0,000670	t/Nm ³	IPCC
GWPC _{H4}	GWP Methan	25	#	IPCC
QLmanure	Trockenmasse Rindergülle	493	t TS/a	Berechnet
Qsmanure	Trockenmasse Rindermist	110	t TS/a	Berechnet
SVSaLM	organische Trockenmasse Rindergülle	394	t oTS/a	Berechnet
SVSaSM	organische Trockenmasse Rindermist	93	t oTS/a	Berechnet
EFaLM	Methanpotenzial Rindergülle	94.618	m ³ CH ₄ /a	Berechnet
EFaSM	Methanpotential Rindermist	22.338	m ³ CH ₄ /a	Berechnet
ERLM	Emissionen durch Gasverlust Rindergülle	8	t CO ₂ -Äq/a	Berechnet
ERSM	Emission durch Gasverlust Rindermist	0	t CO ₂ -Äq/a	Berechnet
PLFmanure	Methangasverluste aus Hofdüngern	8	t CO₂-Äq/a	Berechnet
MPmaize,y	Methanproduktion aus Mais	126.155	m ³ /a	Berechnet
DCH4	Dichte von Methan unter Standardbedingungen	0,000670	t/Nm ³	IPCC
GWPC _{H4}	GWP Methan	25	#	IPCC
PLFy	Gasverluste	1,26%		Berechnet
PLFmaize,y	Methangasverluste aus Mais	27	t CO₂-Äq/a	Berechnet
PLFtotal,y	Gesamte Gasverluste	34,5	t CO₂-Äq/a	Berechnet

Emissionen durch unvollständige Verbrennung des Biogases im BHKW

Es wird für die Berechnung der unvollständigen Verbrennung angenommen, dass das BHKW 8200 h/a im Betrieb ist (Keymer, 2011)

Bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C ist eine Dichte von 0,67 kg/m³ in Abhängigkeit der Gaskonstanten und der molaren Masse durch das IPCC 2006 genannt.

Das CH₄ wird als Brennstoff des BHKW-Motors nahezu vollständig verbrannt. Die Verbrennungseffizienz beträgt 99,0 %.

Formel 3.3-15

$$MP = BP \cdot C_{CH_4}$$

MP = Methanproduktion, in m³/a

BP = Biogasproduktion, in m³/a

C_{CH₄} = Methangehalt in Biogas, in %

Formel 3.3-16

$$m_{CO_2e} = MP \cdot D_{CH_4} \cdot GWP_{CH_4}$$

m_{CO_{2e}} = Masse, in t CO₂-Äq/a

MP = Methanproduktion, in m³/a

D_{CH₄} = Dichte von CH₄, in kg/m³

GWP_{CH₄} = Global Warming Potential CH₄ (25)

Formel 3.3-17

$$E_{flare,CHP,y} = m_{CO_2e} \cdot \frac{h_a}{h_y} \cdot (1 - \eta_{flare,CHP})$$

E_{flare,CHP,y} = Emissionen durch unvollständige Verbrennung, in kg CO₂-Äq/a

CHP = Index für BHKW (engl. Combined heat and power)

h_a = aktive Betriebsstunden des BHKWs, in h/a

h_y = Jahresstunden, in h/a

η_{flare,CHP} = Wirkungsgrad des BHKWs, in %

Tabelle 3.3.-8 stellt die verwendeten Parameter sowie das Ergebnis dar.

Tabelle 3.3-8 Emissionen durch unvollständige Verbrennung im BHKW

Zeichen	Bezeichnung	Wert	Einheit	Quelle
BP	Biogasproduktion	432660,8	m ³ /a	berechnet
CCH ₄	Mittlerer CH ₄ -Gehalt	0,5		berechnet
MP	Masse CH ₄	234069,5	m ³ /a	berechnet
DCH ₄	Dichte CH ₄	0,67	kg/m ³	IPCC
mCH ₄	Masse CH ₄	156,8	t/a	berechnet
GWPC _{CH₄}	GWP CH ₄	25,0	#	IPCC
mCO ₂ e	Masse CO ₂ -Äq	3920,7	t CO ₂ -Äq/a	berechnet
ha	Betriebsstunden	8200,0	h/a	KTBL 2011
hy	Jahresstunden	8760,0	h/a	berechnet
η _{flare,CHP}	Verbrennungseffizienz	0,995		Hofstetter UWT 2010
E_{flare,CHP} Emissionen durch unvollständige Verbrennung im BHKW		18,4	t CO₂-Äq/a	berechnet

Durch die Berechnung der produzierten Methanmenge pro Jahr lässt sich mit Hilfe des GWP von CH₄ auf Emissionen von 18,4 t CO₂-Äq schließen.

Unvollständige Verbrennung durch die Notfackel

Die in Ausnahmefällen zur Methanverbrennung genutzte Notfackel verbrennt mehr als 99 % des eingehenden CH₄ (Hofstetter Umwelttechnik AG, 2010).

Das entweichende CH₄ muss in der Emissionsrechnung berücksichtigt werden.

Die Berechnung verläuft ebenso wie die zur Ermittlung der Emissionen durch unvollständige Verbrennung im BHKW. Allerdings betragen die Betriebsstunden der Gasfackel nur 560 Stunden im Jahr. Dabei handelt es sich um die verbleibenden Stunden, in denen das BHKW nicht im Betrieb ist und das Gas nicht gespeichert werden kann.

Formel 3.3-18

$$MP = BP \cdot C_{CH_4}$$

MP = Methanproduktion, in m³/a

BP = Biogasproduktion, in m³/a

C_{CH₄} = Methangehalt in Biogas, in %

Formel 3.3-19

$$m_{CO_2e} = MP \cdot D_{CH_4} \cdot GWP_{CH_4}$$

- m_{CO_2e} = Masse, in CO₂-Äquivalent, in t CO₂-Äq/a
- MP = Methanproduktion, in m³/a
- D_{CH_4} = Dichte von CH₄, in kg/m³
- GWP_{CH_4} = Global Warming Potential CH₄ (25)

Formel 3.3-20

$$E_{flare,F,y} = m_{CO_2e} \cdot \frac{h_a}{h_y} \cdot (1 - \eta_{flare,F})$$

- $E_{flare,F,y}$ = Emissionen durch unvollständige Verbrennung, in kg CO₂-Äq/a
- h_a = aktive Betriebsstunden der Notfackel, in h/a
- h_y = Jahresstunden, in h/a
- $\eta_{flare,F}$ = Wirkungsgrad der Notfackel, in %

Tabelle 3.3.-9 gibt die genutzten Parameter sowie die berechnete Emission durch unvollständige Verbrennung durch die Gasfackel wieder.

Tabelle 3.3-9 Emissionen durch unvollständige Verbrennung durch die Gasfackel

Zeichen	Bezeichnung	Wert	Einheit	Quelle
BP	Biogasproduktion	432660,8	m ³ /a	berechnet
CCH4	Mittlerer CH4-Gehalt	0,5		berechnet
MP	Masse CH4	234069,5	m ³ /a	berechnet
DCH4	Dichte CH4	0,67	kg/m ³	IPCC
mCH4	Masse CH4	156,8	t/a	berechnet
GWPC _{CH4}	GWP CH4	25,0	#	IPCC
m_{CO_2e}	Masse CO ₂ -Äq	3920,7	t CO ₂ -Äq/a	berechnet
h_a	Betriebsstunden	560,0	h/a	KTBL 2011
h_y	Jahresstunden	8760,0	h/a	berechnet
$\eta_{flare,F}$	Verbrennungseffizienz	0,990		Hofstetter UWT 2010
E_{flare,CHP} Emissionen durch unvollständige Verbrennung im BHKW			2,5 t CO₂-Äq/a	berechnet

So ergibt sich ein Wert von 2,5 t CO₂-Äq/a durch die unvollständige Methanverbrennung mit der Gasfackel.

Emissionen durch Errichtung der Biogasanlage

Die Emissionen, die durch den Bau der Biogasanlage entstehen, machen etwa 3 % der gesamten Betriebsemissionen aus (Hundt, 2010), (Bachmaier, et al., 2009). Dieser Wert bezieht sich auf BGA, die dem Stand der Technik entsprechen und damit beispielsweise keine großen Gasleckagen aufweisen, was zur Erhöhung der Emissionen führen würde.

