

## Energetische, ökologische und ökonomische Analyse von Biogasanlagen in Südtirol

### - Abschlussbericht -

### Partner

AUTONOME PROVINZ BOZEN - SÜDTIROL



PROVINCIA AUTONOMA DI BOLZANO - ALTO ADIGE

ABTEILUNG  
LANDWIRTSCHAFT



RIPARTIZIONE  
AGRICOLTURA



Ministero delle Politiche Agricole, Agrarie e Forestali

Programma Nazionale Biocombustibili

Bozen, 2011

Auftraggeber:  
Abteilung Landwirtschaft, Autonome Provinz Bozen - Südtirol

Durchführung der Studie:  
TIS innovation park, Bereich Energie & Umwelt

Autoren:  
Ing. Alvise Bozzo  
Ing. Hannes Reichhalter  
Ing. Stefano Dal Savio  
Thomas Guerra

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Allgemeine Beschreibung der Studie .....</b>	<b>6</b>
2.1	Ziel der Studie .....	6
2.2	Auftraggeber .....	6
2.3	Auftragnehmer und Teilnehmer an der Studie .....	7
2.4	Durchführungsmethode der Studie .....	7
2.4.1	Auswahl der untersuchten Biogasanlagen .....	7
2.4.2	Datenerhebung und Treffen mit Anlagenbetreiber .....	7
2.4.3	Erarbeitung eines Modelles zur Berechnung der Energie- und Umweltbilanzen ..	8
2.4.4	Datenverarbeitung und Anwendung des Berechnungsmodelles .....	8
2.4.5	Darstellung der Ergebnisse .....	8
2.5	Abkürzungsverzeichnis .....	9
<b>3</b>	<b>Energie- und Umweltanalyse von Biogasanlagen in Südtirol....</b>	<b>12</b>
3.1	Methodologie der Analyse .....	12
3.1.1	Massenbilanz der Anlagen .....	12
3.1.2	Energiebilanz der Anlagen .....	14
3.1.3	Umweltbilanz der Anlagen .....	18
3.2	Privatanlage kleiner Leistung .....	35
3.2.1	Beschreibung der Anlage .....	35
3.2.2	Massenbilanz .....	36
3.2.3	Energiebilanz .....	38
3.2.4	Umweltbilanz .....	42
3.3	Genossenschaftsanlage mittlerer Leistung .....	47
3.3.1	Beschreibung der Anlage .....	47
3.3.2	Massenbilanz .....	49
3.3.3	Energiebilanz .....	51
3.3.4	Umweltbilanz .....	54
3.4	Biomüllvergärungsanlage .....	60
3.4.1	Beschreibung der Anlage .....	60
3.4.2	Massenbilanz .....	63
3.4.3	Energiebilanz .....	65
3.4.4	Umweltbilanz .....	69
3.5	Schlussfolgerungen .....	77
<b>4</b>	<b>Ökonomische Analyse von Biogasanlagen in Südtirol .....</b>	<b>81</b>
4.1	Methodologie der Analyse .....	81
4.2	Untersuchte Anlagen .....	82
4.3	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse .....	84
4.3.1	Investitionskosten .....	84
4.3.2	Art der Finanzierung .....	87
4.3.3	Laufende Kosten .....	89
4.3.4	Einnahmen .....	93
4.3.5	Netto Kassenfluss .....	95
4.3.6	Sensitivitätsanalyse .....	97
4.3.7	Schlussfolgerungen .....	106
<b>5</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>108</b>
<b>6</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>110</b>



## 1 Einleitung

Unter den erneuerbaren Energien wird besonders dem Sektor Biogas noch großes Wachstumspotential auf nationaler Ebene zugeschrieben. In einer vom Bereich Energie & Umwelt im Rahmen des nationalen Programmes PROBIO bereits durchgeführten Studie, wurde das Wachstumspotential des Sektors in Südtirol ermittelt. In der Studie mit dem Titel „Erhebung der zur anaeroben Vergärung verfügbaren Biomasse in Südtirol“ wurde für jedes Gemeindegebiet die Menge an anfallender Biomasse ermittelt, die in Biogasanlagen noch verwertet werden könnte. Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass besonders in der Nutzung der Reststoffe aus der Viehzucht noch ein großes Energiepotential steckt. Aber auch Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie sowie organische Hausabfälle könnten vermehrt für die Biogasproduktion genutzt werden.

Zurzeit sind in Südtirol insgesamt 48 Biogasanlagen installiert, von denen 31 Anlagen Reststoffe aus der Viehzucht verwerten, 16 Anlagen bearbeiten Klärschlämme und eine Anlage verwertet organische Hausabfälle. Diese Anlagen decken rund 1,2 % des Stromverbrauches der Provinz Bozen ab. Allerdings könnte die Produktion durch die Nutzung des in der Studie ermittelten nutzbaren Potentials fast verdreifacht werden.

Als weiterer Schritt zur Förderung der Biogasproduktion in der Provinz Bozen wurde immer im Rahmen des PROBIO Programmes von der Abteilung Landwirtschaft der Autonomen Provinz Bozen eine zweite Studie im Auftrag gegeben, bei der bestehende Biogasanlagen einer ökologischen, energetischen und ökonomischen Analyse unterzogen werden sollen, um die notwendigen Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Betriebsweise der Anlagen zu identifizieren.

Dieses Dokument zeigt die Ergebnisse der vom Bereich Energie & Umwelt ausarbeiteten Studie zur ökologischen, energetischen und ökonomischen Analyse von Biogasanlagen in Südtirol und stellt den Endbericht dieser Studie dar.

## 2 Allgemeine Beschreibung der Studie

### 2.1 Ziel der Studie

Grundlegendes Ziel dieser Studie ist eine energetische, ökologische und ökonomische Analyse verschiedener Biogasanlagen in der Provinz Bozen durchzuführen. Es sollen somit zum einen die umwelttechnischen Vorteile von Biogasanlagen ermittelt werden und zum anderen die notwendigen Rahmenbedingungen für einen ökologisch und ökonomisch nachhaltigen Betrieb dieser Anlagen untersucht werden.

Insbesondere soll aus umwelttechnischer Sicht ermittelt werden, welchen Einfluss Biogasanlagen auf klimaschädliche Emissionen in der Atmosphäre haben. Hierfür sollen die gesamten Prozessschritte bei der Behandlung der Biomasse in Biogasanlagen, vom Transport der Frischsubstanz bis zur Entsorgung des Gärrestes, berücksichtigt werden. Die Umweltbilanz der untersuchten Biogasanlagen soll Auskunft über die Höhe der Emissionen einzelner Prozessschritte geben und die eventuellen Emissionsersparnisse gegenüber einer herkömmlichen Bewirtschaftung der Biomasse quantifizieren.

Was den Teil der ökonomischen Analyse betrifft, soll die wirtschaftliche Situation von Biogasanlagen untersucht werden und diesbezüglich ein Gesamtbild ausarbeitet werden, das einzelne Kostenpunkte (Investitionskosten und Betriebskosten) und Erlöse aufzeigt.

Die Ergebnisse dieser Studie können als Informations- und Planungsgrundlage für die öffentliche Verwaltung bzw. in den Bau von Biogasanlagen interessierte Personen sein.

### 2.2 Auftraggeber

Die Studie wurde von der Abteilung Landwirtschaft der Autonomen Provinz Bozen – Südtirol in Auftrag gegeben und wird über das nationale Programm PROBIO, beim dem auch die Provinz Bozen Partner ist, finanziert.

Das nationale Programm für Biobrennstoffe (PROBIO) wurde vom Ministerium für Land- und Forstwirtschaft, gemäß Artikel 3 des Gesetzes vom 2.12.98, Nr. 423 "Interventi strutturali e urgenti nel settore agricolo, agrumicolo e zootecnico" erarbeitet. Das Programm ist seit 1999 aktiv und hat das Ziel, Maßnahmen in Gang zu bringen, die zum Erreichen der Kyoto-Ziele und zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen beitragen.

Das Programm ist hauptsächlich an die Durchführung von Demonstrations- und Sensibilisierungsmaßnahmen ausgerichtet, sodass sowohl lokale Verwaltungsbehörden als auch landwirtschaftliche Unternehmen und an einer Weiterentwicklung der Biokraftstoffe Anreiz finden.

In diesem Kontext wurde von Seiten der Autonomen Provinz Bozen – Südtirol, zusammen mit den Regionen Lombardei, Emilia-Romagna, Venetien, Piemont, Ligurien, Marken, Apulien, Sizilien und der Autonomen Provinz Trient, das Projekt PROBIO-BIOGAS 2004 ausgearbeitet. Ziel dieses Projekts - im Rahmen dessen sich diese Studie positioniert - ist es, Untersuchungen experimenteller Art, Pilotprojekte, Informations- und Sensibilisierungskampagnen zu fördern und so die Verbreitung von Biogasanlagen mit fortschrittlicher und innovativer Technologie in landwirtschaftlichen Unternehmen zu steigern.

## 2.3 Auftragnehmer und Teilnehmer an der Studie

Die Studie wurde vom Bereich Energie & Umwelt des TIS innovation parks in Bozen durchgeführt. Der Bereich Energie & Umwelt ist jene Abteilung des TIS innovation park, das das Ziel verfolgt, den Einsatz von erneuerbaren Energiequellen in der Provinz zu steigern.

Während der Studie und besonders während der Datenerhebungs-Phase konnte auf die wesentliche Unterstützung der Anlagenbetreiber gezählt werden. Aus Gründen der Vertraulichkeit werden weder die Namen der Betreiber, noch die Namen der untersuchten Anlagen angeführt.

## 2.4 Durchführungsmethode der Studie

Die Durchführung der Studie wurde in Projektphasen unterteilt, die nachfolgend genauer beschrieben werden.

### 2.4.1 Auswahl der untersuchten Biogasanlagen

In der Studie wurden verschiedene in Südtirol errichtete Biogasanlagen bezüglich deren Energie- und Umweltbilanz sowie deren ökonomische Bilanz analysiert.

Die Energie- und Umweltbilanz wurde für drei Biogasanlagen unterschiedlicher Größe, Betriebsart und verarbeiteter Biomasse durchgeführt. Die Kriterien für die Auswahl der Anlagen waren hauptsächlich, dass die Anlagen für Südtirol typisch und repräsentativ sein sollten. Schlussendlich wurden für die Energie- und Umweltbilanz folgende Anlagen gewählt:

- eine landwirtschaftliche Privatanlage kleiner Leistung;
- eine landwirtschaftliche Genossenschaftsanlage mittlerer Leistung;
- die Biomüll-Vergärungsanlage der Provinz Bozen.

Die ökonomische Analyse wurde hingegen auf vier Anlagen durchgeführt. Auch in diesem Fall wurden Anlagen unterschiedlicher Größe und die möglichst repräsentativ für die Provinz Bozen gelten ausgewählt. Die ausgewählten Anlagen, die einer wirtschaftlichen Analyse unterzogenen wurden, sind folgende:

- eine landwirtschaftliche Privatanlage kleiner Leistung;
- eine landwirtschaftliche Genossenschaftsanlage kleiner Leistung;
- eine landwirtschaftliche Genossenschaftsanlage mittlerer Leistung;
- eine landwirtschaftliche Genossenschaftsanlage mittel-großer Leistung.

### 2.4.2 Datenerhebung und Treffen mit Anlagenbetreiber

Diese erste operative Phase des Projekts bestand in der Ermittlung der für die Ausarbeitung der Studie notwendigen Daten. Hierfür wurden Treffen mit den Betreibern der zu untersuchenden Biogasanlagen organisiert und Interviews geführt. Die erhobenen Daten beziehen sich auf die letzten zwei Betriebsjahre, d.h. 2009 und 2010. Die Mitarbeit der Anlagenbetreiber und dessen Bereitschaft, die nötigen Daten (technische und wirtschaftliche) zur Verfügung zu stellen war unentbehrliche Voraussetzung um ein Gelingen der Studie zu ermöglichen.

Ebenso in die Datenerhebung mit einbezogen wurden die zuständigen Landesämter und insbesondere das Amt für Landmaschinen der Autonomen Provinz Bozen, das bereits in Besitz von diesbezüglichen Daten ist.

Die erhobenen Daten umfassen grundsätzlich:

- Allgemeine Informationen zur Anlagenart und Betriebsweise;
- Art und Menge der eingehenden Biomasse und Informationen bezüglich dessen Transport;
- Gärrest-Menge und Informationen bezüglich dessen Verwendung und Transport;
- Daten zur Energieproduktion;
- Technische Daten der Anlage;
- Wirtschaftliche Betriebsdaten der Anlage.

### **2.4.3 Erarbeitung eines Modelles zur Berechnung der Energie- und Umweltbilanzen**

Zur Erstellung der Energie- und Umweltbilanzen wurde ein Berechnungsmodell in Form eines Excel-File ausarbeitet mit dem die entsprechenden Massen- und Energieflüsse als auch die klimaschädlichen Emissionen bzw. Ersparnisse von Biogasanlagen berechnet und grafisch dargestellt werden können. Zur Ausarbeitung des Berechnungsmodells für die Umweltbilanz mussten spezifische Emissionsfaktoren für die einzelnen Prozessschritte identifiziert werden. Diese wurden über eine breite Literaturrecherche ermittelt.

### **2.4.4 Datenverarbeitung und Anwendung des Berechnungsmodelles**

Die erhobenen Daten bilden die Grundlage für die Berechnung der Energie- und Umweltbilanz und der ökonomischen Bilanz der untersuchten Biogasanlagen in Südtirol. Aufbauend auf diese Daten und mit Hilfe des erarbeiteten Berechnungs-Modells wurden die entsprechenden Energie- und Umweltbilanzen berechnet.

Was die ökonomische Analyse betrifft, wurden grundsätzlich Kenngrößen wie Investitionskosten, Betriebskosten und Erlöse aus der Energieproduktion ermittelt. Diese wurden vereinheitlicht, d.h. auf einen Bezugswert bezogen, damit anschließend ein Vergleich zwischen den untersuchten Anlagen gemacht werden konnte.

### **2.4.5 Darstellung der Ergebnisse**

Grundsätzlich wurde die Studie in zwei Teile unterteilt, und zwar in Energie- und Umweltanalyse und ökonomische Analyse.

Im ersten Teil betreffend die Energie – und Umweltanalyse von Biogasanlagen in Südtirol werden nach der Beschreibung der Methodologie der Analyse die Ergebnisse zu den drei untersuchten Biogasanlagen aufgezeigt. Dabei werden jeweils die Massen-, Energie- und Umweltbilanzen präsentiert und dokumentiert.