Formel 3.3-21

$$E_{construction,y} = E_{total,y} \cdot (1 - 97 \%)$$

$E_{construction,y}$ = Emissionen, die durch die Errichtung des BGA stattfinden,
in kg CO₂-Äq/a

$E_{total,y}$ = Gesamtemissionen, die durch den BGA-Betrieb entstehen,
in kg CO₂-Äq/a

Die in der Formel 3.3-21 verwendeten Parameter werden mit dem daraus folgenden Ergebnis in Tabelle 3.3-10 aufgelistet.

Tabelle 3.3-10 Emissionen durch Errichtung der BGA

Zeichen	Bezeichnung	Parameter	Einheit
$E_{total,y}$	Emissionen aus dem Betriebsszenario	154,2 t CO₂	Äq/a
$E_{flare,CHP,y}$	Verbrennungseffizienz des BHKWs	18,4 t CO ₂	Äq/a
$E_{flare,F,y}$	Gasflaring durch die Notfackel	2,5 t CO ₂	Äq/a
$E_{el,y}$	Eigenstrombedarf	27,4 t CO ₂	Äq/a
$\Delta E_{maize,y}$	Zusatzemissionen durch Energiemais	0,004 t CO ₂	Äq/a
$E_{indirekt,l,y}$	Indirekte Landnutzungsänderung	70,0 t CO ₂	Äq/a
$E_{PL,y}$	Gasverluste	34,5 t CO ₂	Äq/a
$E_{trans,y}$	Transport	1,5 t CO ₂	Äq/a
$E_{construction,y}$	Emissionen aus Errichtung 3%	4,6 t CO₂	Äq/a

Die Errichtungsemissionen sind mit dieser Berechnungsmethode abhängig von den weiteren Betriebsemissionen, was nur bedingt richtig ist. Es ist daher lediglich der Anspruch dieser Berechnung, eine Vorstellung über die Größenordnung dieses Emissionsfaktors zu geben.

Emissionen durch Maschinenbereitstellung

Keine Berücksichtigung finden indirekte Emissionen durch die Maschinenbereitstellung. Das hat zum einen den Grund, dass diese nicht eindeutig der Biogaserzeugung zuzurechnen sind, da sie auch für weitere landwirtschaftliche Aktivitäten genutzt werden. Zum anderen liegen sie unter einem Prozent (Hundt, 2010), so dass sie definitionsgemäß vernachlässigt werden können.

Formel 3.3-22

$$E_{\text{indirekt},M,y} = 0$$

$E_{\text{indirekt},M}$ = Indirekte Emissionen durch Maschinenbereitstellung, in kg CO₂-Äq/a

3.3.3. Emissionsreduktion durch Ersatz von fossilen Energieträgern

Wie aus dem Wärmekonzept ersichtlich wird, kann die Restwärme des BHKWs extern genutzt werden, um beispielweise das Haus sowie die Betriebsgebäude zu beheizen. So kann der bisherige fossile Brennstoff ersetzt werden. Ausgegangen wird von einer externen Wärmeabnahme in Höhe von 50.000 kWh/a (Mehrgenerationenhaus und Betriebsgebäude).

Für die Berechnung wurde die Methodology AMS I C "Thermal energy production with or without electricity" (Version 15 vom 17. July 2009) genutzt.

Für das entsprechende Referenzszenario wurde § 12 (a) „electricity is imported from the grid and thermal energy (steam/heat) is produced using fossil fuels“ verwendet.

Es wird angenommen, dass es sich bei der Anlage, um eine moderne Erdgas-Brennwertherme mit einem Wirkungsgrad von 1 handelt. Erdgas hat einen CO₂-Ausstoß von 56 t CO₂/TJ (NRCAN, 2008).

Formel 3.3-23

$$ER_{B,y} = E_{B,y} = \frac{EG_{\text{thermal},y}}{\eta_{BL,\text{thermal}}} \cdot EF_{CO_2}$$

$ER_{B,y}$ = Emissionsreduktion durch Ersatz fossiler Brennstoffe, in t CO₂-Äq/a

$E_{B,y}$ = Emissionen des Heizbedarfs aus fossilen Quellen, in t CO₂-Äq/a

$EG_{\text{thermal},y}$ = Ersetzter Heizbedarf durch Betriebsaktivität, in TJ/a

$\eta_{BL,\text{thermal}}$ = Wirkungsgrad des bisherigen Heizsystems, in %

EF_{CO_2} = CO₂-Emissionsfaktor des fossilen Brennstoffes, in t CO₂/TJ

Die genutzten Parameter sowie das Ergebnis zeigt Tabelle 3.3-11.

Tabelle 3.3-11 Emissionsreduktion durch Ersatz fossiler Brennstoffe

Zeichen	Parameter	Einheit	Beschreibung	Quelle
EGthermal,y	50.000 kWh		Summe der ersetzten Wärmeenergie	berechnet
EGthermal,y	0,18 TJ		Summe der ersetzten Wärmeenergie	berechnet
EFCO2	Erdgas 56 t CO ₂ / TJ		Brennstoff des Referenzszenario Emissionsfaktor des Brennstoffes aus dem Referenzszenario	Hofparameter nrcan
ERBy	10,1 t CO₂-Äq		Emissionsreduktion durch Ersatz fossiler Brennstoffe	berechnet

Die Emissionen des bisherigen Heizsystems mit fossilen Brennstoffen in Höhe von 10,1 t CO₂-Äq können vollständig ersetzt werden. Daher entspricht dieser Wert dem der Emissionsreduktion durch Wärmegutschrift.

3.3.4. Gesamtemissionsreduktion durch BGA Betrieb

Die Gesamtemissionen durch den BGA-Betrieb ergeben sich aus der Addition der einzelnen Betriebsemissionen, welche die folgende Formel zusammengefasst wiedergibt.

Formel 3.3-24

$$E_{total,y} = \Delta E_{maize,y} + E_{indirekt,l,y} + E_{trans,y} + E_{el,y} + E_{PL,y} + E_{flare,CHP,y} + E_{flare,F,y} + E_{construction,y}$$

- $E_{total,y}$ = Gesamtemissionen durch den BGA-Betrieb, in t CO₂-Äq/a
- $\Delta E_{maize,y}$ = Zusatzemissionen durch Sortenwechsel beim Maisanbau, in t CO₂-Äq/a
- $E_{indirekt,l,y}$ = Indirekte Emissionen durch Flächennutzungsänderung, in t CO₂-Äq/a
- $E_{trans,y}$ = Transportemissionen aller Substrate, in t CO₂-Äq/a
- $E_{el,y}$ = Emissionen durch Eigenstrombedarf, in t CO₂-Äq/a
- $E_{PL,y}$ = Emissionen durch Gasverluste (engl. Physical leakage), in t CO₂-Äq/a
- $E_{flare,CHP,y}$ = Emissionen durch unvollständige Verbrennung im BHKW,
in t CO₂-Äq/a
- $E_{flare,F,y}$ = Emissionen durch unvollständige Verbrennung durch die Notfackel,
in t CO₂-Äq/a
- $E_{construction,y}$ = Emissionen, die durch die Errichtung des BGA stattfinden,
in t CO₂-Äq/a

Um die Gesamtemissionsreduktion durch die Hofbiogasanlage festzustellen, wird angenommen, dass die Methanemission aus dem Referenzszenario nun für das BHKW genutzt werden und es so zu ihrer Reduktion kommt. Dagegen gerechnet werden die Emissionen, die durch den Betrieb entstehen bzw. beim Betrieb vorkommen. Letztlich erfolgt die Gutschrift durch den Ersatz fossiler Brennstoffe im Heizsystem.

Für die beschriebene Kalkulation wird folgende Formel genutzt:

Formel 3.3-25

$$R_{THG,y} = E_{Ref,y} - E_{total,y} + ER_{B,y}$$

- $R_{THG,y}$ = Reduktion der Treibhausgase durch den Betrieb einer BGA,
in t CO₂-Äq/a
- $E_{Ref,y}$ = Emissionen der Hofdünger im Referenzszenario, in t CO₂-Äq/a
- $E_{total,y}$ = Gesamtemissionen durch den BGA-Betrieb, in t CO₂-Äq/a
- $ER_{B,y}$ = Gutschrift durch Ersatz fossiler Brennstoffe beim Heizsystem,
in t CO₂-Äq/a

In der Tabelle 3.3-12 sind die Emissionen aus dem Referenzszenario sowie dem Betriebsszenario zusammengefasst.

Tabelle 3.3-12 Zusammenfassung der Emissionsberechnungen

Emissionen aus dem Referenzszenario	584,5 t CO₂-Äq/a
Rindergülle und Rindermist	584,5 t CO ₂ -Äq/a
Emissionen aus dem Betriebsszenario	158,9 t CO₂-Äq/a
Verbrennungseffizienz des BHKWs	18,4 t CO ₂ -Äq/a
Gasflaring durch die Notfackel	2,5 t CO ₂ -Äq/a
Eigenstrombedarf	27,4 t CO ₂ -Äq/a
Zusatzemissionen durch Energiemais	0,004 t CO ₂ -Äq/a
Indirekte Landnutzungsänderung	70,0 t CO ₂ -Äq/a
Errichtung der Biogasanlage	4,6 t CO ₂ -Äq/a
Gasverluste	34,5 t CO ₂ -Äq/a
Transport	1,5 t CO ₂ -Äq/a
Gutschrift durch Ersatz fossiler Brennstoffe	10,1 t CO₂-Äq/a
Wärmegutschrift	10,1 t CO ₂ -Äq/a
Reduktion von CO₂ Äq	435,7 t CO₂-Äq/a

Es ergibt sich damit eine Gesamtemissionsreduktion von 435,7 t CO₂-Äq/a.

4. Diskussion

4.1. Bewertung der Ergebnisse

Ohne die Nutzung des CH₄ aus Hofdüngern in einer BGA werden jährlich 584,5 t CO₂-Äq emittiert. Durch die Vergärung der Hofdünger im gasdichten Fermenter und der anschließenden Nutzung im BHKW können die CH₄-Emissionen in die Atmosphäre vermieden werden, und darüber hinaus dienen sie zusätzlich einer Stromproduktion von 615.000 kWh/a sowie einer Wärmeproduktion von 813.971 kWh/a (siehe Tabelle 3.1-6).

Die Betriebsemissionen in Höhe von 158,9 t CO₂-Äq schmälern die Reduktion, so dass sich eine Gesamtemissionsreduktion von 435,7 t CO₂-Äq.

Die Abbildung 4.1-1 stellt grafisch die Aufteilung der Betriebsemissionen dar.

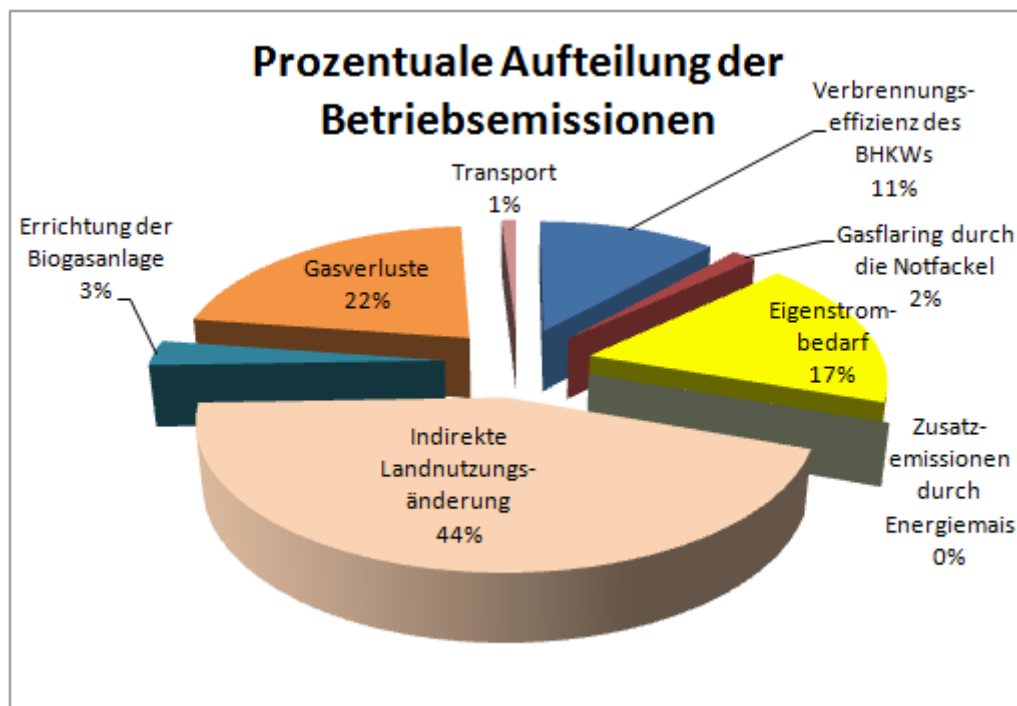


Abbildung 4.1-1 Aufteilung der Betriebsemissionen

Zu vernachlässigen sind die Emissionen aus dem Transport, dem Gasflaring durch die Notfackel sowie die Zusatzemissionen durch den Anbau von Energiemais. Wenig ins

Gewicht fällt auch die Errichtung der BGA mit knappen 3 % der gesamten betriebsbedingten Emissionen.

Relevant ist dagegen die Verbrennungseffizienz des BHKWs. Die daraus resultierenden Emissionen haben noch einen Anteil von 11 %.

Die Emissionen, die durch den Eigenstrombedarf und damit aus dem deutschen Strommix resultieren haben einen Part in Höhe von 17 %. Der deutsche Strommix wird hauptsächlich aus fossilen Quellen bedient, welche für die Treibhausgasemissionen verantwortlich sind.

Ein ebenfalls signifikanter Anteil von 22 % ist durch die Methangasverluste bei der Lagerung, der Entstehung und dem Transport des Gases bedingt. Da die Substrate nicht sofort nach ihrer Produktion in die Biogasanlage eingespeist werden, kann es zu Verlusten kommen.

Größtenteils werden Betriebsemissionen durch die indirekte Landnutzungsänderung mit einem Anteil von 44 % verursacht. Dieser Anteil beruht auf der These, dass der Anbau von Biomasse in Europa zur Flächennutzungsänderung in einem anderen Teil der Welt führt (Fritsche, et al., 2010). Bei der These handelt es sich um die sogenannte iLUC-These (indirect Land Use Change), einem Rechenmodell, das die Auswirkungen insbesondere auf Regenwälder, die gerodet werden und torfmoorige Gebiete, die als Ackerböden CO₂ emittieren, betrachtet (Knebel, 2012). Danach würde eine Nutzungsänderung dieser Flächen eine erhebliche CO₂-Äq-Emission bedeuten (Fritsche, et al., 2010).

Die iLUC-These ist allerdings nicht unumstritten. Die Studie, die diese These unterlegt wird insofern kritisiert als dass die Rodung von Waldflächen von vielen politischen Faktoren abhängt und nicht nur von der weltweiten Agrarnachfrage. Des Weiteren können die Restprodukte z.B. der Biokraftstoffherstellung (Rapskuchen) Sojaprodukte als Viehfutter ersetzen (Knebel, 2012), die sonst für ihren Anbau Ackerflächen benötigen würden.

Die Abbildung 4.1-2 zeigt, wie sich die Betriebsemissionen ohne die Emissionen der indirekten Flächennutzungsänderung aufteilen würden.