Im zweiten Teil betreffend die ökonomische Analyse von Biogasanlagen in Südtirol werden hingegen die Ergebnisse der wirtschaftlichen Untersuchungen von vier Biogasanlagen aufgezeigt. Dabei wurde vor Allem versucht einige interessante Parameter herauszufiltern um erstens die Anlagen bestmöglich zu charakterisieren und zweitens die wichtigsten Rahmenbedingungen festzustellen, die für eine wirtschaftliche Betriebsweise notwendig sind.

## 2.5 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
a	Jahr (lat. annum)
BHKW	Blockheizkraftwerk
ca.	circa (zirka)
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid, farb- und geruchloses Treibhausgas
CH <sub>4</sub>	Methan, farb- und geruchloses Treibhausgas
CV	“Certificati Verdi”, o.a. Grüne Zertifikate, Art von Fördermittel
d.h.	das heißt
FORSU	“Frazione Organica Rifiuti Solidi Urbani”, o.a. organischer Hausabfall (Biomüll)
GPS	Ganzpflanzensilage
GVE	Großvieheinheit
GWP	“Greenhouse Warming Potential”, o.a. Treibhauspotential
g CO <sub>2</sub> -eq	Gramm an CO <sub>2</sub> Äquivalent
g CO <sub>2</sub> -eq/kWh	Gramm an CO <sub>2</sub> Äquivalent pro Kilowattstunde
ha	Hektar (1 ha = 10.000 m <sup>2</sup> )
HKW	Halogenierte Kohlenwasserstoffe
km <sup>2</sup>	Quadratkilometer
kW	Kilowatt (1kW = 1.000 W)
kWh	Kilowattstunde
kWh <sub>el</sub>	Kilowattstunde elektrisch
kWh <sub>th</sub>	Kilowattstunde thermisch
kWh/a	Kilowattstunde pro Jahr
l	Liter
l/a	Liter pro Jahr

LCA	Life Cycle Assessment (Untersuchung des Lebenszyklus)
mg	Milligramm (1.000mg = 1g)
mg/Nm <sup>3</sup>	Milligramm pro Normkubikmeter
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
m <sup>3</sup> /a	Kubikmeter pro Jahr
NH <sub>3</sub>	Ammoniak, farbloses Treibhausgas
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	Ammonium, ein Kation, wirkt versauernd
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter, Zustand bei einem Druck von 1,01325 bar, einer Temperatur von 0°C und einer relativen Feuchtigkeit von 0%
NO	Ein Stickoxid, farb- und geruchloses Gas
NO <sub>x</sub>	Sammelbegriff für alle Stickoxide (NO und NO <sub>2</sub> )
N <sub>2</sub>	Stickstoffmolekül
N <sub>2</sub> O	Lachgas, farbloses Treibhausgas
n.d.	nicht definiert
oTS	Organische Trockensubstanz
o.a.	oder auch
O <sub>2</sub>	Sauerstoffmolekül
O <sub>3</sub>	Ozon, farbloses bis bläuliches, klimarelevantes Gas
pH	Maß für den sauren oder basischen Charakter einer wässrigen Lösung
THG	Treibhausgas
TO	„Tariffa Onnicomprensiva“, o.a. Einheitstarif, Art von Fördermittel
toe	„Tons of Oil Equivalent“
TS	Trockensubstanz
t/a	Tonnen pro Jahr
t CO <sub>2</sub> -äq/a	Tonnen an CO <sub>2</sub> Äquivalent pro Jahr
usw.	und so weiter
z.B.	zum Beispiel
°C	Grad Celsius

$\lambda$	Mischungsverhältnis
$\mu\text{g}$	Mikrogramm
€	Euro
€/a	Euro pro Jahr
€/kWh	Euro pro Kilowattstunde

**Tabelle 1: Verzeichnis der Abkürzungen.**

## 3 Energie- und Umweltanalyse von Biogasanlagen in Südtirol

In diesem Kapitel werden die Umweltauswirkungen, insbesondere die Auswirkung auf das Klima von drei verschiedenen Biogasanlagen in der Provinz Bozen untersucht. Hierfür wurden die Stoff- und Energieströme, sowie die wesentlichen Klimagasemissionen der untersuchten Biogasanlagen ermittelt. In den nachfolgenden Abschnitten wird die Berechnungsmethode der Massen-, Energie- und Umweltbilanzen beschrieben. Die dort gemachten Annahmen stellen die Grundlage des Berechnungsmodells dar, mit dessen Hilfe die Energie- und Umweltanalysen durchgeführt werden. Anschließend an die Beschreibung der Methodologie der Analyse werden die Ergebnisse zu den untersuchten Biogasanlagen ausführlich präsentiert. Wie bereits erwähnt, wurde eine Energie- und Umweltanalyse auf folgende Anlagen durchgeführt:

- eine landwirtschaftliche Privatanlage kleiner Leistung;
- eine landwirtschaftliche Genossenschaftsanlage mittlerer Leistung;
- die Biomüll-Vergärungsanlage (FORSU-Anlage) der Provinz Bozen.

### 3.1 Methodologie der Analyse

Für jede der drei untersuchten Biogasanlagen wurde eine Massen-, Energie- und Umweltbilanz erstellt. Die Methodologie zur Berechnung der einzelnen Bilanzen wird nachfolgend erläutert.

#### 3.1.1 Massenbilanz der Anlagen

Erster Schritt der Analyse war die ein- und ausgehenden Materialflüsse zu ermitteln, d.h. eine sogenannte Massenbilanz der untersuchten Biogasanlagen zu erstellen. Die Daten beziehen sich auf die Jahre 2009 und 2010.

Um die Massenbilanz verständlicher aufzuzeigen, wurde der Prozess der Energieproduktion in einer Biogasanlage in zwei Prozessphasen unterteilt:

- Die anaerobe Vergärung der Biomasse, wo Biogas produziert wird und Gärrest anfällt;
- Die Verwertung des Biogases in den BHKWs.

Was die Bilanz in der Vergärungsphase betrifft, wurde diese auf Basis der von den Anlagenbetreibern zur Verfügung gestellten Daten erstellt. Die Eingangsstoffe, die dem Prozess zugeführt werden, wurden kategorisiert in Substrat, Co-Substrat und eventuell anfallendes Prozesswasser. Die Ausgangsmaterie des Vergärungsprozesses unterteilt sich hingegen in Gärrest, Biogas, eventuelles Prozesswasser (falls dieses vom Gärrest getrennt wird) und sonstige Rückstände, die nicht dem Vergärungsprozess zugeführt werden können und vor der Bestückung von der frischen Biomasse abgesondert werden müssen.

Die Massenflüsse sind in Tonnen pro Jahr ausgedrückt. Ebenso die Eingangsbiomasse wird in Tonnen pro Jahr ausgedrückt und dient als Bezugswert bei der Berechnung der prozentuellen Werte der einzelnen Massenflüsse.

Die produzierte Biogasmenge, die normalerweise in Volumen ( $\text{m}^3/\text{a}$ ) ausgedrückt wird, wurde umgewandelt in eine Masseneinheit, d.h. sie wird ausgedrückt in  $\text{kg}/\text{a}$ . Hierfür wurde die Annahme getroffen, dass das Gas eine Dichte von  $1,1 \text{ kg}/\text{m}^3$  aufweist. Als Produktionsmenge wurde jener Wert hergenommen, der beim Ausgang des Gasspeichers gemessen wurde. Mögliche Verluste durch Leck im Gasspeicher oder in den Rohrleitungen wurden nicht mit in die Massenbilanz aufgenommen. Auch die Menge an Prozessluft, die

benötigt wurde um das Biogas zu entschwefeln (wo durchgeführt) wurde nicht mitberücksichtigt, da diese Menge weniger als 2% des produzierten Biogases beträgt.

Das produzierte Biogas wird in den BHKWs verwertet. In den Motoren oxidiert es unter Zugabe von Verbrennungsluft, wobei thermische und mechanische Energie gewonnen werden kann. Die mechanische Energie wird anschließend mit Hilfe eines Generators in elektrische Energie umgewandelt. Ausgangsstoffe des Verwertungsprozesses des Biogases sind die Abgase mit hoher Temperatur, deren gesamter Massenfluss der Summe von Biogas und Verbrennungsluft entspricht.

Da keine Messdaten bezüglich der notwendigen Verbrennungsluft zur Verfügung stehen, musste für jede Anlage die für den Verbrennungsprozess notwendige Luftmenge geschätzt werden. Diese wurde unter Annahme folgender Punkte berechnet: da das stöchiometrische Verhältnis zur Verbrennung von 1 m<sup>3</sup> Methan eine Zumischung von 9,52 m<sup>3</sup> Luft vorsieht, wurde für das Biogas – das in der Norm einen Methangehalt von 50 bis 60% aufweist – ein stöchiometrisches Mischungsverhältnis von 1:5,5 hergenommen. Um ein Entstehen von NO<sub>x</sub> so weitgehend wie möglich einzuschränken, wird die Verbrennung meist in einem Zustand von Sauerstoffüberschuss verbrannt. Also wurde ein  $\lambda$ -Wert<sup>1</sup> von 1,45 angenommen. Für jeden verbrannten m<sup>3</sup> Biogas wird also eine Menge von ca. 8 m<sup>3</sup> Luft zugemischt, oder unter Berücksichtigung der Normalbedingungen benötigt jedes kg Biogas, das verbrannt wird, ca. 9,5 kg Luft (Dichte Biogas 1,1 kg/Nm<sup>3</sup>, Dichte Luft 1,29 kg/Nm<sup>3</sup>).

Die Ergebnisse der Analyse werden in tabellarischer und graphischer Form dargestellt. Es wird auch ein Flussdiagramm angeführt, das die verschiedenen Verhältnisse der Massenflüsse hervorhebt. Dies wird in prozentueller Form ausgedrückt, wobei als Bezugswert die Eingangsmenge an Fermente und Co-Fermente hergenommen wurde.

---

<sup>1</sup> Der  $\lambda$ -Wert ist das Verhältnis zwischen effektivem in der Brennkammer vorhandenen Luft/Brennstoff Verhältnis und stöchiometrischen Luft/Brennstoff Verhältnis.

### 3.1.2 Energiebilanz der Anlagen

Die Untersuchung der Energiebilanz der Anlagen verfolgt das Ziel, den energetischen Nutzen Dank der anaeroben Vergärung der Biomasse zu quantifizieren. In dieser Bilanz sind natürlich alle energetischen Aufwände zu berücksichtigen, die durch Transport, Behandlung, Vergärung und Entsorgung entstehen.

Der Untersuchungsrahmen zur Berechnung der Energiebilanz umfasst die Sammel- und Transportphase der frischen Biomasse zur Anlage und den Transport des Gärrestes zu einem Endlager. Im Falle einer landwirtschaftlichen Biogasanlage besteht die letzte Phase im Transport des Gärrestes zum Landwirt, hingegen im Falle der Biomüll-Vergärungsanlage besteht diese Phase im Transport des Gärrestes in eine Kompostierungsanlage. Der Untersuchungsrahmen zur Berechnung der Energiebilanz ist in Abbildung 1 in grafischer Form dargestellt. In derselben Abbildung sind auch die Energieverbräuche und Energieproduktionen für den gesamten Umwandlungsprozess der Biomasse in Biogas aufgezeigt.

Zur Berechnung der Energiemengen in den einzelnen Phasen des Umwandlungsprozesses werden folgend beschriebene Annahmen gemacht.

#### **Sammlung und Transport der Biomasse**

Der Energieverbrauch für den Transport der frischen Biomasse ist auf Basis der Abstände zwischen den Produktionsorten und dem Standort der Biogasanlage ermittelt worden. Unter Berücksichtigung der jährlichen Anzahl der Transporte sowie des spezifischen Treibstoffverbrauchs der Transportmittel, konnte der gesamte Treibstoffbedarf berechnet werden.

Nachdem der jährliche Treibstoffverbrauch ermittelt wurde, konnte unter der Annahme eines Brennwertes des Treibstoffes (Diesel) von 9,85 kWh/l die dazugehörige Energiemenge quantifiziert werden.

#### **Stromverbrauch der Anlage**

Als elektrischer Verbrauch der Anlage wird die gesamte elektrische Energiemenge betrachtet, die zum Betrieb der Anlage benötigt wird, z.B. für die Vorbehandlung der Biomasse, Durchmischung im Fermenter und elektrische Versorgung des Kontrollraums.

Der gesamte Stromverbrauch für den Betrieb der Anlage setzt sich zusammen aus der Eigenproduktion und aus dem Netz entnommene Energiemenge.

#### **Wärmeverbrauch der Anlage**

Für den Vergärungsprozess der Biomasse wird thermische Energie, um die notwendigen Verhältnisse für eine gute Bakterienkultur zu schaffen, benötigt. Normalerweise beträgt die notwendige Temperatur für eine mesophile Vergärung rund 37°C. Ein großer Teil der Wärme, die in den BHKWs rückgewonnen werden kann, wird also zur Aufrechterhaltung der Prozesstemperatur genutzt, während die restlich anfallende Wärme anderen Verbrauchern zur Verfügung gestellt werden kann, wie z.B. über ein Fernwärmenetz oder einem kleinen Nahwärmenetz an private Abnehmer.

Falls die rückgewonnene Wärme nicht ausreichend ist, um die Temperatur im Fermenter aufrecht zu erhalten, wird zusätzliche thermische Energie meist mit Hilfe eines heizölbetriebenen Integrationskessels zur Verfügung gestellt.

#### **Transport der Reststoffe**

Als Reststoffe der Vergärung werden, neben dem Gärrest, eventuell auch andere anfallende Stoffe bezeichnet, die von der eingehenden Biomasse getrennt werden müssen, bevor diese in den Vergärungsprozess eingebracht wird, wie z.B. Sand und Feststoffe aus dem Rechensieb, die vor der Beschickung in die Biomüll-Vergärungsanlage anfallen. Diese müssen zu den naheliegenden Mülldeponien transportiert werden.

Im Falle von landwirtschaftlichen Biogasanlagen wird der Gärrest wieder an die Landwirte zurücktransportiert und zwar mit einer Menge die proportional zur gelieferten Menge ist. Auch in diesem Fall ist die Untersuchung des Energiebedarfs für den Transport des Gärrestes auf Basis der Abstände der Bauernhöfe zur Biogasanlage, der jährlichen Anzahl an Transportfahrten und des spezifischen Treibstoffverbrauches der Transportmittel berechnet worden.