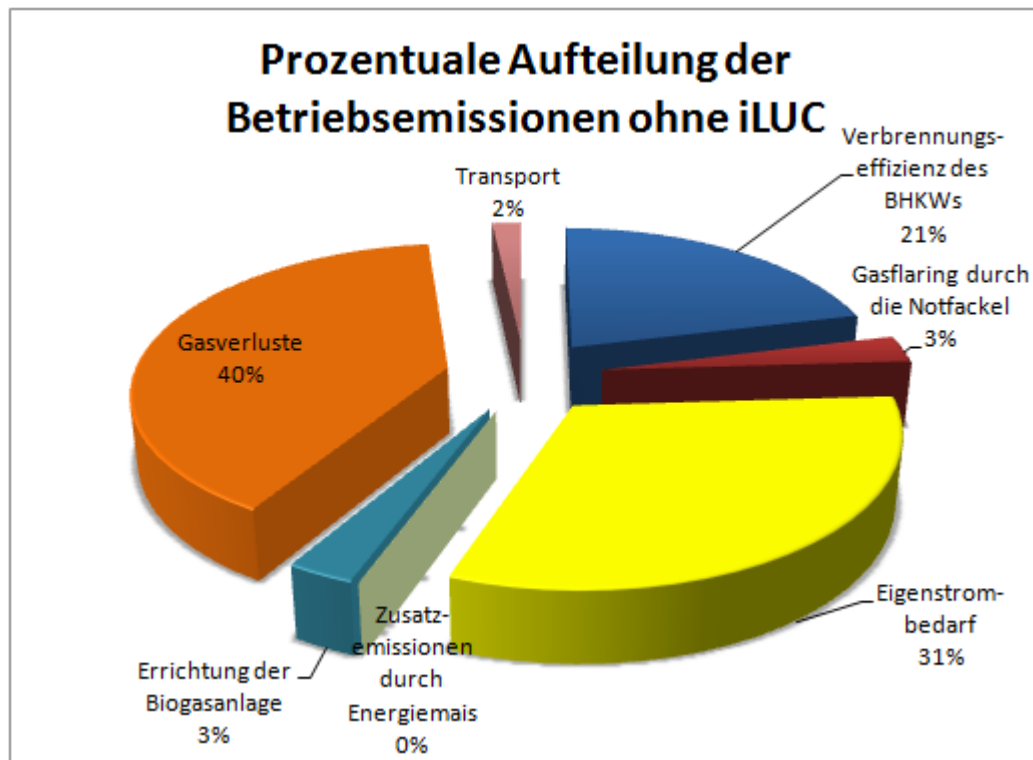


Abbildung 4.1-2 Prozentuale Aufteilung der Betriebsemissionen ohne iLUC

In diesem Szenario sind die Betriebsemissionen maßgeblich durch die Gasverluste und den Eigenstrombedarf bedingt. Dabei zeigt sich, dass die direkt durch den BGA-Betrieb verursachten Emissionen zwar niedrig, aber nicht vernachlässigbar sind. Sie haben mit 88,9 t CO₂-Äq/a einen Anteil an den Referenzszenarioemissionen in Höhe von 15,2 %.

Da von einem bisher ausgeglichenen Markt für die Futter- und Nahrungsmittel ausgegangen wird, bezieht diese Studie den genannten Mindestemissionsfaktor für indirekte Landnutzungsänderung mit ein. Der verwendete Faktor berücksichtigt zum einen die Substitutionseffekte und zum anderen, dass die Flächennutzungsänderung nicht 1:1 an einem anderen Ort stattfindet, sondern auch Stilllegungsflächen als alternative Anbauflächen genutzt werden. Des Weiteren macht dieser Faktor die Arbeit konservativer, so dass von einem Mindestreduktionspotenzial gesprochen werden kann.

Die Emissionsreduktion durch Ersatz fossiler Brennstoffe für das Heizsystem machen nur 2,2 % von der Gesamtreduktion aus. Das liegt zum einen daran, dass hier nicht das ganze Potenzial der extern nutzbaren Wärme ausgeschöpft wurde. Zum anderen wird im Referenzszenario bereits mit Erdgas geheizt, welches einen verhältnismäßig kleinen

CO₂-Emissionsfaktor (0.056 kg CO₂/MJ (NRCAN, 2008)) verglichen mit einer Ölheizung (0,078 kg CO₂/MJ (NRCAN, 2008)), wie sie auf alten Bauernhöfen noch oft eingesetzt wird, hat.

Zu beachten ist, dass die aufgestellte Berechnung neben den realen Daten, wie dem Hofdüngeranfall, den Umgebungsdaten und der Masse an Cosubstraten auch mit einigen theoretischen Daten bzw. mit Werten von Referenzmessungen aufgestellt wird. Mit diesem Hintergrund kann dies maximal zu theoretischen Berechnungsergebnissen führen. Sofern eine solche Anlage im Betrieb ist, lässt sich das Ergebnis überprüfen. Dazu kann die gemessene Biogasproduktion genutzt werden. Mit Referenzwerten der Gaspotenziale der eingesetzten Cosubstrate lässt sich ihr Gasertrag errechnen. Dieser wird wiederum vom Gesamtgasertrag subtrahiert, womit der Gasertrag der Hofdünger bestimmt werden kann. Messinstrumente geben den Methangehalt im Biogas an.

Auch diese Rechnung enthält einige Unsicherheitsfaktoren, wie den mittleren Methangehalt, der wiederum nicht exakt den der Hofdünger wiedergibt oder die lediglich potentiell erreichbaren Gaserträge der Cosubstrate. Sofern jedoch nur Maissilage als Zusatzsubstrat eingespeist wird, gibt es dazu bereits eine große Anzahl von Referenzwerten, die unter realistischen Bedingungen gemessen werden konnten (Referenzen z.B. FNR, KTBL, LfL).

4.2. Vergütungssubvention

Um zu zeigen auf welchem Niveau sich die Vergütung befindet, wird nachfolgend ein stark vereinfachter Vergleich zwischen dem Erzeugungspreis des aktuellen Strommixes und der Vergütung für eine Hofbiogasanlagen gemacht.

Eine Kilowattstunde Strom kostet im derzeitigen deutschen Strommix 15,84 cent. Dieser Preis beinhaltet die Herstellung, den Transport und den Vertrieb sowie die Konzessionsabgabe. Nicht eingerechnet sind Umlagen und Steuern (BDEW, 2012).

Wie im ersten Kapitel beschrieben wird die Kilowattstunde Strom einer Hofbiogasanlage mit 25 cent vergütet (weitere Transport- und Vertriebskosten werden hier vernachlässigt), was einer Subvention von 9,16 cent/kWh_{el} entspricht. Insgesamt werden bei

dem untersuchten Fallbeispiel 608.850 kWh/a Strom (inklusive 1 % Leitungsverlust) erzeugt und vergütet. So würde diese Biogasanlage mit 55.770 EUR/a subventioniert werden, wobei die Betriebskosten nicht gegengerechnet worden sind.

Zu beachten ist hierbei allerdings, dass man von steigenden Strompreisen ausgeht, was die Subvention schmälern würde.

4.3. Nachhaltigkeit bei Biogasanlagen

Grundsätzlich stellt die Biogasnutzung einen wichtigen Baustein der erneuerbaren Energien dar. Sie ist nicht wetterabhängig und kann gut gespeichert werden. Für die Landwirte bedeutet eine Biogasanlage ein Zusatzeinkommen.

Trotz ihres, als CO₂-neutral bewerteten, Beitrages zu Energieversorgung, gibt es einige Kritikpunkte. Wesentliche Kritikpunkte sind die Verminderung der Artenvielfalt durch Monokultur und die Unsicherheit der CO₂-Neutralität in Hinblick auf den Substratanbau.

Wie die Abbildung 1.4.-1 zeigt, kam es besonders in den letzten drei Jahren zu einem enormen Zubau der BGA der Leistungsklassen zwischen 150 kW_{el} und 500 kW_{el}. Diese Kategorie setzt hauptsächlich Maissilage ein (FNR, 2011), was erhebliche Auswirkungen auf die Ackerflächen und die Umgebung hat.

Die nachfolgende Grafik gibt eine kurze Einleitung in das Thema Baurecht, um zu zeigen nach welchen Rechtssystematiken BGA gebaut werden dürfen und wie es zu großen Monokulturen kommen kann.

Eine besondere Gesetzgebung für BGA gibt es nur im Baugesetzbuch, ansonsten gelten die allgemeinen Bauvorschriften.

Baurecht

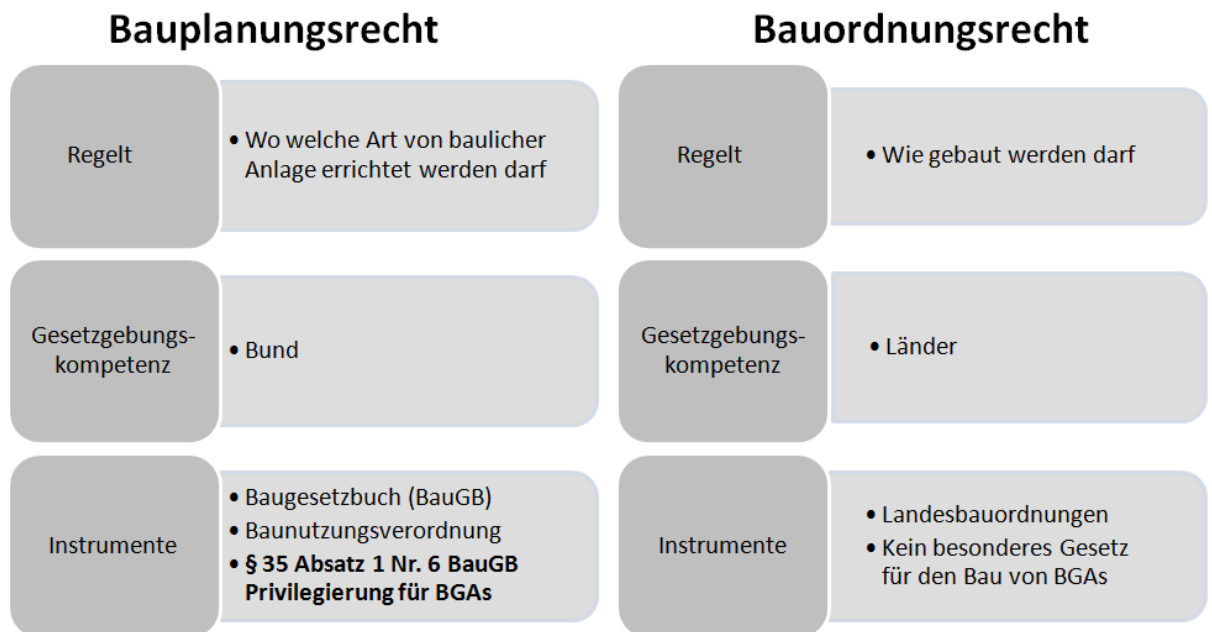


Abbildung 4.3-1 Baurechtssystematiken
Eigene Darstellung mit Informationen aus (Bredow, 2011)

Das Bauordnungsrecht für das die Länder die Gesetzgebungskompetenz haben, regelt wie gebaut werden darf. Das Bauplanungsrecht regelt, wo welche Art von baulicher Errichtung stattfinden darf. Dabei hat der Bund die Gesetzgebungskompetenz.

Anlagen zählen unter bestimmten Bedingungen zu privilegierten Anlagen, die nach dem § 35 Abs.1 Nr.6 BauGB im Außenbereich errichtet werden können und somit nicht einem qualifizierten Bebauungsplan unterliegen.

Bedingungen für die Privilegierung sind, dass das Vorhaben in einem räumlich funktionalen Zusammenhang mit dem landwirtschaftlichen Betrieb steht, Substrate zu mindestens 50 % vom Betrieb oder nahe gelegenen Betrieben stammen, die Feuerungswärmeleistung der Anlage 2 Megawatt und die Kapazität der Anlage nicht 2,3 Millionen Nm³ pro Jahr überschreitet und der Strom ins öffentliche Netz eingespeist wird. Weiter sieht das Bundesverwaltungsgericht vor, dass die Betriebsflächen nicht weiter als 15-20 km von der Anlage entfernt sein dürfen (Bredow, 2011).

„Im Zuge der Änderung des Kreislaufwirtschaftsgesetzes, das am 29.02.2012 im Bundesgesetzblatt verkündet wurde, ändert sich mit Wirkung zum 01.06.2012 die Frage der

Genehmigungsbedürftigkeit von Biogasanlagen: Biogas- und Biogasaufbereitungsanlagen werden ab einer Kapazität von 1,2 Mio. Normkubikmetern jährlicher Biogasproduktion immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig.

Nach der Gesetzesbegründung wird dies Biogasanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von ca. 750 kW betreffen, darunter können BHKW mit einer elektrischen Leistung ab ca. 270 kW fallen.“ (Loibl & Klewar, 2012).

Das Hauptanbausubstrat für Biogasanlagen ist der energiereiche Mais (Rensberg, et al., 2012). Der hohe Energieertrag von Mais zeigt sich auch in der Tabelle 3.1-4. So besteht die Substratmasse zwar lediglich aus 18,3 % Cosubstraten, sie an der gesamten Biogasproduktion jedoch einen Anteil von 56 % ausmachen.

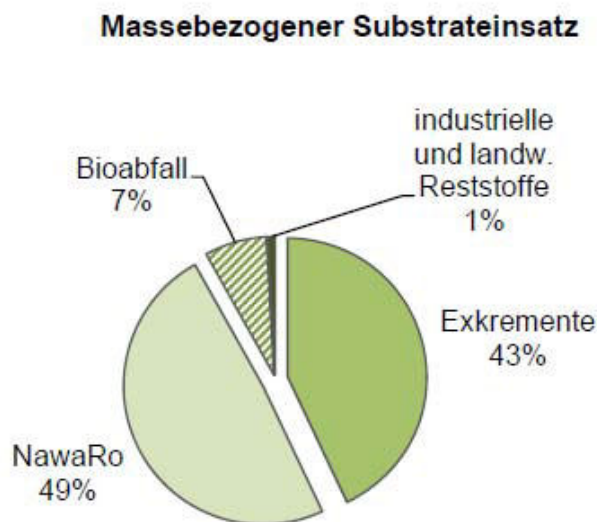


Abbildung 4.3-2 Massebezogener Substrateinsatz
Quelle: (Rensberg, et al., 2012) im DFBZ

Aus der Grafik des DBFZ geht hervor, dass 2010 massebezogen 76 % der nachwachsenden Rohstoffe aus Maissilage bestanden.

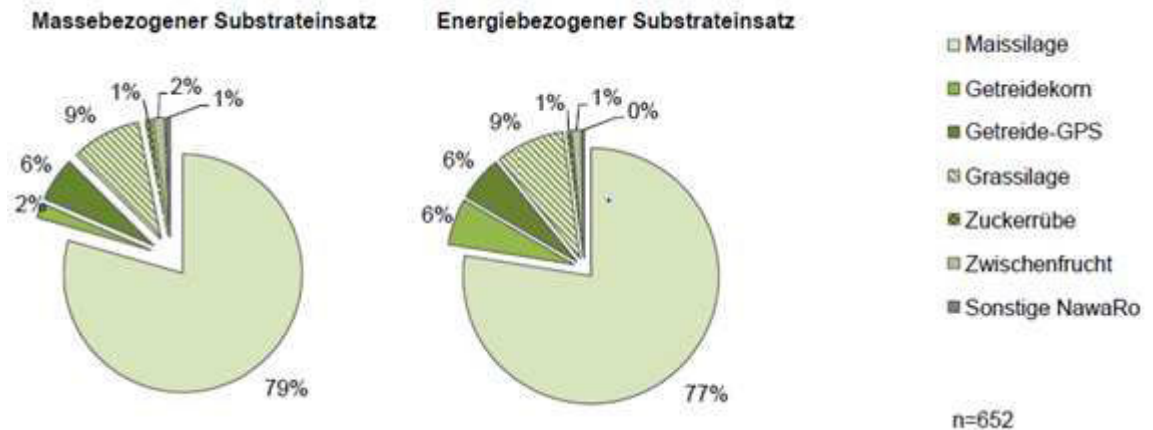


Abbildung 4.3-3 Masse- und energiebezogener Substrateinsatz

Quelle: (Rensberg, et al., 2012) im DFBZ

Wird die Privilegierung nach § 35 Abs.1 Nr.6 BauGB von mehreren Landwirten eines Umkreises genutzt, kann es zu einem unkontrollierten Zubau von Anlagen mit den dafür benötigten Flächen kommen. So führt unter anderem diese Privilegierung dazu, dass die eigentlich als landwirtschaftlich deklarierten Flächen als Industrieflächen zur Energieversorgung genutzt werden.

Der vermehrte Anbau von Mais als Energiepflanze, beeinflusst die Artenvielfalt negativ. So stehen beispielsweise weniger Brutplätze und auch ein vermindertes Nahrungsangebot zur Verfügung. Wobei zu beachten ist, dass Ursache dieser Negativfaktoren, die intensive Nutzung der Flächen ist und nicht die Energiepflanze als solches. So ist auch intensiv genutztes Grünland, das gedüngt und mehrmals im Jahr geschnitten wird problematisch für die Artenvielfalt.

Wichtig ist auch, dass die notwendigen Fruchtfolgen eingehalten werden. Das „fördert den Humusaufbau“, „verbessert die Bodenstruktur“, bindet N und „unterbindet Pflanzenkrankheiten“ (Agentur für Erneuerbare Energien e.V. & Fachverband Biogas e.V., 2009).

Werden Weidelandflächen oder moorige Gebiete für den Energiepflanzenanbau umgepflügt, kann, wie bereits geschildert, der im humushaltigen Boden enthaltende C einfacher mit dem Sauerstoff in der Luft reagieren und sich in CO₂ umwandeln. Daneben wird mit den Gärresten NH₃ auf die Felder ausgebracht, welches ebenfalls mit dem O₂

in der Luft wieder zu N_2O oxidieren kann. Die Emissionen sind, wie im Kapitel 1.5. beschrieben, maßgeblich abhängig von der Ausbringungsmethode.