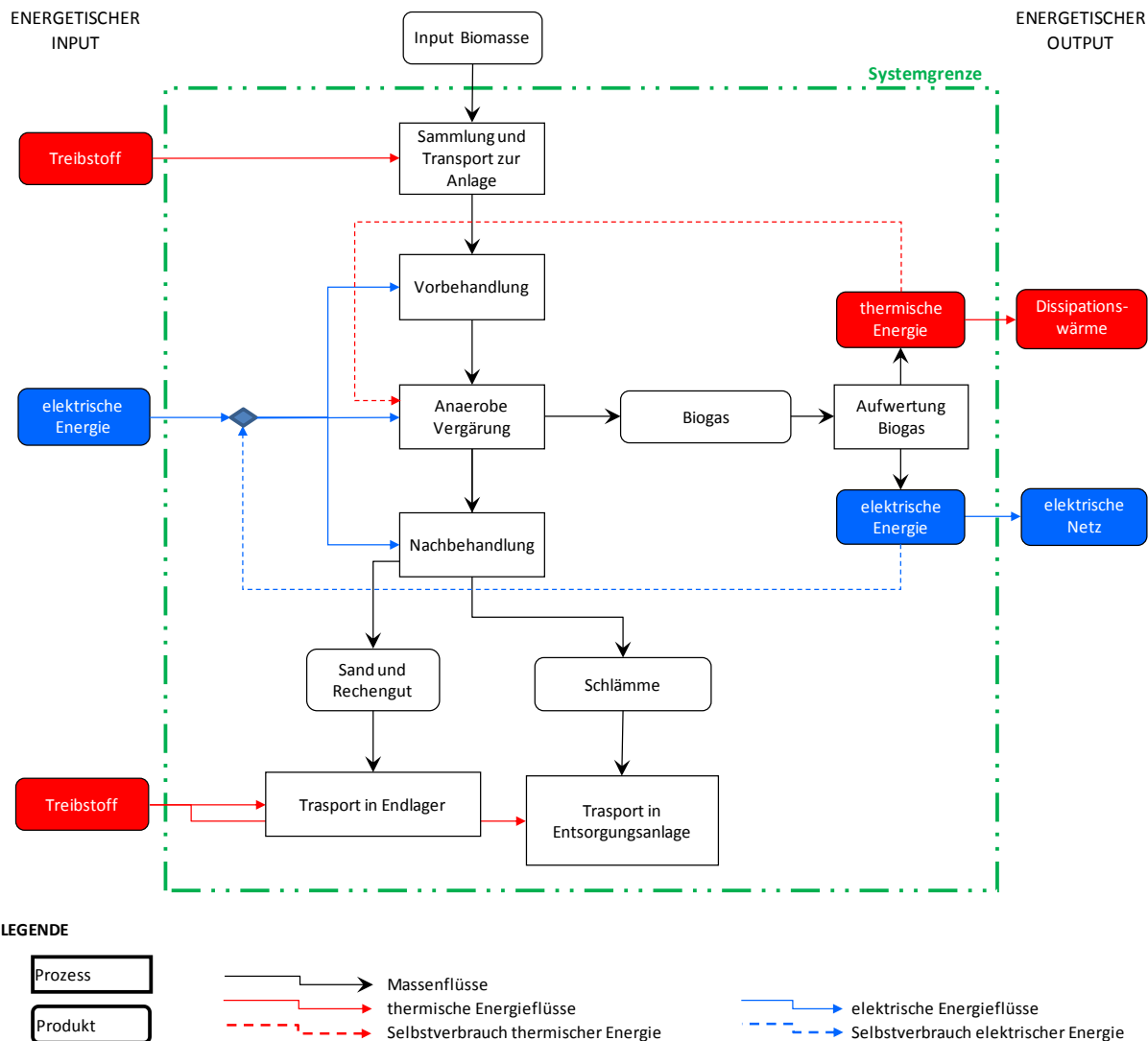
### **Energieproduktion**

Das in der anaeroben Vergärung produzierte Biogas wird in BHKWs verbrannt, wobei elektrische Energie produziert wird und thermische Energie aus der Abwärme des Motors (Kühlwasser und Abgase) zurückgewonnen wird. Diese Wärmeenergie wird als Warmwasser mit einer Temperatur von ca. 90°C zur Verfügung gestellt.

Werden die durchschnittlichen Wirkungsgrade der Motoren in den BHKWs hergenommen, kann angenommen werden, dass knapp weniger als 80% der im Biogas enthaltenen Energie in Nutzenergie umgewandelt wird. Rund 36% werden in elektrische Energie umgewandelt und rund 40% kann als thermische Energie zurückgewonnen werden. Der restliche Teil der Energie kann nicht zurückgewonnen werden und geht als Abwärme in den Abgasen und als Strahlungsenergie verloren.

Die produzierte elektrische Energie kann direkt zur Versorgung der elektrischen Verbraucher der Biogasanlage genutzt werden und der Überschuss wird ins elektrische Netz eingespeist. Die eingespeiste Energiemenge stellt den effektiven energetischen Nutzen einer Biogasanlage dar.

Die produzierte thermische Energie wird hauptsächlich für den Eigenverbrauch zur Aufrechterhaltung der Temperatur im Fermenter verwendet. Der Überschuss kann in einigen Fällen für Heizzwecke z.B. über ein Fernwärmenetz genutzt werden. Wenn sich hingegen keine thermischen Abnehmer in der Nähe befinden wird die Wärmeenergie leider oftmals in die Atmosphäre verpufft.



**Abbildung 1: Bezugsgrafik zur Erstellung der Energieflüsse in Biogasanlagen.**

Die Prozessschritte Sammlung, Transport und Verarbeitung der Biomasse und anschließende Produktion und Verwertung des Biogases benötigen einen bestimmten Anteil an Energie, der bei der Berechnung der Gesamtbilanz von der Nettoproduktion der Anlage abgezogen werden muss und diese somit geringer ausfällt.

Da die Energienachfrage in den einzelnen Prozessschritten unterschiedlicher Natur ist (z.B. Verbrennungsenergie des Diesels für den Transport oder elektrische Energie aus dem Netz für den Betrieb der Anlage), wurden die Energiemengen bezüglich Produktionen und Verbräuche alle auf eine Einheit bezogen. Als Einheit wurde 1 Tonne Erdöläquivalent (ton of oil equivalent, toe<sup>2</sup>) gewählt.

Auf diese Weise können unterschiedliche Energieformen miteinander quantitativ verglichen werden und somit die energetische Nettoproduktion des gesamten Prozesses ermittelt werden. Die eingesetzten Umwandlungsfaktoren sind jene, die von der AEEG (Autorità per l'Energie Elettrica e il Gas) in der Regelung der Weißen Zertifikate definiert wurden. Darin wird angenommen, dass zur Produktion von 1 MWh von elektrischer Energie mit dem italienischen thermoelektrischen Produktionspark 0,187 toe notwendig sind.

<sup>2</sup> ton of oil equivalent. 1 toe = 11.628 kWh thermisch = 5.347,59 kWh elektrisch

In Tabelle 2 werden die für die Berechnung der Energiebilanz eingesetzten Parameter zusammengefasst.

Parameter	Einheit	Wert
Brennwert Erdöl	[kWh/l]	9,85
Umwandlungsfaktor von 1 MWh thermisch in 1 toe	[toe/MWh]	0,086
Umwandlungsfaktor von 1 MWh elektrisch in 1 toe	[toe/MWh]	0,187

**Tabelle 2: Eingesetzte Parameter für die Berechnung der Energiebilanz.**

### 3.1.3 Umweltbilanz der Anlagen

Grundlegendes Ziel der Umweltbilanz ist die Ermittlung der Umweltauswirkungen, insbesondere der Auswirkungen auf das Klima, von Biogasanlagen. Diesbezüglich müssen zum einen alle wesentlichen Klimagasemissionen, die beim Bau und Betrieb einer Biogasanlage anfallen, erfasst werden. Zum anderen müssen auch die bei einer herkömmlichen Bewirtschaftungsmethode der Biomasse anfallenden Klimagasemissionen ermittelt werden. Unter herkömmlicher Bewirtschaftungsmethode versteht sich die direkte Ausbringung der Gülle bzw. Mistes im Falle von landwirtschaftlichen Biogasanlagen oder die Kompostierung im Falle der Biomüllvergärungsanlage. Diese letzteren Emissionen werden als Ersparnisse bzw. Gutschriften angesehen, weil Dank der Errichtung einer Biogasanlage diese Emissionen nicht zustande kommen. Es wird somit eine Bilanzierung zwischen produzierten und ersparten Klimagasemissionen für die untersuchten Biogasanlagen durchgeführt. Als Systemgrenze wurde die Verfahrenskette von der Sammlung der organischen Frischsubstanz bis zur Ausbringung des Gärrestes auf die Felder festgelegt.

Die Bilanzierungsmethode zur ökologischen Bewertung der Biogaserzeugung und -nutzung erfolgte grundsätzlich nach den Leitlinien einer Ökobilanz gemäß der internationalen Norm ISO 14040-3. Die Ökobilanzierung erfasst die Umweltwirkungen aller Arbeitsschritte innerhalb eines konkreten Produktionsprozesses und die anteiligen Umweltwirkungen der Herstellung der Werkzeuge, Maschinen und Energien, die materiell notwendig sind, um diese Arbeitsschritte durchzuführen. Das sind im Falle der Biogaserzeugung alle Teile der Biogasanlage – Fermenter, Pumpen, Rührwerke, Leitungen, Gasbehälter, Kontrolleinrichtungen etc. und somit die Emissionen, um die Materialien dieser Komponenten herzustellen, sowie der Bau selbst. Weiterhin werden in die Ökobilanz die Emissionen eingerechnet, die sich aus der Umsetzung der eingesetzten Stoffe und dem Betrieb der Biogasanlage ergeben. In dieser Studie beschränkt sich die Ökobilanz auf die Bilanz der Treibhausgase.

Die wichtigsten Parameter dabei sind Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>) und Lachgas (N<sub>2</sub>O) sowie Ammoniak (NH<sub>3</sub>). Wobei letzteres nach seiner Deposition in der Umwelt zu etwa 1 % bezogen auf den Stickstoff als Lachgas wieder emittiert wird. Diese Emissionen werden in der Bilanz als CO<sub>2</sub>-Äquivalente bezogen auf die produzierte Strommenge (g CO<sub>2</sub>-eq/kWh) ausgewiesen. Die CO<sub>2</sub>-Äquivalente berücksichtigen die unterschiedlichen Treibhauswirkungen (GWP – Greenhouse Warming Potential) der genannten Gase, bezogen auf einen Zeithorizont von 100 Jahren.

In den nächsten zwei Abschnitten wird genauer auf die Thematik der Treibhausgase und Bilanzierungsmethode eingegangen.

#### 3.1.3.1 Treibhausgase

Die für den Treibhauseffekt bedeutendsten Gase, die auch durch das menschliche Handeln verursacht werden, sind Wasserdampf, Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan(CH<sub>4</sub>), Lachgas (N<sub>2</sub>O) halogenierte Kohlenwasserstoffe (HKW) und Ozon (O<sub>3</sub>).

Die Anwesenheit dieser Gase bewirkt, wie das Wort Treibhauseffekt schon verrät, eine dem Glashaus ähnliche Wirkung. Grundsätzlich gibt es zweierlei Arten von Treibhauseffekt. Der natürliche, der Leben überhaupt auf der Erdoberfläche ermöglicht hat und eben der anthropogene (vom Menschen verursacht) Treibhauseffekt. Durch das Wirken des Menschen auf der Erde wurde die Konzentration der vorher genannten Gase erhöht, das wiederum eine Steigerung des Treibhauseffekts bewirkt hat. Die Folgen des Treibhauseffektes sind bereits allen bekannt: Anstieg der mittleren Atmosphärentemperatur, Abschmelzen der Gletscher, Anstieg des Meeresspiegels und Anhäufung von Naturkatastrophen.

Bei der Analyse der Umweltwirkungen von Biogasanlagen muss daher nicht nur das wohl-bekannte CO<sub>2</sub> (o.a. Kohlendioxid), sondern auch andere Gasemissionen, die auch einen Beitrag zum Treibhauseffekt leisten, berücksichtigt werden. Insbesondere Methan (CH<sub>4</sub>) und Distickstoffmonoxid (N<sub>2</sub>O, vulgo Lachgas). Da der Beitrag am Treibhauseffekt im Verhältnis unterschiedlich groß ist, sind in Tabelle 3 die Koeffizienten angebracht, mit denen man ein kg des besagten Gases mit einer äquivalenten Menge an Kilogramm CO<sub>2</sub> - immer in Bezug auf Treibhauseffekt - vergleichen kann (CO<sub>2</sub>-Äquivalent).