Grundsätzlich ist CO_2 aus der Biogasverbrennung als neutral zu bewerten, da CO_2 , das bei Verbrennung freigesetzt wird, vorher von Pflanzen aufgenommen wurde und ihnen auch nach Emission aus dem BHKW wieder zur Verfügung steht.

Jedoch zeigt diese Studie, dass weitere Faktoren berücksichtigt werden müssen, die CO_2 -Äq freisetzen. Das Ergebnis dieser Untersuchung zeigt, dass kleine Hofbiogasanlagen Treibhausgase reduzieren können. Das gilt jedoch nicht uneingeschränkt für BGA.

Eine signifikante Reduktion kann nur realisiert werden, wenn der Hofdünger täglich in den Fermenter eingespeist wird und somit keine langen Lagerzeiten anfallen. Außerdem wird der Gärrest anschließend in gasdichten Behältern gesammelt, was ebenfalls die Emissionen reduziert.

Bei großen NawaRo-Anlagen, werden die Anteile der indirekten Landnutzungsänderung an der CO_2 -Äq-Emissionen wesentlich größer sein und die der reduzierten Treibhausgase durch Hofdünger deutlich geringer.

Die NawaRo-Anlagen sind allerdings notwendig, um die sogenannte Energiewende umzusetzen. Sie liefern so viel Wärme, dass kleinere Siedlungen damit beheizt werden können. Daneben können sie das aufbereitete Biogas als Kraftstoff liefern oder direkt ins Erdgasnetz einspeisen. Ihre Berechtigung finden sie auch in virtuellen Kraftwerken, bei denen Energieerzeugungsanlagen aus verschiedenen Sektoren wie Windkraft, Solar-energie und Biomasse virtuell verknüpft sind. Dabei dient das speicherbare Biogas im Falle einer Flaute oder in Zeiten mit wenig Sonnenschein als Reserve.

Eine weitere wichtige Regelung des EEGs ist die der Gasabdichtung bei neuerrichteten Gärrestlagern. Eine Studie des KTBL hat gezeigt, dass undichte oder gar offene Gärrestlager Hauptursache für Treibhausgasemissionen durch BGA sind (Roth, et al., 2011).

4.4. Fazit

Diese Studie zeigt, dass die CO₂-Äq und CH₄-Emissionsreduktion in der Landwirtschaft durch kleine Hofbiogasanlagen sinnvoll und auch umsetzbar ist.

Optimierungspotenziale gibt es allerdings noch in Bezug auf den Maiseinsatz sowie die Stall- und Entmistungssysteme. Mais könnte zukünftig durch Landschaftspflegematerial und Grassilage ersetzt werden. Die Ställe sind bestenfalls mit Spaltböden auszuführen, so dass keine langen Lagerzeiten entstehen, in denen Treibhausgase emittieren können. Eine geringe Lagerzeit der Hofdünger kann auch durch kurzfristige Entmistung erzielt werden.

Wie das Ergebnis zeigt, können zumindest theoretisch 435,7 t CO₂-Äq/a eingespart werden. Dieser Wert kann in der Praxis durch geeignete Messtechnik überprüft werden.

Literaturverzeichnis

- Agentur für Erneuerbare Energien e.V. & Fachverband Biogas e.V.(2009). *Der volle Durchblick in Sachen Bioenergie. Daten und Fakten zur Debatte um eine wichtige Energiequelle.* (S. 34-35). Hrsg.: Agentur für Erneuerbare Energien e.V. & Fachverband Biogas e.V . Berlin, Freising
- Bachmaier, H., Bayer, K., Gronauer, D. A., Friedl, G., Rauh, S., & Pahl, D. H. (2009). *Treibhausgasemissionen der Energieproduktion aus Biogas, Nr. V – 3/2009.* Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung; Technische Universität München, Lehrstuhl für Wirtschaftslehre des Landbaus: Biogas Forum Bayern.
- Bédard, C. & Knowles, R. (1989): *Physiology, biochemistry, and specific inhibitors of CH₄, NH₄⁺, and CO oxidation by methanotrophs and nitrifiers* Microbiological (S. 53, 68-84).
- Benndorf, R. (2005). *Der Treibhauseffekt, Nationaler Inventarbericht Deutschland 2005.* Dessau: Umweltbundesamt. (S.1-8;1-9)
- BDEW Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (Mai 2012). *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2012. Haushalte und Industrie.* Abgerufen 11.09.2012 von [http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/\\$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf)
- BINE Informationsdienst. (2009). *Altbau- Fit für die Zukunft.* Bonn: Fachinformationszentrum (FIZ) Karlsruhe. Abgerufen am 23. 8 2012 von <http://www.bine.info/hauptnavigation/publikationen/publikation/altbau-fit-fuer-die-zukunft/der-energieverbrauch/>

- BMU. (30. 06 2011). *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*. Abgerufen am 01. 09 2012 von Eckpunkte der EEG-Novelle sowie sonstige Neuerungen für erneuerbare Energien:
http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/doc/print/47469.php?
- BMU. (November 2011). *erneuerbare-energien*. Abgerufen am 18. Januar 2012 von BMU KI III 1: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_verguetungsdegression_bf.pdf
- Bredow, H. v. (2011). *Neuerungen bei den rechtlichen Aspekten der Biogasproduktion und-nutzung*. In KTBL (Hrsg.), *Biogas in der Landwirtschaft- Stand und Perspektiven* (S. 96-98). Darmstadt.
- C.A.R.M.E.N. (2010). *Gasleitungen bei Biogasanlagen*. Straubing: C.A.R.M.E.N e.V.
- Eder, B., & Schulz, H. (2007). *Biogas Praxis*. ökobuch Verlag: Staufen bei Freiburg.
- EEG (2012). "Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien" am 4. August 2011 im Bundesgesetzblatt Teil I, Nr. 42, Seite 1634 veröffentlicht
- energiesparhaus. (kein Datum). *energiesparhaus.at*. Abgerufen am 04. 08. 2012 von <http://www.energiesparhaus.at/fachbegriffe/uwert.htm>
- European Environment Agency. (kein Datum). *European Environment Agency*. Abgerufen am 17. 08 2012 von Glossary:
http://glossary.eea.europa.eu/terminology/terminology/concept_html?term=carbon%20dioxide%20equivalent
- FNR. (2011). *nachwachsende-rohstoffe.de. Basisdaten Bioenergie Deutschland*. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR).
- Gärtner, D.-P. I. (2010). *Biogas – eine nachhaltige Energiequelle der Zukunft?* Heidelberg: ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg.

- Hofstetter Umwelttechnik AG. (04 2010). *hofstetter-uwat.com*. Abgerufen am 04. 09 2012 von Produktbeschreibung HOFGAS- IFL1c: <http://www.hofstetter-uwat.com/web/hofstetter/de/solutions/biogas/ifl1c.html>
- Hundt, B. (2010). *Energie- und Klimateffizienz von Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung und-einspeisung unter Nutzung von Silomais- Untersuchung am Beispiel der Biogasanlage der HSE AG Darmstadt-Wixhausen*. Boden und Landschaft, Schriftreihe zur Bodenkunde, Landeskunde und Landschaftsökologie, Band 55. (S. 71). Gießen: Justus-Liebig Universität.
- Hütsch, B.W. (1998). *Sources and sinks of methane in German agro-ecosystems in context of the global methane budget*. *Agrobiol.* (51: S. 75-87).
- Ihle, C., Bader, R., Golla, M. (2011). *Tabellenbuch Sanitär Heizung Klima/Lüftung 8. Auflage*. Bildungsverlag EINS GmbH. Köln
- IPCC (2006). *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 4 Agriculture, Forestry and Other Land Use Chapter 10: Emissions from Livestock and Manure Management*. Abgerufen am 22.08.2012 von ipcc-nggip.iges.or.jp
- IPCC (2007). *Direct Global Warming Potentials* Abgerufen am 22.08.2012 von http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html
- IPCC (2000). *IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories. Chapter 4 – Agriculture*. Abgerufen am 22.08.2012 von http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/4_Agriculture.pdf
- Kaltschmitt, M., Hartmann, H., & Hofbauer, H.. (2009). *Energie aus Biomasse Grundlagen, Techniken und Verfahren 2. Auflage*. Stuttgart: Springer Verlag.
- Keymer, U. (2011). EEG-aktuelle Entwicklungen für den Biogasbereich. KTBL (Hrsg.), *Biogas in der Landwirtschaft- Stand und Perspektiven* (Bde. KTBL-Schrift 488, S. 64, 85). Darmstadt.

- Knebel, A. (13. 03 2012). *unendlich-viel-energie.de*. (Agentur für Energien, Hrsg.)
Abgerufen am 08. 09 2012 von http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/RenewsKompakt_iLUC_Mar12.pdf
- KTBL. (2009). *Faustzahlen Biogas*. Darmstadt: KTBL-Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
- KTBL. (2011). *Biogas in der Landwirtschaft- Stand und Perspektiven*. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.(KTBL).
- LfU Bayern. (2011). *Biogashandbuch Bayern Materialienband D*. In B. L. Umwelt. Augsburg.
- LfU Bayern. (09.11.2010). *Excel-Tabelle zur Berechnung der CO2-Emissionen*.
Abgerufen am 08.09.2012
http://www.izu.bayern.de/praxis/detail_praxis.php?pid=0203010100217
- Liebetau, J., Daniel-Gromke, J., Reuschel, C., Oehmichen, K., Clemens, J., Hafermann, C., Friehe, J. (2011). Bewertung klimarelevanter Gase aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen auf der Basis von Emissionsmessungen. In KTBL (Hrsg.), *Biogas in der Landwirtschaft-Stand der Perspektiven* (S. 188). Darmstadt.
- Lindner, H. (2005). *Physik für Ingenieure*. Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag.
- Loibl, Dr. Helmut, Klewar, Micha (März 2012). *Newsletter Biogas 1/2012. Neuregelung der Genehmigungspflicht für Biogasanlagen*. Paluka Sobola Loibl & Partner. Regensburg
- Lube, T. (2007). *Möglichkeiten zur Nutzung von Abwärme aus Biogasanlagen*. CT Salzwasser-Verlag GmbH & Co. KG.
- Möller, K. (2011). Optimierung der Gärrestdüngung. In KTBL (Hrsg.), *Biogas in der Landwirtschaft-Stand und Perspektiven* (S. 173-175). Darmstadt.

- Mühr, B. (2007). *Klimadiagramme*. Abgerufen am 18. Januar 2012 von <http://www.klimadiagramme.de/Europa/Schweiz/bern.html>
- NRCAN. (13. 11 2008). *National Resources Canada*. Abgerufen am 20. 08 2012 von <http://oee.nrcan.gc.ca/industrial/technical-info/benchmarking/csi/appendix-b.cfm?attr=0>
- PDD (2012). Project Description Document für Emissionsreduktionsprojekt landwirtschaftlicher Biogasanlagen in der Schweiz. Methanemissionsreduktion und Wärmenutzung zur Einsparung fossiler Brennstoffe Bündel V. Von GES BIOGAS GmbH.
- Rauh, S. (2011). Perspektiven der Biogasnutzung als Teil der deutschen Energieversorgung. KTBL (Hrsg.), *Biogas in der Landwirtschaft- Stand und Perspektiven* (S. 22). Darmstadt.
- Rensberg, N., Hennig, C., Naumann, K., Billig, E., Sauter, P., Daniel-Gromke, J., . . . Graf, T. (2012). *Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse*. Leipzig: DFBZ-Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH.
- Roth, U., Döhler, H., Hartmann, S., & Wulf, S. (2011). Treibhausgasbilanzen und CO₂eq-Vermeidungskosten landwirtschaftlicher Biogasanlagen. KTBL (Hrsg.), *Biogas in der Landwirtschaft- Stand und Perspektiven* (S. 205). Darmstadt.
- Schick, M., & Moriz, C. (2004). *FAT-Berichte 619/2004 Entmistung von Milchviehställen Stationär oder mobil?* CH-8356 Ettenhausen: Agroscope FAT Tänikon, Eidgenössische Forschungsanstalt für Agrarwirtschaft und.
- Schillig, F., Tjimensen, M.. (kein Datum). 3. Biogasanlagen (S.3-2). In *Planung und Installation, Bioenergieanlagen, Leitfaden für Ingenieure, Architekten und Investoren*. München: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), Fachausschuss Biomasse.
- Seilnacht, T. (1996-2012). *Seilnacht*. Abgerufen am 20. 5 2012 von http://www.seilnacht.com/Chemie/ch_co2.htm

Seilnacht, T. (1996-2012). *Seilnacht.com*. Abgerufen am 20. 5 2012 von
http://www.seilnacht.com/Chemie/ch_methan.htm

Stöcker, H. (1994). *Taschenbuch der Physik (2. Auflage)*. Frankfurt/ Main: Harri
Deutsch.

UNFCCC (2003). United Nations Framework Convention on Climate Change.
FCCC/SBSTA/2003/10/Add.2. 31 July 2003. *SUBSIDIARY BODY FOR
SCIENTIFIC AND TECHNOLOGICAL ADVICE*. (S. 26)

UBA (August 2012). *Nationaler Inventarbericht Deutschland-2012*. Umweltbundesamt
(Hrsg.).Dessau-Roßlau

I. Anhang

A. Nachweise der verwendeten Parameter

Tabelle A-1 Interviewbogen

Hof	
Bewertungskriterium	Hofparameter
Betriebsart	
Lage	
Anbaufrucht 1, Entfernung zum Hofgelände	
Anbaufrucht 2, Entfernung zum Hofgelände	
Tierart 1, Anzahl, Haltung	
Tierart 2, Anzahl, Haltung	
Tierart 2, Anzahl, Haltung	
Lagerung Hofdünger	
Vorgrube	

Lieferprogramm Gas-Otto Aggregate - 2010 / 2011*

MAN	Typ	Zylinder	Hubraum in ccm	el. Leistung in kW		th. Leistung in kW		Gesamtwirkungsgr. in %		Stromkennzahl	Gesamtfeuerungsleistung in kW	Verbrauch in m ³ /h (bei 50% CH ₄)
				el. Wirkungsgr. in %	th. Wirkungsgr. in %	el. Wirkungsgr. in %	th. Wirkungsgr. in %	el. Wirkungsgr. in %	th. Wirkungsgr. in %			
	35 BGG	4 i.R.	4580	35	32,5	55	51,6	84,1	0,636	108	21,6	
	55 BGG	6 i.R.	6870	55	33,2	81	48,9	82,1	0,679	166	33,2	
	75 BGG	6 i.R.	6870	75	36,8	101	49,6	86,4	0,743	204	40,8	
	100 BGG	6 i.R.	6870	100	37,6	125	46,8	84,4	0,800	266	53,2	
	190 BGG	6 i.R.	12.820	190	38,0	221	44,1	82,1	0,860	500	100,0	
	Agenitor 206	6 i.R.	12.810	220	40,6	232	42,8	83,4	0,948	542	109,0	
	Agenitor 306	6 i.R.	12.810	250	41,0	265	43,5	84,5	0,943	610	122,0	
	250 BGG	8V	14.620	250	38,0	304	46,3	84,3	0,822	658	131,4	
	Agenitor 208	8V	14.620	265	40,0	298	45,0	85,0	0,889	663	133,0	
	370 BGG	12V	21.930	370	38,6	430	44,8	83,4	0,860	959	191,9	
	Agenitor 212	12V	21.930	400	40,1	445	44,6	84,7	0,899	998	200,0	

Abbildung A-1 Angaben zum Wirkungsgrad des BHKWs (MAN)

Industrial Designation or Common Name (years)	Chemical Formula	Lifetime (years)	Radiative Efficiency (W m ⁻² ppb ⁻¹)	Global Warming Potential for Given Time Horizon			
				SAR ¹ (100-yr)	20-yr	100-yr	500-yr
Carbon dioxide	CO ₂	See below ^a	^b 1.4x10 ⁻⁵	1	1	1	1
Methane ^c	CH ₄	12 ^c	3.7x10 ⁻⁴	21	72	25	7.6
Nitrous oxide	N ₂ O	114	3.03x10 ⁻³	310	289	298	153

Substances controlled by the Montreal Protocol

Abbildung A-2 GWP nach dem IPCC 2007

Produktebeschreibung



HOFGAS[®] - IFL1c

Fackelbrenner für Betrieb ab Gasometer

Standard Fackelbrenner für Klär- oder Biogasanlagen. Ideal in Verbindung mit Betrieb ab Gasometer und Gassystemen mit konstanten Druckverhältnissen.

Dank verdeckter Verbrennung erreicht der Fackelbrenner HOF-GAS[®] - IFL1c einen Verbrennungswirkungsgrad von >99%. Da keine sichtbare Flamme, ist der Fackelbrenner optimal aufstellbar auch in der Nähe von Wohngebieten.