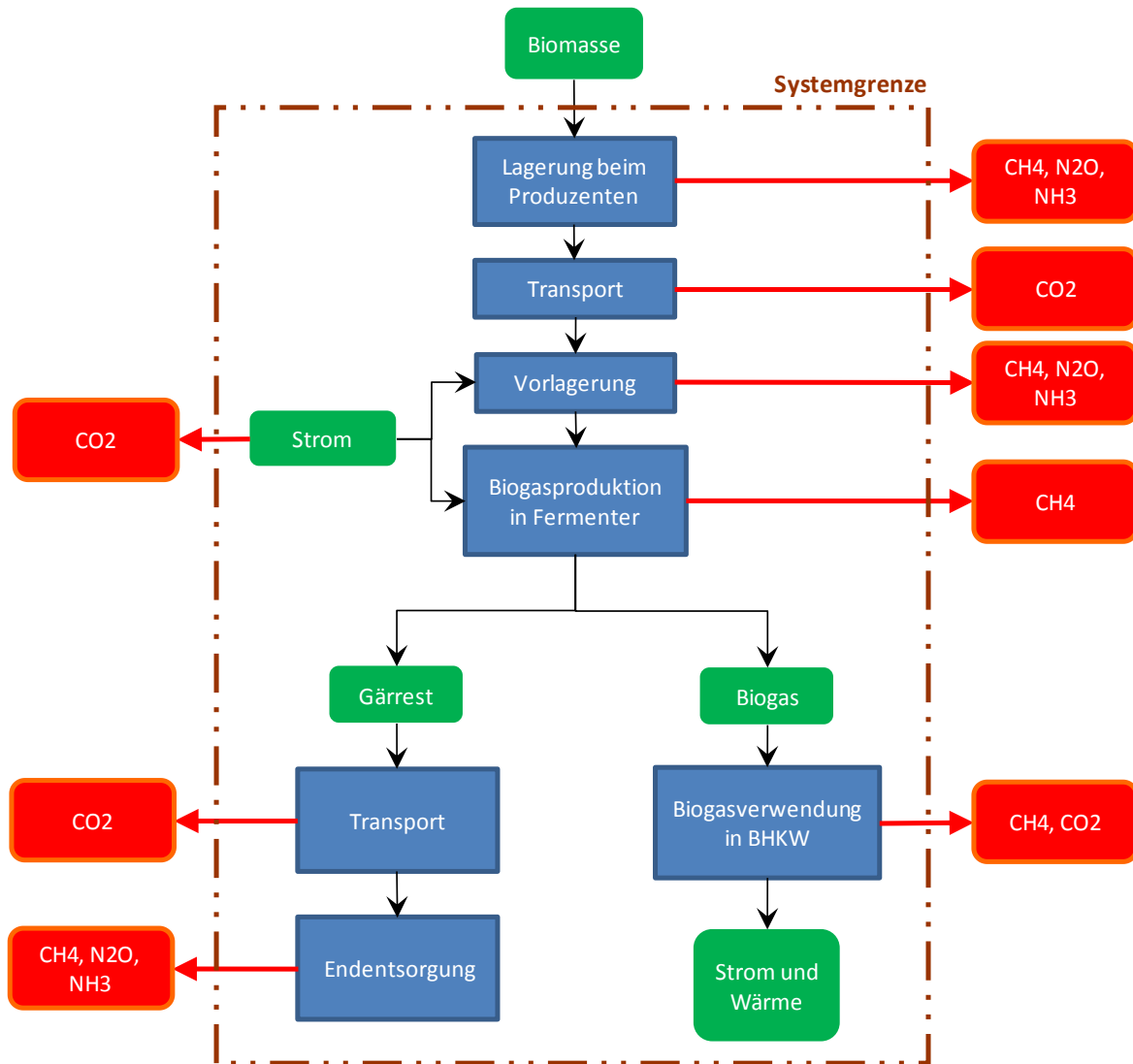
Treibhausgas	CO <sub>2</sub> -Äquivalente Emissionen <sup>3</sup> [kg CO <sub>2</sub> -eq / kg]
Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	1
Methan (CH <sub>4</sub> ), fossiler Herkunft	27,75
Methan (CH <sub>4</sub> ) erneuerbarer Herkunft	25
Distickstoffmonoxid (N <sub>2</sub> O)	298

**Tabelle 3: Beitrag zum Treibhauseffekt verschiedener Gase, ausgedrückt in CO<sub>2</sub>-Äquivalent.**

### 3.1.3.2 Bilanzierungsmethode

Die Berechnung der Umweltbilanz der untersuchten Biogasanlagen wurde grundlegend in zwei Schritte unterteilt. Erstens wurden die klimaschädlichen Emissionen, die beim Betrieb einer Biogasanlage entstehen (inklusive die Emissionen für den Bau der Anlage) berechnet. Die einzelnen Verfahrensschritte beim Betrieb einer Biogasanlage mit den entsprechenden Emissionen und die angewandte Systemgrenze sind in der nachfolgenden Grafik aufgezeigt.

<sup>3</sup> Quelle IPCC 2007 (Dong, et al., 2006).



**Abbildung 2: Verfahrensschritte beim Betrieb einer Biogasanlage und entsprechende Klimahaushalt-Emissionen.**

Zweitens wurden die Emissionen, die bei herkömmlicher Bewirtschaftung der Biomasse entstehen würden, ermittelt. Diese werden nämlich Dank der Biogasanlage eingespart und deshalb als Guthaben der Biogasanlage angerechnet. Es wird somit die Differenz zwischen den Treibhausgas-Emissionen der Biogasanlage und der herkömmlichen Bewirtschaftungsmethode gebildet. Die herkömmliche Bewirtschaftungsmethode stellt sozusagen das Referenzsystem dar, das von der eingesetzten Art der Biomasse abhängig ist. Für landwirtschaftliche Biogasanlagen wird als Referenzsystem eine Lagerung der Gülle und Mistes beim Landwirt und anschließende Ausbringung auf die Felder angenommen. Hingegen für die Biomüllvergärungsanlage wird als Referenzsystem die Kompostierung angenommen. Zusätzlich muss auch für die Strom- und Wärmeproduktion ein Referenzsystem angenommen werden, d.h. es muss ermittelt werden, wie die entsprechenden Energieformen normalerweise produziert werden. Die Referenzsysteme sind in Kapitel 3.1.3.4 genauer beschrieben.

Die Emissionen in Bezug auf den Züchtungsprozess des Viehs (z.B. Methanemissionen der Kühe) werden nicht berücksichtigt. Im Unterschied zu maisbetriebenen Anlagen für die hektarweise Land bewirtschaftet wird, werden landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit Tierausscheidungen betrieben, die sozusagen als Abfall anfallen. Da in jeder Hinsicht

Viehhaltung betrieben wird, müssen die diesbezüglichen Emissionen nicht in die Bilanz einberechnet werden.

Um die Emissionen zu uniformieren, d.h. auf eine bestimmte Einheit zu beziehen, wurde als Funktionelle Einheit eine Kilowattstunde Strom ( $1 \text{ kWh}_{\text{el}}$ ) gewählt, da die Erzeugung elektrischer Energie zur Zeit das Hauptziel der Biogasproduktion darstellt. In einem zweiten Schritt, um die Resultate der untersuchten Biogasanlagen untereinander besser vergleichen zu können, wurden die Emissionen auch auf die behandelte Biomasse-Menge bezogen.

Was die Berechnung einiger Emissionen betrifft, wurden diese mit Hilfe der Software GEMIS (Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme vom Öko-Institut in Darmstadt entwickelt: <http://www.oeko.de/service/gemis>) ermittelt. Diese Software wird im breitem Ausmaß auf Forschungsebene im LCA verwendet, was die Quantifizierung der Emissionen ermöglicht, die einem bestimmten Prozess assoziiert sind, auch noch mit Berücksichtigung des Landes in welchem der Prozess stattfindet.

Nach der Definition der Bilanzierungsmethode kann nun genauer auf die Beschreibung der Treibhausgas-Emissionen, die während der einzelnen Verfahrensschritte bei der Biogaserzeugung entstehen, eingegangen werden.

### 3.1.3.3 Emissionen während der einzelnen Verfahrensschritte in Biogasanlagen

In den nachfolgenden Abschnitten werden für die jeweiligen Verfahrensschritte beim Betrieb einer Biogasanlage die entsprechenden Emissionskoeffizienten ermittelt. So werden z.B. die  $\text{CO}_2$ -Emissionen, verursacht durch den Transport der Biomasse, die  $\text{CH}_4$ -Emissionen durch Leckagen,  $\text{CH}_4$ -Emissionen aus der unvollständigen Verbrennung sowie  $\text{CH}_4$ -Emissionen aus Vor- und Nachlagerung der Biomasse berücksichtigt. Die nachfolgende Grafik zeigt alle in dieser Studie berücksichtigten klimaschädlichen Emissionen im Falle von landwirtschaftlichen Biogasanlagen nochmals auf.

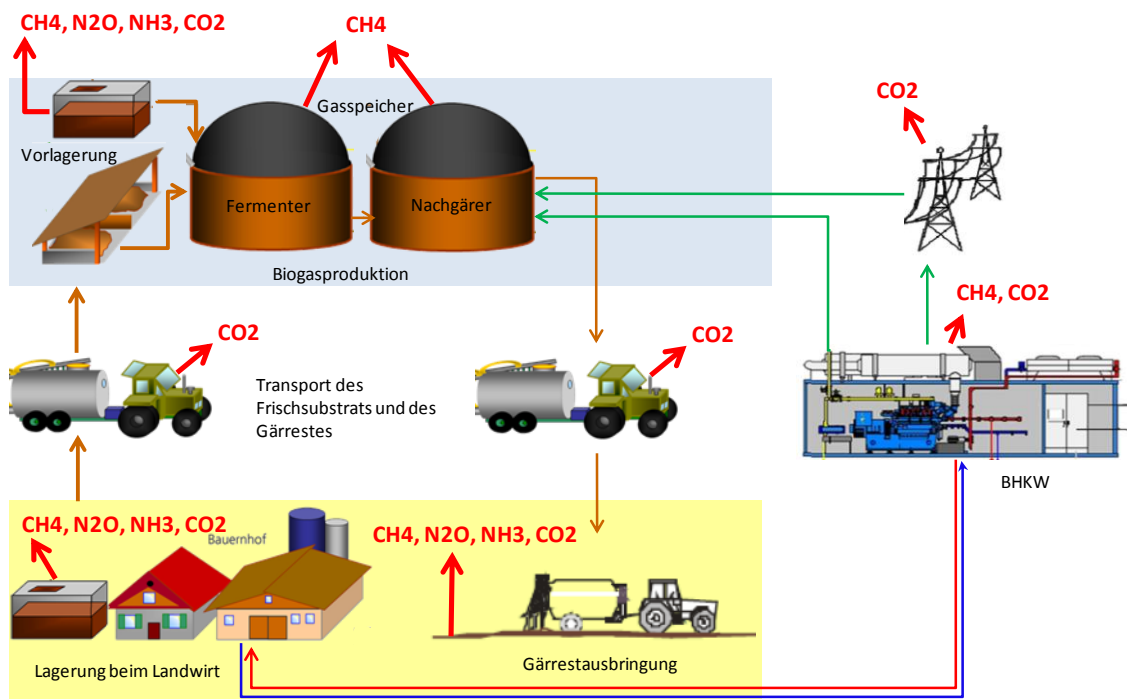


Abbildung 3: Verfahrensschritte beim Betrieb einer landwirtschaftlichen Biogasanlage und entsprechende klimaschädliche Emissionen.

Die Kohlendioxid-Emissionen, die auf natürliche Ausgangsstoffe (Biomasse, Biogas) zurückzuführen sind, werden als klimaneutral angesehen und nicht mit in die Bilanz einberechnet.

### Lagerung bei Landwirten

Grundsätzlich hängen die CH<sub>4</sub>-Emissionen während der Lagerung von Flüssig- und Festmist von der Menge und von dem Anteil, der anaerob vergärt, ab. Daher hat speziell die Art der Lagerung und die Lagertemperatur Einfluss auf die Methanemissionen. Wenn die Reststoffe ähnlich wie Flüssigstoffe gelagert werden (z.B. in Becken, Tanks oder Gruben), findet meistens anaerobe Vergärung statt und es wird eine signifikante Menge an CH<sub>4</sub> produziert. Klarerweise hat die Verweildauer auch großen Einfluss auf die Methanproduktion.

Werden die Reststoffe hingegen ähnlich wie Feststoffe behandelt d.h. als Misthaufen gelagert oder auch auf Wiesen bzw. Weideflächen ausgebracht, findet die Vergärung eher in aeroben Konditionen statt und weniger CH<sub>4</sub> wird produziert.

Die Berechnung der Emissionen während der Lagerung von Flüssig- und Festmist erfolgte im Wesentlichen auf Basis der Leitfäden von IPCC (IPCC 2000: Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Green-house Gas Inventories). Bei der Berechnung der Ammoniakverluste wurde jedoch auf die Ergebnisse von Olesen et al. (2004) zurückgegriffen, da IPCC (2000) hierfür keine Berechnungsgrundlage bietet. Die Emissionen bei der Lagerung der vergorenen Gülle bzw. Gärrestes werden in diesem Kapitel nachfolgend separat betrachtet.

Die Methanemissionen während der Lagerung von Flüssig- bzw. Festmist wurden nach IPCC (2000) mit folgender Formel berechnet:

$$EF = VS \times 365 \times B_0 \times 0,67 \times k_{MCF}$$

Parameter	Erklärung
EF	Jährliche CH <sub>4</sub> Emissionen aus der Viehzucht [kg CH <sub>4</sub> / Tier und Jahr]
VS	Menge an organischer Trockensubstanz der Reststoffe aus der Tierhaltung, [kg oTS / Tier und Tag]
365	Tage pro Jahr für Berechnung der jährlichen Menge an organischer Trockensubstanz [Tage / Jahr]
B <sub>0</sub>	Maximales Methanbildungspotential [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / kg oTS]
0.67	Konversionsfaktor von m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> in kg CH <sub>4</sub>
k <sub>MCF</sub>	Methankonversionsfaktor (abhängig von Art der Lagerung und mittlere Lagertemperatur [%])

**Tabelle 4: Erklärung der Parameter zur Berechnungsmethodik der Methanemissionen.**

Für die Berechnung der Methanemissionen während der Lagerung wurden die in Tabelle 5 angeführten Methankonversionsfaktoren k<sub>MCF</sub> und Methanbildungspotential B<sub>0</sub> verwendet.

Art der Exkremente	k <sub>MCF</sub>	B <sub>0</sub> [Nm <sup>3</sup> / kg oTS]
Rinderflüssigmist	0,39	0,20

**Tabelle 5: Methankonversionsfaktoren k<sub>MCF</sub> und Methanbildungspotentiale B<sub>0</sub> für gelagerten Flüssig- und Festmist nach IPCC.**

Es wurde bereits erwähnt, dass die Methanemissionen von der Lagerzeit abhängen, d.h. die Emissionen nehmen mit zunehmender Lagerdauer ab, und zwar laut folgender Formel:

$$E_{CH_4} = E_0 \times \exp(-at)$$

$E_0$  ist in diesem Fall die maximale tägliche Methanproduktion. Die Konstante  $a$  hingegen wird mit 0,0347/Tag angenommen. Die Zeitkonstante, bei der 63% der maximalen Methanproduktion emittiert wurden, beträgt daher 28,8 Tage.