Die Anlage ist einfach zu bedienen, einzuregeln und startet zuverlässig. Der Fackelbrenner besticht durch seine schlichte Ausführung kombiniert mit neuester Sicherheitstechnik.

Sehr zuverlässige Klärgasfackel mit hohem Qualitäts- und Sicherheitsstandard.



HOFGAS[®] - IFL1c 120

- ✓ Standard Klärgas Fackelbrenner
- ✓ Betrieb ab Gasometer
- ✓ Verdeckte Flamme
- ✓ Verbrennungswirkungsgrad >99%
- ✓ Hoher Sicherheitsstandard
- ✓ Verrohrung aus nichtrostendem Stahl AISI304

Allgemeine Spezifikationen

Gasvolumenstrom	60 - 900 Nm ³ /h
Brennerleistung bis	6'750 kW
Methankonzentration	50 - 75 Vol. %
Verbrennungstemperatur	> 800 °C
Gasvordruck	> 25 mbar
Erwarteter Schalldruckpegel bei Vollast (in 15m Abstand und 2m Höhe)	< 65 dB(A)
Leistungsaufnahme	< 1 kW

Sicherheitstechnik

- Flammenrückschlagsicherung
- Schnellschlussventil
- Zündgasbrenner
- Gasfeuerungsautomat mit UV-Überwachung

Vorbereitungsarbeiten bauseitig

- Umgebungsarbeiten (Zaun, Zufahrtsstrasse etc.)
- Fundament
- Vorentwässerung
- Strömversorgung
- Gasanschluss

Optionen

- 2-Stufen Brenner
- Verbrennungstemperatur > 900 °C
- Tragkonstruktion aus nichtrostendem Stahl
- Frostschutz

Weitere Optionen auf Anfrage

Abbildung A-3 Produktbeschreibung u. Angaben zur Effizienz (Hofstetter)

direkte Emissionsfaktoren		indirekte Emissionsfaktoren					
aus LfU-Leitfaden: (siehe Quellen)		aus GEMIS-Datenbank, Version 4.6 (siehe Quellen)					
CO ₂ -Faktor	Einheit	Bezeichnung	CO ₂ -Äquivalent	Einheit	Heizwert	CO ₂ -Faktor	
						Einheit	
Strom	-	aus ProBas-Datenbank, EI-KW-Park-DE-2010	-	-	-	0,616	kg/kWh
Heizöl	2,67 kg/l	aus g46-results.xls, Vorketten Öl-Gas 2010, Öl-leicht frei HH/KV	12,188	kg/TJ	10,00 kWh/l	0,439	kg/l
Erdgas	2,01 kg/m ³	aus g46-results.xls, Vorketten Öl-Gas 2010, Erdgas-DE-mix frei HH/KV	11,655	kg/TJ	10,00 kWh/m ³	0,420	kg/m ³
Flüssiggas	1,60 kg/l	aus g46-results.xls, Vorketten Öl-Gas 2005, Flüssiggas frei HH-KV	8,507	kg/TJ	6,96 kWh/l	0,213	kg/l
Diesel	2,63 kg/l	aus g46-results.xls, Vorketten Öl-Gas 2010, Diesel frei Tankstelle	12,018	kg/TJ	9,89 kWh/l	0,428	kg/l
Benzin	2,33 kg/l	aus g46-results.xls, Vorketten Öl-Gas 2010, Benzin frei Tankstelle	16,165	kg/TJ	9,00 kWh/l	0,524	kg/l
Holzpellets	-	aus g46-results.xls, Vorketten Heizen (en) 2010, Holz-Pellets (aus Sägewerksreststoffen)	6,944	kg/TJ	4,90 kWh/kg	0,122	kg/kg

Erläuterung der Umrechnung am Beispiel "Heizöl":

GEMIS-Wert: $12,19 \cdot 10^3 \frac{kg}{TJ}$

Umrechnung auf g/MJ: $12,19 \cdot 10^3 \frac{10^3 g}{10^6 MJ} \rightarrow 12,19 \frac{g}{MJ}$

Umrechnung auf g/kWh: (1kWh = 3,6 MJ)
 $12,19 \frac{g}{MJ} * 3,6 \frac{MJ}{kWh} \rightarrow 43,88 \frac{g}{kWh}$

Umrechnung auf g/l: durch Multiplikation mit dem Heizwert:
 $43,88 \frac{g}{kWh} * 10,00 \frac{kWh}{l} \rightarrow 438,8 \frac{g}{l}$ bzw. $0,439 \frac{kg}{l}$

2.) Der Gesamtemissionsfaktor ergibt sich aus der Summe von **direktem** und **indirektem** Emissionsfaktor:

Strom	0,616	kg/kWh
Heizöl	3,109	kg/l
Erdgas	2,430	kg/m ³
Flüssiggas	1,813	kg/l
Diesel	3,058	kg/l
Benzin	2,854	kg/l
Holzpellets	0,122	kg/kg

Abbildung A-4 Emissionsfaktor von Diesel nach Angaben der LfU

 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

 Volume 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use

0.67 = conversion factor of m³ CH₄ to kilograms CH₄

Abbildung A-5 Dichte von CH₄ nach IPCC 2006

Region	Dairy Cow Characteristics		
	Mass ^a kg	B ₀ ^b m ³ CH ₄ /kg VS	VS ^c kg/hd/day
North America ^d	604	0.24	5.4
Western Europe	600	0.24	5.1
Eastern Europe	550	0.24	4.5
Oceania	500	0.24	3.5
Latin America	400	0.13	2.9
Africa	275	0.13	1.9
Middle East	275	0.13	1.9
Asia	350	0.13	2.8
Indian Subcontinent	275	0.13	2.6

Abbildung A-6 B₀-Faktor für Milchkühe nach IPCC 2006

TABLE 4.10					
MCF VALUES FOR MANURE MANAGEMENT SYSTEMS DEFINED IN THE <i>IPCC GUIDELINES</i> (REVISIONS ARE NOTED IN ITALICS)					
SYSTEM	DEFINITION	MCFs BY CLIMATE			COMMENTS
		Cool	Temperate	Warm	
Pasture/Range/ Paddock	The manure from pasture and range grazing animals is allowed to lie as is, and is not managed.	1%	1.5%	2%	
Daily Spread	<i>Dung and urine are collected by some means such as scraping. The collected waste is applied to fields.</i>	0.1%	0.5%	1%	
Solid Storage	<i>Dung and urine are excreted in a stall. The solids (with or without litter) are collected and stored in bulk for a long time (months) before disposal, with or without liquid runoff into a pit system.</i>	1%	1.5%	2%	
Dry lot	In dry climates animals may be kept on unpaved feedlots where the manure is allowed to dry until it is periodically removed. Upon removal the manure may be spread on fields.	1%	1.5%	5%	
Liquid/Slurry	<i>Dung and urine are collected and transported in liquid state to tanks for storage. Liquid may be stored for a long time (months). To facilitate handling water may be added.</i>	39%	45%	72%	When slurry tanks are used as fed-batch storage/digesters, MCF should be calculated according to formula 1.
Anaerobic Lagoon	Characterised by flush systems that use water to transport manure to lagoons. The manure resides in the lagoon for period from 30 days to over 200 days. The water from the lagoon may be recycled as flush water or used to irrigate and fertilise fields.	0-100%	0-100%	0-100%	Should be subdivided in different categories, considering % recovery of the biogas and flaring of the biogas. Calculation with formula 1.
Pit Storage below animal confinements	<i>Combined storage of dung and urine below animal confinements:</i> <1 month >1 month	0 39%	0 45%	30% 72%	When pits used as fed-batch storage/digesters, MCF should be calculated according to formula 1. Note that the ambient temperature, not the stable temperature is to be used for determining the climatic conditions.
Anaerobic Digester	<i>The dung and urine in liquid/slurry are collected and anaerobically digested. CH₄ may be burned flared or vented.</i>	0-100%	0-100%	0-100%	Should be subdivided in different categories, considering amount of recovery of the biogas, flaring of the biogas and storage after digestion.
Burned for Fuel	<i>The dung and urine are excreted on fields. The sun dried dung cakes are burned for fuel.</i>	10%	10%	10%	

Source: *IPCC Guidelines* and Judgement by Expert Group (see Co-chairs, Editors and Experts; CH₄ Emissions from Manure Management).

Abbildung A-7 MCF für CH₄ nach IPCC 2000