Was hingegen die kumulierten Emissionen betrifft steigen diese klarerweise mit der Lagerzeit an, auch sie mit exponentieller Funktion.

$$E_{CH_4} = \frac{E_0}{a} (1 - \exp(-at))$$

Da in den untersuchten Fällen die Lagerzeit bei den Lieferanten kurz ist, wird die Gesetzmäßigkeit mit einer linearen Gleichung angeglichen:

$$E_{CH_4} = \frac{E_0}{a} \times at$$

Was die Lachgasemissionen betrifft wird unterschieden in direkte und indirekte Emissionen. Die direkten  $N_2O$  Emissionen kommen zustande aufgrund der Nitrifikation und Denitrifikation des Stickstoffes in den Reststoffen aus der Viehzucht. Die Menge der Emissionen während der Lagerung ist abhängig von dem Nitrat- und Kohlenstoffgehalt der Reststoffe und von Lagerdauer bzw. Lagerungsart. Als Nitrifikation bezeichnet man die bakterielle Oxidation von Ammoniak ( $NH_3$ ) zu Nitrat ( $NO_3^-$ ). Sie besteht aus zwei gekoppelten Teilprozessen: Im ersten Teil wird Ammoniak zu Nitrit oxidiert, das im zweiten Teilprozess zu Nitrat oxidiert wird. Anschließend bei der Denitrifikation wird der im Nitrat ( $NO_3^-$ ) gebundene Stickstoff zu molekularem Stickstoff ( $N_2$ ) umgewandelt.

Für die  $N_2O$ -Emissionen aus den Reststoffen der Viehzucht ist die Nitrifikation verantwortlich. Sie findet vor Allem bei Lagerung der Reststoffe aus der Viehzucht statt wenn genügend Sauerstoff vorhanden ist. Unter anaeroben Verhältnissen findet diese nicht statt. Nitrite und Nitrate werden mittels des natürlichen Denitrifikationsprozesses in  $N_2O$  und  $N_2$  umgewandelt. In der wissenschaftlichen Literatur herrscht generelles Einverständnis, dass das Verhältnis  $N_2O$  zu  $N_2$  mit steigendem Säuregehalt, steigender Nitratkonzentration und sinkendem Wassergehalt zunimmt.

Indirekte Emissionen treten aufgrund der flüchtigen Stickstoffverluste in Form von Ammoniak und  $NO_x$  auf. Der Anteil von ausgeschiedenem organischen Stickstoff der während Sammlung und Lagerung in Ammoniak mineralisiert wird, ist grundsätzlich abhängig von der Lagerzeit und Temperatur. Einfache Zusammensetzungen von organischem Stickstoff, wie Harnstoff und Harnsäure (bei Geflügel) werden schnell zu Ammoniak mineralisiert, das sehr flüchtig ist und leicht in die umliegende Luft gelangt (Asman et al., 1998; Monteny and Erisman, 1998). Ammoniak in der Atmosphäre wird anschließend zum Teil wieder in  $N_2O$  umgewandelt.

Die Berechnung der Lachgasemissionen während der Flüssig- und Festmistlagerung erfolgte ebenfalls nach IPCC (2000).

$$N_2O = N \times Nex \times EF_{N_2O} \times \frac{44}{28}$$

Parameter	Erklärung
N <sub>2</sub> O	direkte N <sub>2</sub> O Emissionen aus Bewirtschaftung der Reststoffe aus der Viehzucht [kg N <sub>2</sub> O / Jahr]
N	Anzahl Tiere
N <sub>ex</sub>	Jährliche Durchschnittsmenge von Stickstoffausscheidungen aus der Viehzucht [kg N / Tier und Jahr]
EF <sub>N<sub>2</sub>O</sub>	Emissionsfaktor für direkte N <sub>2</sub> O Emissionen aus Bewirtschaftung der Reststoffe aus der Viehzucht [kg N <sub>2</sub> O-N / kg N]
44/28	Umwandlung von (N <sub>2</sub> O-N) in N <sub>2</sub> O Emissionen

**Tabelle 6: Erklärung der Parameter zur Berechnungsmethodik der Lachgasemissionen.**

Für den Wert der durchschnittlichen Menge von Stickstoff-Tierausscheidungen wurde jener der Milchkühe aus Tabelle 7 hergenommen.

Tierart	N <sub>ex</sub>
Milchkühe	105,12

**Tabelle 7: Durchschnittliche Stickstoffausscheidungen [kg N / Tier und Jahr].**

Der Berechnung der Lachgasemissionen liegen die in Tabelle 8 zusammengefassten Emissionsfaktoren EF<sub>N<sub>2</sub>O</sub> zugrunde.

Art der Exkremente	EF <sub>N<sub>2</sub>O</sub>
Flüssigmist unvergoren	0,001
Flüssigmist vergoren	0,001

**Tabelle 8: N<sub>2</sub>O-Emissionsfaktoren für die Lagerung von Flüssig- und Festmist nach IPCC.**

Auch bei den Lachgasemissionen wurde angenommen, dass die Emissionen eine ähnliche zeitliche Abhängigkeit wie die Methanemissionen haben.

Die Bestimmung der lagerungsbedingten Ammoniakemissionen von Flüssig- und Festmist wurde nach Olesen et al. (2004) durchgeführt. Hierbei stehen die Ammoniakemissionen, wie bei der Berechnung der Lachgasemissionen, im direkten Verhältnis zum Stickstoffgehalt des Flüssig- bzw. Festmistes.

Es wird bei der Bestimmung der Ammoniakverluste zwischen verschiedenen Flüssig- und Festmistarten sowie der Art der Abdeckung unterschieden. Ausgewählte Emissionsfaktoren für die Berechnung der Ammoniakverluste während der Lagerung von Flüssig- und Festmist sind in Tabelle 9 zusammengefasst.

Art der Exkremente	Abdeckung	Emissionsfaktoren
Flüssigmist unvergoren	keine	0,080
	Stroh	0,016
	Schwimmdecke	0,024
Flüssigmist vergoren	keine	0,200
	Stroh	0,040
	Schwimmdecke	0,040
Festmist unbehandelt (Tretmiststall)	keine	0,100
Festmist unbehandelt (Tiefstreustall)	keine	0,200

**Tabelle 9: NH<sub>3</sub>-Emissionsfaktoren für die Lagerung von Flüssig- und Festmist (Olesen et al. nach Scholwin et al., 2006).**

Für die Berechnung der Auswirkung auf den Treibhausgaseffekt von den Ammoniakemissionen wird auf der Grundlage der Vorgaben des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 1 % der NH<sub>3</sub>-Verluste als N<sub>2</sub>O berücksichtigt.

### Transport der Frischsubstanz

Bei der Berechnung der CO<sub>2</sub> Emissionen beim Transport der Frischsubstanz von den Lieferanten zur Biogasanlage muss zwischen den eingesetzten Transportmitteln unterschieden werden. Grundsätzlich können Traktoren oder Tanklastwagen zum Einsatz kommen. Der Treibstoffverbrauch wurde für jede landwirtschaftliche Biogasanlage während der Datenerhebung explizit erhoben und mit den Daten der Studie „Biogasinitiative Südtirol“ ergänzt. Somit entsprechen diese Werte dem effektiven Treibstoffverbrauch für den Transport der Frischsubstanz. Gleichmaßen wurde auch der effektive Treibstoffverbrauch für den Transport des Gärrestes ermittelt.

Grundsätzlich geht aus den ermittelten Daten hervor, dass für den Treibstoffverbrauch die Richtwerte in Tabelle 10 angenommen werden können. Zusätzlich sind die entsprechenden Emissionsfaktoren angegeben.

Transportmittel	Treibstoffverbrauch	Zusätzlicher Treibstoffverbrauch	Emissionsfaktoren [kg CO <sub>2</sub> /l]
Traktor	10,5 l/h	+ 30% für Beladen mit 2. Traktor	2,62
Tanklastwagen	35 l/100 km	+ 20% für Beladen und Entladen	2,62

**Tabelle 10: Treibstoffverbrauch und Emissionsfaktoren für Transport Biomasse.**

### Vorlagerung bei Biogasanlage

Da die Dauer der Vorlagerung bei der Biogasanlage in den meisten Fällen sehr kurz ist (beträgt max. einige Tage), werden die Emissionen in diesem Prozessabschnitt nicht berücksichtigt.

### Errichtung der Biogasanlage

Die klimaschädlichen Emissionen, die beim Bau der Biogasanlage entstehen sind vor allem auf den Einsatz von Stahl und Beton zurückzuführen. Die Komponenten einer Biogasanlage sind in erster Linie die Fermenteranlage mit Zugabesystem oder Vorgrube, Haupt- und Nachgärer und Gärrestlager, sowie das BHKW.

Da eine genaue Ermittlung der zum Bau eingesetzten Baumaterialien und entsprechenden Mengen sehr aufwendig ist, bezieht man sich in dieser Studie auf Literaturdaten. Insbesondere werden die Werte, die in der Studie von Plöchl 2006 „Ökologische Bewertung der Biogaserzeugung und –nutzung“ bereits mit Hilfe von GEMIS ermittelt wurde, angenommen. Für das BHKW wurden dabei ca. 300 t Beton und 60 t Stahl je Megawatt elektrischer Leistung angenommen, daraus ergeben sich 29 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh. Für die baulichen Anlagen können im Mittelwert 117 t/MW Beton und 27 t/MW Stahl angenommen werden. Dies ergibt nach dem Globalen Emissionsmodell Integrierter Systeme (GEMIS) eine Treibhausgasbilanz von ca. 13 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh. Die Annahmen zur Ermittlung dieser Werte mittels GEMIS waren eine Lebensdauer von 15 Jahre und eine Auslastung von 7.500 Betriebsstunden pro Jahr.

### **Betrieb der Biogasanlage (Prozessenergie)**

Emissionen, die mit dem Betrieb einer Biogasanlage in Verbindung stehen, beziehen sich vor allem auf die Emissionen, die auf den Verbrauch von elektrischer Energie zurückzuführen sind. Elektrische Energie wird in einer Biogasanlage vor Allem für den Betrieb der Rührwerke, Pumpen sowie Leittechnik benötigt. Viele Studien, die in der Literatur zu finden sind, gehen davon aus, dass während des Betriebes einer Biogasanlage durchschnittlich 10% der erzeugten elektrischen Energie für den Betrieb der Biogasanlage aufgewendet wird, wobei dieser Anteil bei sehr kleinen Biogasanlagen höher ausfallen kann. Im Rahmen dieser Studie wurde der elektrische Energiebedarf und auch die vom Netz bezogene Energiemenge für jede untersuchte Biogasanlage ermittelt. Somit lassen sich die diesbezüglichen Emissionen, unter der Annahme eines Emissionsfaktors bezogen auf den italienischen Strommix, berechnen. Laut PAE (Piano d’Azione Italiano per l’Efficienza Energetica 2011) beträgt dieser 440 g CO<sub>2</sub>/kWh.

### **Biogasproduktion**

Während des Betriebes einer Biogasanlage sind Emissionen, verursacht durch verschiedene Undichtigkeiten in der Anlage, nicht auszuschließen. Hierbei kann Biogas beispielsweise durch den Biogasspeicher hindurch diffundieren. Diese Verluste hängen hauptsächlich von der Abdichtungstechnik und den eingesetzten Materialien ab. Normalerweise beträgt die maximale Methan-Durchlässigkeit der Abdichtungen weniger als 1000 cm<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>·dx·bar.

Des Weiteren kann Biogas aufgrund von Undichtigkeiten bei der Substratzufuhr, an Rohrverbindungen oder Überdruckventilen austreten.

Unter Berücksichtigung dieser Punkte wurde angenommen, dass 1% des in der Biogasanlage produzierten Biogases aufgrund von Leckagen und Undichtigkeiten freigesetzt wird.

### **Biogasverwendung**

Die energetische Nutzung von Biogas im BHKW ist mit einer Vielzahl verschiedener Umweltwirkungen verbunden, wobei das direkt vom Biogas stammend CO<sub>2</sub> als klimaneutral angesehen wird und somit bei der Bilanzierung nicht berücksichtigt wurde.

Neben CO<sub>2</sub> sind insbesondere die Freisetzung von Stickoxiden (NO<sub>x</sub>), Methan, Kohlenmonoxid und Schwefeloxiden von wesentlicher Bedeutung. Die Höhe der Emissionen dieser Schadgase wurde im Rahmen einer Studie von Edelmann et al. (2001) abgeschätzt, die allerdings auf eine Vielzahl von einzelnen Messergebnissen basieren. In Tabelle 11 sind die unterstellten Emissionen von CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> verschiedener BHKWs bezogen auf 1 kg Biogas zusammengefasst.

Emissionen je kg Biogas	Zündstrahl Biogas	Zündstrahl Zündöl	Zündstrahl total	160 kW <sub>el</sub> Kat.	Magermotor
Abgasmenge Rechenwert [l]	2591,4	166,3	2757,7	2591,4	2591,4
Dieselmenge [kg]	0	0,04	0,05	0	0
CO <sub>2</sub> [g]	1740	155	1890	1740	1740
NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [g]	1,04	0,07	1,15	0,42	0,81
CO [g]	2,59	0,17	2,83	1,06	1,09
SO <sub>x</sub> als SO <sub>2</sub> [g]	0,64	0,16	0,87	0,64	0,64
CH <sub>4</sub> [g]	0,053	0,003	0,058	0,053	0,053

**Tabelle 11: Emissionswerte der verschiedenen BHKW. Beim Zündstrahlaggregat sind die Emissionen von Öl und Gas separat sowie als Summe angebracht. (Edelmann et al., 2001)**

Untersuchungen zeigen, dass mit Gas betriebene BHKW einen sogenannten „Methanschluß“ aufweisen, wobei eine unvollständige Verbrennung zu Methanemissionen über das Verbrennungsgas an die Umwelt führt. Der Methanschluß hängt vor allem vom CH<sub>4</sub>-Gehalt des Gases, von der technischen Ausführung des Motors und von der Leistung des BHKW ab. Eine eventuelle Abgasmachbehandlung kann die Methanemissionen reduzieren. Tabelle 12 zeigt die Ergebnisse von Messungen der Methankonzentration im Motorabgas von mit Biogas betriebenen BHKW.

Quelle	kW <sub>el</sub>	CH <sub>4</sub> -Gehalt im Biogas in Vol %	CH <sub>4</sub> -Konzentration im Motorabgas in mg/Nm <sup>3</sup>	Anmerkung
Bayrisches Landesamt für Umwelt 2006	30 – 340	55	290 <sup>1</sup>	<sup>1</sup> Der Zahlenwert betrifft hier die CnHm-Konzentrationen. Diese stimmen bei Biogas weitgehend mit der CH <sub>4</sub> -Konzentration überein
Danish Gas Technology Centre 2004	Nicht bekannt	65	880-920 <sup>2</sup>	<sup>2</sup> Gemessen wurde ein Zahlenwert von 2.200 - 2.300 mg/Nm <sup>3</sup> CnHm bei Erdgasbetrieb. Der Umrechnungsfaktor für Biogasbetrieb wurde mit 0,4 angegeben. Dies ergibt die nebenstehenden Werte 880 - 920 mg/Nm <sup>3</sup>
FTU 2007 Werte aus Messungen an 4 verschiedenen Biogas-BHKW	348 249 130 130	64 61 60 60	861 2.333 280 293	
Unveröffentlichter Bericht der BOKU, IFA-Tulln, Inst. für Biotechnologie Proj. 2007	500	55	1.100 <sup>3</sup>	<sup>3</sup> Angegeben wurde ein Methanschluß von 1,79% CH <sub>4</sub> bezogen auf die in den Motor eintretende Methanstoffmenge. Die Rückrechnung erfolgt unter der Annahme einer O <sub>2</sub> Konzentration im Motorabgas von 5 %.

**Tabelle 12: Messungen des Methanschlußes von BHKWs (S.Woess-Gallsch et al.,2007).**

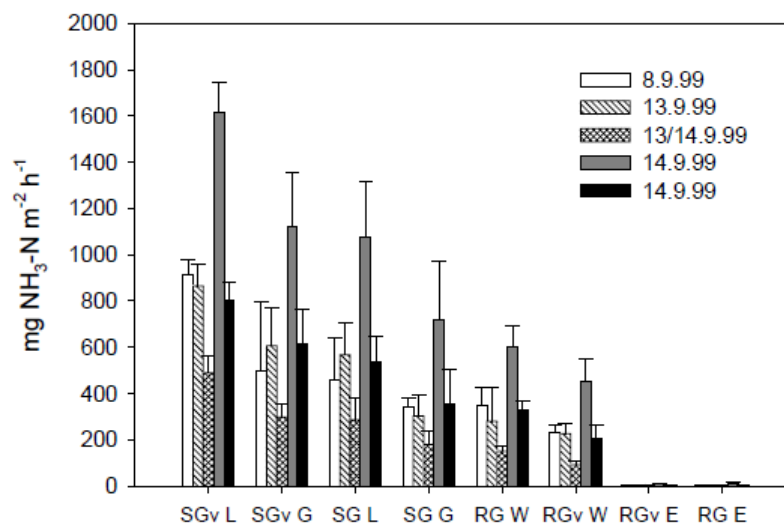
Wie ersichtlich liegen die gemessenen Werte zwischen 280 und 2.333 mg/Nm<sup>3</sup>. Zur Illustration des Einflusses des Methanschlupfs auf die Treibhausgasbilanz wurde aus den Messungen jene der BOKU gewählt, die einen *Methanschlupf von 1,79 %* bezogen auf die in den Motor eintretende Methan-Menge ausweisen. Die sich hieraus ergebende Methankonzentration im Motorabgas von 1.100 mg/Nm<sup>3</sup> liegt ungefähr in der Mitte der Bandbreite der in Tabelle 12 angegebenen Messwerte.

### Nachlagerung

Die Emissionen während der Lagerung des Gärrestes sind abhängig von mehreren Faktoren, wie z.B. Lagertemperatur, Art des Gärrestes und Lagerungsart. Da die Thematik von hoher Komplexität und gleichzeitig von hoher Wichtigkeit ist, werden nachfolgend allgemeine Informationen angeführt, die mit Hilfe unterschiedlicher Studien ermittelt wurden.

Im Rahmen einer Studie unter der Koordination von J. Clemens (IPE) „Untersuchung der Emissionen direkt und indirekt klimawirksamer Spurengase (NH<sub>3</sub>, N<sub>2</sub>O und CH<sub>4</sub>) während der Lagerung und nach der Ausbringung von Kofermentationsrückständen sowie Entwicklung von Verminderungsstrategien“ wurden die Emissionen während Lagerung und Ausbringung des Gärrestes ermittelt.

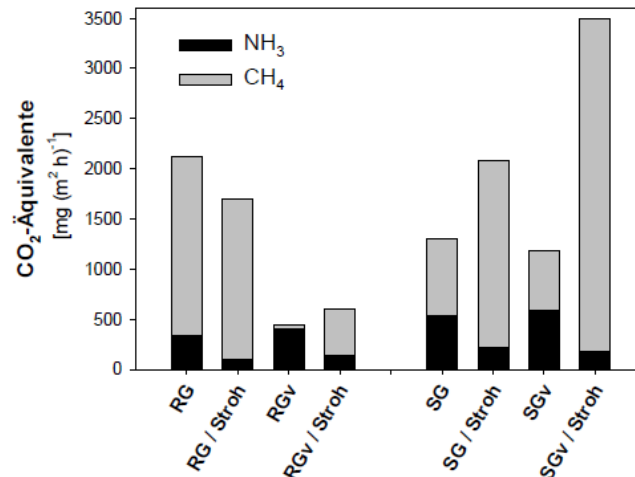
Für die Untersuchung der Emissionen während der Lagerung von J. Clemens (2002) wurden im ersten Versuchsjahr die Emissionsmessungen aus vier Lagerungsarten vorgenommen. Es handelte sich um Rinder- und Schweinegülle-Lager, jeweils vergoren und unvergoren. Dann wurden die Emissionen aus der Lagerung der Kofermentationsrückstände miteinander verglichen. Laut dieser Studie war der Ausstoß von Ammoniak bei Schweinegülle höher als jener bei Rindergülle. Grundsätzlich erhöhte sich der NH<sub>3</sub>-Ausstoß bei vergorener Gülle und Mist (siehe nachfolgende Abbildung).



**Abbildung 4: NH<sub>3</sub>-Emissionen bei Lagerung von Rohgülle und Gärrückständen. Dargestellt sind die einzelnen Messtermine für Substrate verschiedener Anlagen (L,G,W,E), (SG: Schweinegülle, RG: Rindergülle, Index v: vergoren), (J.Clemens, 2002).**

In der Anlage E wurde mit Wasser verflüssigter Rindermist zur Vergärung verwendet. Folglich hatten sowohl das unvergorene Substrat, als auch der Gärrückstand einen sehr geringen NH<sub>4</sub><sup>+</sup>-Gehalt und bildeten eine deutliche Schwimmdecke aus. Hieraus resultieren die sehr geringen NH<sub>3</sub>-Emissionen. Diese nahmen mit zunehmendem NH<sub>4</sub><sup>+</sup>-Gehalt und pH der Substrate bei zugleich abnehmender Ausbildung von Schwimmdecken deutlich zu.

Die CH<sub>4</sub>-Emissionen waren jedoch bei allen Gärrückständen deutlich geringer als aus den unvergorenen Substraten.



**Abbildung 5: NH<sub>3</sub> und CH<sub>4</sub>-Emissionen bei Lagerung von Rinder- und Schweinegülle (RG, SG) sowie von Kofermentationsrückständen, die aus der Gülle gewonnen wurden (RGv, SGv), jeweils mit und ohne Strohabdeckung, (J.Clemens, 2002).**

Zusammenfassend kann beobachtet werden, dass vergorene Substrate in der Regel geringere Gehalte an leicht abbaubarem C aufweisen als unvergorene Gülle, wodurch die CH<sub>4</sub>-Emissionen während der Lagerung reduziert sind. Der höhere pH-Wert und die höheren Gehalte an NH<sub>4</sub><sup>+</sup> in den Kofermentationsrückständen führen jedoch zu potentiell höheren NH<sub>3</sub>-Verlusten im Vergleich zu unvergorener Gülle. Zudem bilden Kofermentationsrückstände nur in sehr geringem Maße natürliche Schwimmdecken aus, welche die NH<sub>3</sub>-Emissionen reduzieren könnten. Die Zugabe von Stroh als künstliche Schwimmdecke würde zwar die NH<sub>3</sub>-Verluste deutlich reduzieren, führe aber gerade bei Kofermentationsrückständen zu einem deutlichen Anstieg der CH<sub>4</sub>-Emissionen. Daher ist hinsichtlich der Reduzierung der Emission klimawirksamer Spurengase die Abdeckung von Gärrückstandslagern mit Stroh nicht zu empfehlen. Abdeckungen aus anorganischen Materialien oder die Lagerung in vollständig geschlossenen Behältern sind sinnvolle Alternativen, wie in es in Südtirol Großteils der Fall ist.

N<sub>2</sub>O-Emissionen aus den Lagerbehältern waren nur selten feststellbar und für die Gesamtbilanz der klimawirksamen Gase unbedeutend.

Eine weitere Studie (Jäkel, et al., 1999) hat jene Faktoren ermittelt, die Einfluss auf die Freisetzung von Emissionen bei der Lagerung vergorener Gülle haben. Die Ergebnisse dieser Studie sind nachfolgende angeführt.

**Fermentation:** Infolge der anaeroben Vergärung kommt es zu Veränderungen in den Gülleeigenschaften, die sich auf das Emissionsverhalten der zu lagernden Gülle auswirken können, und zwar:

1. Abnahme der organischen Substanz (um ca. 40 %);
2. Erhöhung des pH-Wertes;
3. Erhöhung der Temperatur;
4. Zunahme des Ammoniumgehaltes, was zur Folge eine Erhöhung der Ammoniakemissionen hat.

**Gülleart:** Die Freisetzung der Spurengase ist in starkem Maße von den Gülleinhaltsstoffen und deren physikalischen Eigenschaften (z. B. Dichte, Dampfdruck und Diffusion) abhängig. Je mehr die Dichte eines Gases von der der Luft abweicht und je größer die Diffusionskonstante, umso rascher wird diese Substanz emittiert. Zu den schnell diffundierenden Gasen gehört Ammoniak.

Auch mit zunehmendem NH<sub>4</sub><sup>+</sup>-Anteil in Jauche und Gülle sind höhere NH<sub>4</sub><sup>+</sup>-Verluste zu erwarten. Der Gehalt an löslichen N-Verbindungen (z. B. Harnstoff) ist von der Tierart

abhängig. Schweine scheiden einen höheren Anteil des Stickstoffs in löslicher Form aus als Rinder. Der Anteil des anfallenden Stickstoffs in organisch gebundener bzw. löslicher, schnell wirksamer Form variiert außerdem in Abhängigkeit von der Art des Wirtschaftsdüngers.

Bedingungen der Güllelagerung: Auch äußere Faktoren (z. B. Temperatur, Windgeschwindigkeit) nehmen Einfluss auf die Freisetzung von Spurengasen.

Mit Zunahme des Füllstandes des Lagerbehälters wird sowohl die Gülleoberfläche verstärkt der einströmenden Luft ausgesetzt, als auch die über der Oberfläche vorhandene Luft schneller abtransportiert. Mit steigender Windgeschwindigkeit und Temperatur wird dieser Effekt verstärkt.

Durch Erwärmung des Flüssigmistes wird die mikrobielle Tätigkeit erhöht und somit die Entstehung von Emissionen gefördert. Versuche zeigen, dass die Ammoniakemissionen aus Güllelagern im Sommer etwa 3-mal höher sind als im Winter.

Die Gasbildung ist darüber hinaus von den Reaktionsbedingungen, d. h. von der Sauerstoffzufuhr in der Gülle abhängig. Man kann zwischen aeroben und anaeroben Prozessen unterscheiden. In den überwiegend anaeroben Bereichen von Flüssigmist werden in erster Linie Methan und Kohlendioxid (Methanisierung) bzw. Ammoniak (Ammonifikation von Harnstoff) gebildet. Beim aeroben Abbau organischer Substanzen überwiegt deren Umsetzung zu Ammoniak, Kohlendioxid und Wasser. In aeroben und semiaeroben Bereichen von Schwimmdecken können Nitrifikations- und nach Bildung oxidiertes Stickstoffverbindungen auch Denitrifikationsprozesse auftreten. Beide Prozesse führen zu Lachgasemissionen.

Für die Berechnung der Klimagasemissionen wurden die Emissionskoeffizienten aus Tabelle 13, welche Lagerung und Ausbringung zusammen beinhalten, angenommen.

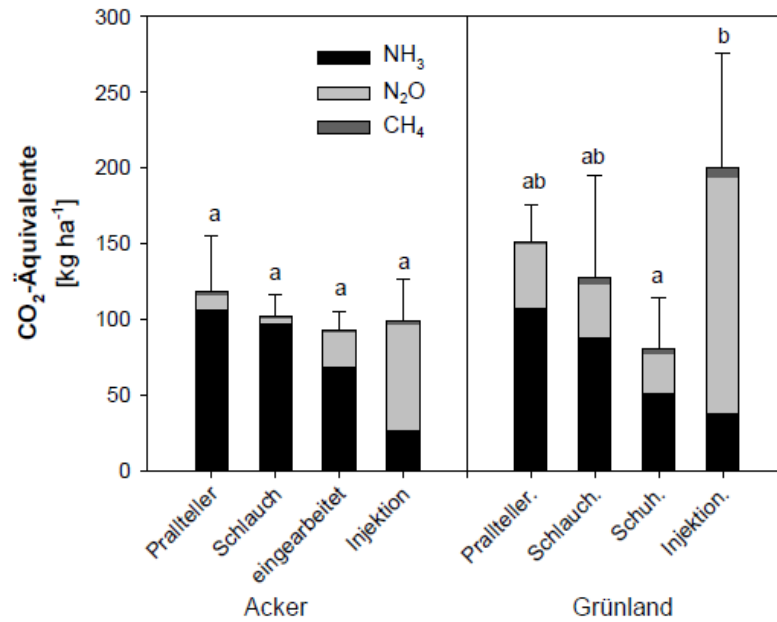
### **Ausbringung**

Die klimaschädlichen Emissionen während der Ausbringung des Gärrestes sind auf zweierlei Gründe zurückzuführen: zum einen entstehen Emissionen beim Transport der Biomasse von den Landwirten auf die Felder und zum anderen während des gesamten Abbaus der Biomasse zu Humus (Humifizierung und Mineralisierung).

Die Emissionen während des Transportes wurden grundsätzlich auf Basis der Anzahl der Landwirte geschätzt, d.h. für jeden Landwirt wurde eine durchschnittliche Transportstrecke für die Ausbringung angenommen und mit Hilfe der Emissionsfaktoren von Tabelle 10 die diesbezüglichen Emissionen berechnet. In allen Fällen tragen diese Emissionen nur in sehr geringen Maße zu den Gesamtemissionen bei.

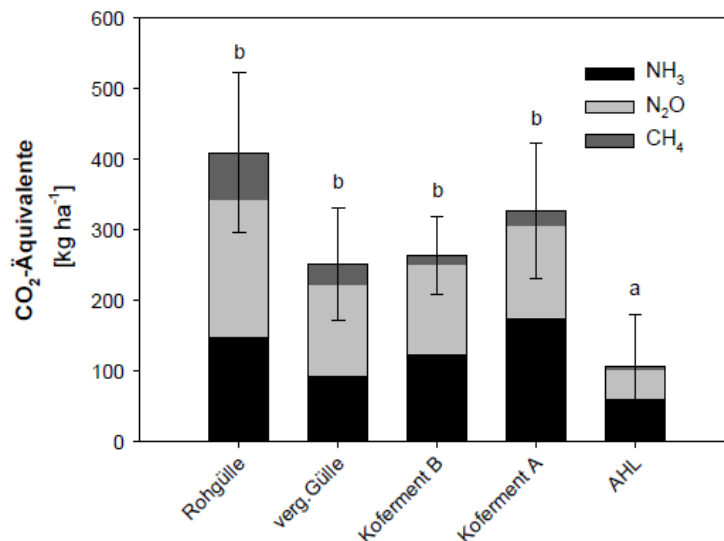
Die Emissionen aufgrund des Abbaus des Gärrestes zu Humus hingegen tragen sehr wohl (wie später die Ergebnisse zeigen werden) zu den Gesamtemissionen bei. Diese Emissionen wurden ebenso im Rahmen der Studie von J. Clemans, 2002 untersucht.

Laut dieser Studie konnte zum einen ein Einfluss der Applikationstechnik bei der Ausbringung von Kofermentationsrückständen auf die Emissionen für alle untersuchten Spurengase sowohl auf Grünland als auch auf Acker festgestellt werden. Es geht hervor, dass je tiefer der Gärrest in dem Boden eingearbeitet wird, desto niedriger sind die Ammoniak (NH<sub>3</sub>) Emissionen. Allerdings steigen dabei die Emissionen an Lachgas (N<sub>2</sub>O).



**Abbildung 6: Düngerinduzierte Emission von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten nach der Ausbringung von Co-Fermentationsrückstand auf Acker und Grünland mit verschiedenen Techniken (J.Clemens, 2002).**

Was hingegen den Einfluss der anaeroben Vergärung auf die Emissionen betrifft, wurde dieser im Rahmen der Studie in einem weiteren Versuch untersucht. Es wurde ein Feld mit Winterweizen in verschiedenen Abschnitten mit vergorenem Substrat und mit roher Gülle gedüngt (auch mit verschiedenen Ausbringungsmethoden) und dann die Emissionen gemessen und verglichen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ergebnisse (Abbildung 7) aus welcher hervorgeht, dass bei Düngung mit Rohgülle ein höherer CO<sub>2</sub>-Äquivalentwert gemessen wurde als bei Ausbringung von vergorener Gülle.



**Abbildung 7: Düngerinduzierte Emission von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten während eines Jahres nach Frühjahrsdüngung von Winterweizen mit verschiedenen Substraten (J.Clemens, 2002).**

Schlussziehend können die Ergebnisse dieser Studie folgendermaßen zusammengefasst werden: vor allem für Kofermentationsrückstände führt ein unmittelbares flaches Einarbeiten nach der Ausbringung auf Acker und eine Ausbringung mit dem Schleppschuh auf Grünland zu den geringsten Emissionen. Die Vergärung von Gülle führt zu keinen höheren Emissionen

sondern kann tendenziell zu einer Verminderung des Treibhauspotentials der düngerinduzierten Klimagasemissionen führen.

Ebenso in diesem Fall wurden für die Berechnung der Klimagasemissionen die Emissionskoeffizienten aus Tabelle 13, welche Lagerung und Ausbringung zusammen beinhalten, angenommen.

### Lagerung und Ausbringung

Eine weitere Studie (Amon et al. 2002), die den Einfluss verschiedener Flüssigmist-Behandlungsverfahren auf den Umfang gasförmiger Emissionen während Lagerung und Ausbringung untersucht, hat den Titel „Methane, Nitrous Oxide and Ammonia Emissions from Management of Liquid Manures“ von Amon et al. (2002). Da diese Studie die klimarelevanten Emissionen bzw. die durch anaerobe Vergärung vermiedenen Emissionen während Lagerung und Ausbringung quantifiziert, werden nachfolgend auch die Resultate dieser Studie angebracht. Die Ergebnisse der Untersuchungen im Rahmen dieser Studie betreffend die klimarelevanten Emissionen während Lagerung und nach Ausbringung von Milchviehflüssigmist sind in der nachfolgenden Tabelle aufgezeigt.

Behandlung	NH <sub>3</sub>		CH <sub>4</sub>		N <sub>2</sub> O		GHG [% CO <sub>2</sub> -eq]
	[g/m <sup>3</sup> ] <sup>1</sup>	%	[g/m <sup>3</sup> ] <sup>1</sup>	%	[g/m <sup>3</sup> ] <sup>1</sup>	%	
Unbehandelt	227	100	4047	100	24	100	100
Separiert	403	178	2363	58	29	120	63
Vergärung	230	101	1345	33	31	130	41
Strohdecke	320	141	4926	122	53	220	130
Belüftung	423	186	1739	43	54	227	58

<sup>1</sup> die Werte beziehen sich auf 1 m<sup>3</sup> Frischsubstanz

**Tabelle 13: NH<sub>3</sub>-, CH<sub>4</sub>-, N<sub>2</sub>O- Emissionen während der Lagerung und nach der Ausbringung von Milchviehflüssigmist (Amon et al., 2002).**

Bei den Berechnungen der Umweltbilanz der untersuchten Biogasanlagen in den nächsten Kapiteln werden die Ergebnisse dieser Studie hergenommen.

Die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. schreibt in dessen Studie (2006), dass in Bezug auf Lagerung und Ausbringung die vergorene Biomasse die niedrigste Emission an klimaschädlichen Gasen aufweist. Die Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Äquivalents im Vergleich zu roher Gülle beträgt rund 60-75% (siehe Tabelle 13).

Grund dafür ist laut dieser Studie die bereits erfolgte Verarbeitung der organischen Stoffe im vorhergehenden anaeroben Vergärungsprozess. Dadurch liegt auch auf der Hand, dass die Höhe des Methanausstoßes in der Ausbringung direkt zum Abbaugrad der organischen Stoffe im Fermenter und Nachfermenter in Verbindung gebracht werden können. D.h. je kürzer die Verweildauer im Fermenter, desto höher die Methanausstöße in der Lagerung und Ausbringung.

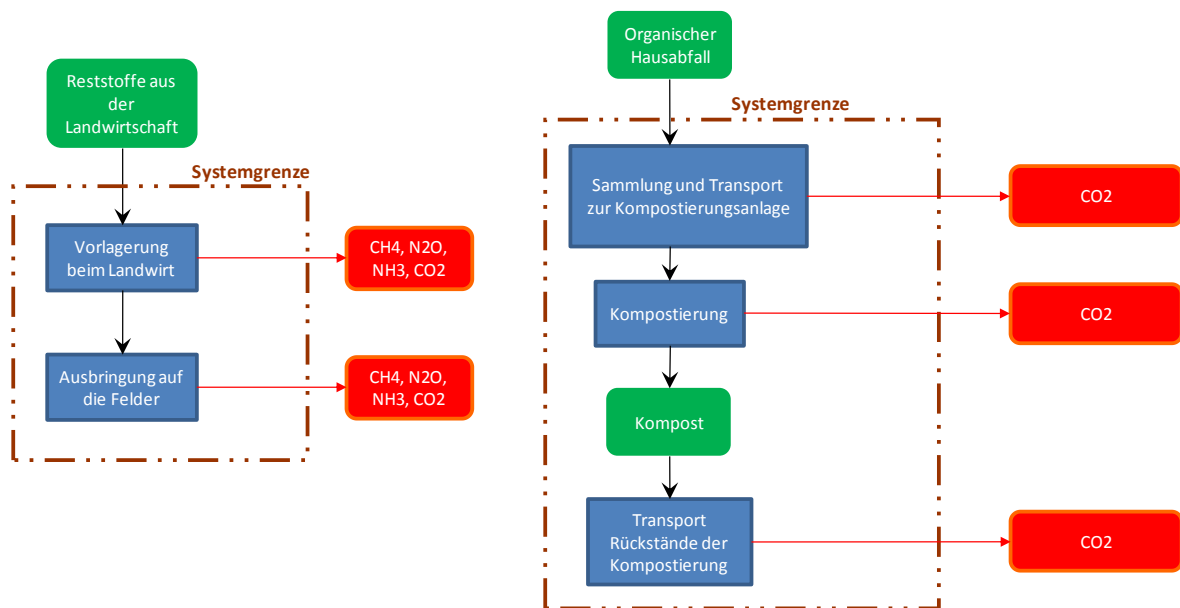
„Auf Basis mehrjähriger Untersuchungen gilt daher die allgemeine Empfehlung für Anlagenbetreiber:

- die Verweilzeit bei Rindergülle sollte 28 bis 35 Tage und bei Schweinegülle 25 Tage nicht unterschreiten;
- bei der Kofermentation mit Energiepflanzen wird für Mais eine hydraulische Verweilzeit von 41 bis 44 Tagen und bei Klee gras von 45-47 Tagen empfohlen.

Andernfalls ist mit erheblichen Methanenergieverlusten und Atmosphärenbelastungen zu rechnen.“ (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2006)

### 3.1.3.4 Referenzsysteme

Um einen Vergleich zwischen den Klimagasemissionen einer Biogasanlage und den Emissionen, die bei einer konventionellen Bewirtschaftung der Biomasse in die Atmosphäre gelangen, erstellen zu können, muss ein Referenzsystem erstellt werden. Dieses Referenzsystem ist abhängig von der verwendeten Eingangsbiomasse. Werden Reststoffe aus der Viehzucht verwendet, so besteht das Referenzsystem in der Lagerung und anschließenden Ausbringung der Gülle bzw. Mistes auf die Felder. Kommen hingegen organische Hausabfälle zum Einsatz, besteht das Referenzsystem im Transport und Kompostierung der Biomasse. Die nachfolgende Grafik zeigt die beiden Referenzsysteme auf.



**Abbildung 8: Referenzsysteme zur Berechnung der eingesparten Emissionen für landwirtschaftliche Biogasanlagen und für die Biomüllvergärungsanlage.**

Die Emissionsfaktoren betreffend das erste Referenzsystem sind dieselben, die bereits für die Lagerung der Frischsubstanz beim Landwirt (siehe Kapitel 3.1.3.3) ermittelt wurden, zuzüglich der Emissionen aufgrund des Transportes der Frischsubstanz auf die Felder.

Was hingegen die Emissionsfaktoren zum Referenzsystem bezüglich organischen Abfalls betreffen, werden diese in der entsprechenden Umweltbilanz der Biomüllvergärungsanlage (Kapitel 4.4.4) genauer beschrieben.

Des Weiteren muss ein Referenzsystem auch für die Strom- und Wärmeerzeugung angenommen werden, d.h. es muss eine Annahme getroffen werden, wie die elektrische und thermische Energie auf herkömmliche Weise produziert werden würde. In beiden Fällen wurde der sogenannte „nationale Mix“ angenommen. Die Emissionsfaktoren bezüglich der Produktion der beiden Energieformen und die prozentuelle Aufteilung in die wichtigsten Energiequellen sind in der nachfolgenden Tabelle angegeben.

	Kohle	Erdöl	Gas	Erneuerbare Energiequellen
Nationaler Strommix (laut Terna 2010)	11,6%	2,9%	44,5%	22,4%
	0,440 kg CO <sub>2</sub> /kWh			
Nationaler Wärmemix (laut IEA 2008)	1%	32,6%	61%	2,3%
	0,217 kg CO <sub>2</sub> /kWh			

**Tabelle 14: Emissionsfaktoren für den nationalen Strom- und Wärmemix.**

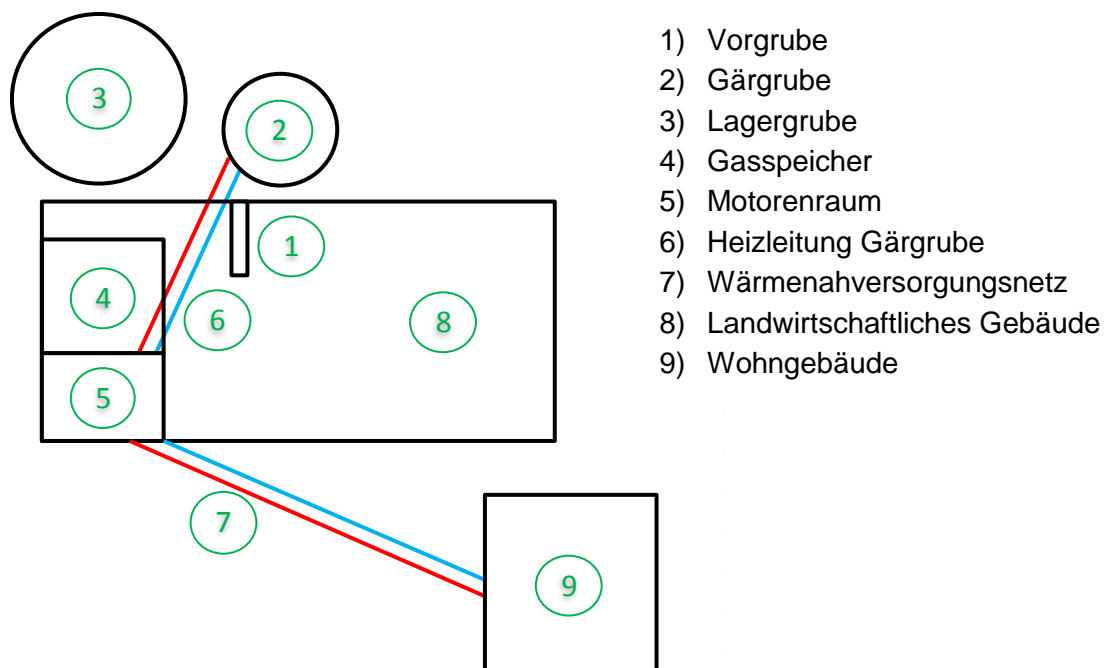
## 3.2 Privatanlage kleiner Leistung

### 3.2.1 Beschreibung der Anlage

Es handelt sich hierbei um eine private Biogasanlage kleiner Größe, die von einem Landwirt betrieben wird. Die Anlage befindet sich gleich neben der Hofstelle, sodass Gülle und Mist direkt in die Anlage befördert werden können. Die Anlage wurde im Jahr 1999 errichtet und dient zur anaeroben Vergärung der Ausscheidungen von rund 42 Großvieheinheiten (GVE). Die Ausscheidungen werden im Stall mit Hilfe einer Abflussrinne gesammelt und in eine kleine Vorgrube gegeben. Von dort aus wird die Biomasse in den Fermenter mit einem Nutzvolumen von 130 m<sup>3</sup> geleitet. Nach der anaeroben Vergärung wird die Biomasse in einem Endlager mit einem Nutzvolumen von 490 m<sup>3</sup> befördert. Beide Konstruktionen befinden sich unterirdisch und haben somit den Vorteil, dass keine zusätzlichen Flächen in Anspruch genommen werden.

Das produzierte Biogas wird in einem kleinen BHKW mit einer elektrischen Leistung von 18,5 kW verwertet. Die dort entstehende Wärmeenergie wird für die Heizung eines anliegenden Wohngebäudes genutzt. Was hingegen die elektrische Energie betrifft wird ein Teil für den Eigenverbrauch (Betrieb der Anlage) hergenommen und der Rest ins elektrische Netz eingespeist.

Die nachstehende Grafik zeigt den Grundriss und die Anordnung der Anlagekomponenten auf.



**Abbildung 9: Grundriss der landwirtschaftlichen Biogasanlage kleiner Leistung.**

Die Dimensionen der Anlagenkomponenten und die technischen Kenngrößen sind in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet.

	Parameter	Einheit	Wert
Fermenter	Nutzvolumen	[m <sup>3</sup> ]	130
	Bauform	-	Zylinder
	Durchmesser x Höhe	m	7 x 4
	Temperatur	[°C]	38
	Heizung	-	Wandheizung Edelstahl 1
	Isolierung	[cm]	10
	Leistung Rührwerk	[kW]	7,5
End- lager	Nutzvolumen	[m <sup>3</sup> ]	490
	Bauform	-	Zylinder
	Durchmesser x Höhe	m	12,5 x 4
Gas- lager	Volumen	[m <sup>3</sup> ]	100
	Gaslagertyp	-	trocken
	Entschwefelung	-	ja
BHKW	Elektrische Nennleistung	[kW <sub>el</sub> ]	18,5
	Hersteller	-	Ford-Hochreiter
	Typ	-	Gas-Ottomotor

**Tabelle 15: Technische Eigenschaften der Biogasanlage kleiner Leistung.**

Als Eingangsbiomasse werden neben Gülle und Mist auch weitere organische Reststoffe eingesetzt, wie z.B. Maissilage, Apfeltrester, Rasenschnitt, Speisereste und Altspisefett. Auf die genauen Mengen wird im Kapitel der Massenbilanz genauer eingegangen werden.

Was den Gärrest betrifft, wird dieser auf die umliegenden Äcker und Wiesen in einem Umkreis von 1 km ausgebracht. Die gesamte Gärrestmenge inklusive Wasser für Verdünnung beträgt 1.400 t/a, welche mit einem Traktor mit Güllefass (Lieferkapazität 6,1 t) auf die Wiesen und Äcker bodennah ausgebracht wird. Die Anzahl der Fahrten beträgt demzufolge ca. 230 pro Jahr.

### 3.2.2 Massenbilanz

Die private Kleinanlage wird hauptsächlich mit Gülle und Mist betrieben, die aus dem landwirtschaftlichen Betrieb stammen in der sie errichtet wurde. Weiterns wird auch Mais GPS eingesetzt, allerdings in geringen Mengen (siehe Tabelle 16). Die Co-Substrate machen insgesamt nur 1,4% der Eingangsbiomasse aus und haben daher auch nur einen geringen Einfluss auf die Energieproduktion, obwohl sie grundsätzlich einen hohen Energieertrag pro behandelte Menge haben.

Biomasseart	2009 [t/a]	2010 [t/a]	Durchschnitt [t/a]	Prozent [%]
<b>Substrate</b>				
Rindergülle	931,0	940,0	935,5	95,4
Rindermist	16,8	16,0	16,4	1,7
Mais GPS	14,4	16,0	15,2	1,5
<b>Zwischensumme</b>	<b>962,2</b>	<b>972</b>	<b>967,1</b>	<b>98,6</b>
<b>Co-Substrate</b>				
Apfeltrester	12,1	8	10,1	1,0
Rasenschnitt	1,6	1,2	1,4	0,14
Speisereste (Sautrank)	1,2	1,2	1,2	0,12
Altspeisefett	1,1	1,1	1,1	0,11
<b>Zwischensumme</b>	<b>16,0</b>	<b>11,5</b>	<b>13,8</b>	<b>1,4</b>
<b>Summe</b>	<b>978,2</b>	<b>983,5</b>	<b>980,85</b>	<b>100</b>

Tabelle 16: Auflistung der in der kleinen Biogasanlage eingesetzten Substrate und Co-Substrate.

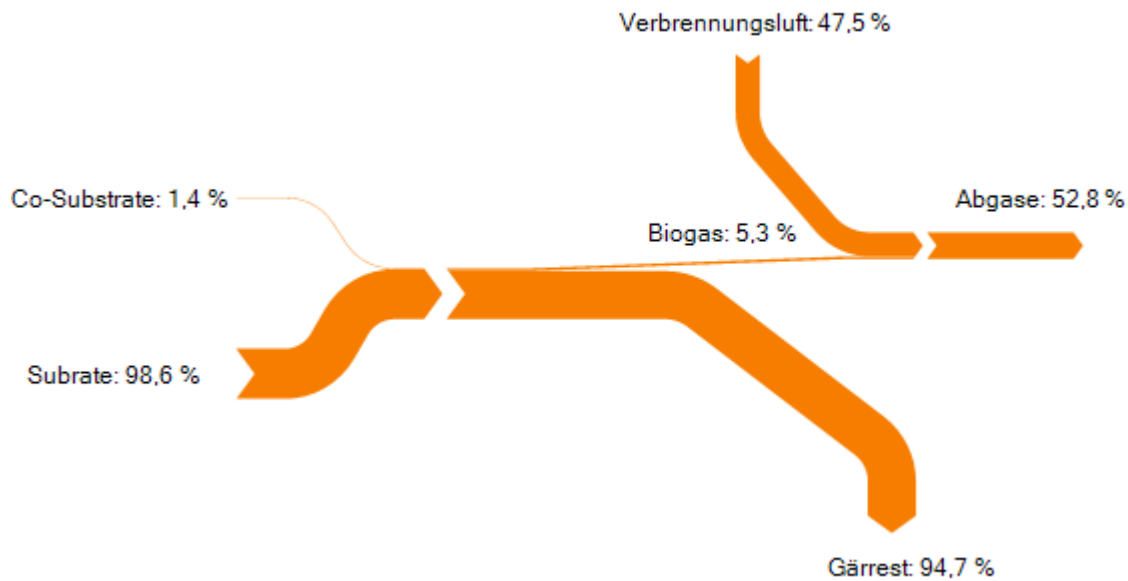
Die von der Biogasanlage austretenden Stoffmengen bestehen aus dem produzierten Biogas und der vergärten Biomasse bzw. Gärrest. Der Gärrest wird anschließend mit Wasser verdünnt, damit er leichter auf die Felder ausgebracht werden kann.

Die Massenbilanz bezüglich der Verwertung des Biogases (Verbrennung im BHKW) wurde unter Einbeziehung der Annahmen von Kapitel 3.1.1 berechnet. Insbesondere bei der Annahme eines Methangehaltes von 55% kann berechnet werden, dass für eine stöchiometrische Verbrennung von 1 kg Biogas 8,9 kg Luft benötigt werden.

Stoffe	Eingang [t/a]	Ausgang [t/a]
<b>Fermenter</b>		
Substrate	967	
Co-Substrate	14	
Biogas		52
Gärrest		929
<b>Summe</b>	<b>981</b>	<b>981</b>
<b>BHKW</b>		
Biogas	52	
Verbrennungsluft	466	
Abgas		518
<b>Summe</b>	<b>518</b>	<b>518</b>

Tabelle 17: Massenbilanz der landwirtschaftlichen Biogasanlage kleiner Leistung.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Massenströme in der Biogasanlage grafisch auf.



**Abbildung 10: Flussdiagramm der Stoffmengen in der landwirtschaftlichen Kleinanlage. Die Pfeildicke ist proportional zur entsprechenden Stoffmenge, ausgedrückt in % bezogen auf die durchschnittliche jährliche Menge Frischsubstanz.**

### 3.2.3 Energiebilanz

Die in die Energiebilanz mit einbezogenen Energieströme sind in Abbildung 11 grafisch dargestellt. Nachfolgend werden die einzelnen Energieströme genauer untersucht.

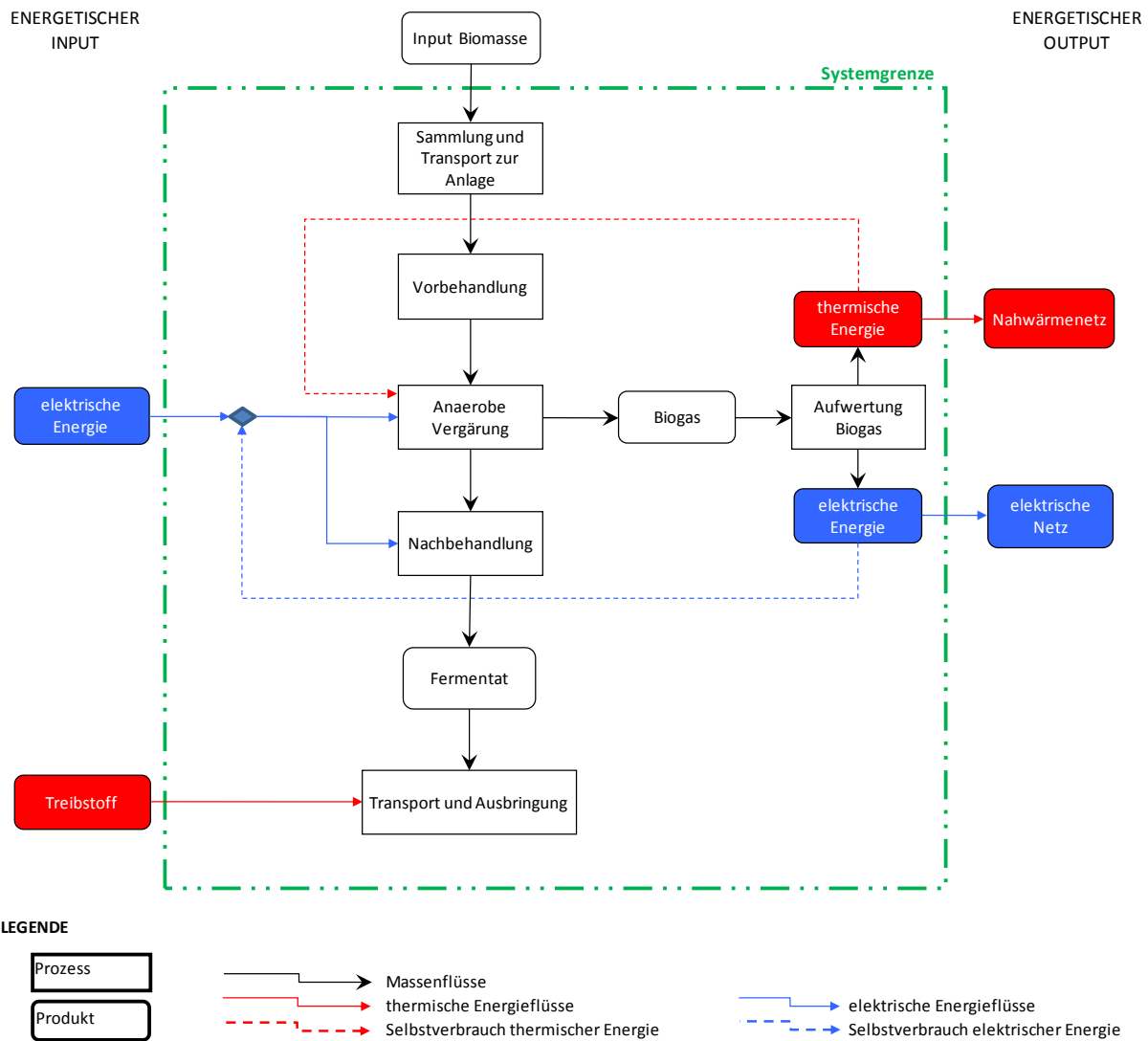
#### Sammlung und Transport der Biomasse

Da die Anlage zu Diensten eines landwirtschaftlichen Betriebes errichtet wurde und sich gleich neben dem landwirtschaftlichen Gebäude befindet, kommt hauptsächlich Biomasse, die vor Ort produziert wird, zum Einsatz. Daher beträgt die Energienachfrage für die Sammlung und Transport der Substrate gleich null. Der Treibstoffverbrauch für den Transport der Co-Substrate wurde nicht berücksichtigt.

#### Energieverbrauch der Anlage

Wie aus Tabelle 19 hervorgeht, beträgt der elektrische Energieverbrauch der Anlage 4.400 kWh/a, von denen 2.400 kWh (ca. 55%) selbst produziert werden und die restlichen 2.000 kWh aus dem Netz bezogen werden. Dies entspricht einem spezifischen elektrischen Energieverbrauch von 4,5 kWh je Tonne behandelter Biomasse.

Der gesamte thermische Energiebedarf von Seiten des Fermenters (ca. 55.000 kWh/a) wird mit der Wärmeproduktion des BHKWs abgedeckt.



**Abbildung 11: Grafische Darstellung der Energiebilanz der landwirtschaftlichen Kleinanlage.**

### Transport und Ausbringung Gärrest

Der anfallende Gärrest wird in diesem Fall direkt auf die umliegenden Wiesen und Äcker des landwirtschaftlichen Betriebes ausgebracht. Der Energieverbrauch betreffend diesen Prozessabschnitt beinhaltet den Transport als auch die Ausbringung des Gärrestes. In der nachfolgenden Tabelle werden die zur Berechnung verwendeten Parameter aufgelistet.

Parameter	Einheit	Wert
Zeitaufwand für Transport und Ausbringung	[h/a]	38
Stündlicher Treibstoffverbrauch	[l/h]	10,5
Zusätzlicher Aufwand für Beladen mit 2. Traktor	[%]	30
Jährlicher Treibstoffverbrauch	[l/a]	518,7
Brennwert Treibstoff (Diesel)	[kWh/l]	9,85
<b>Jährlicher Energieverbrauch</b>	<b>[kWh/a]</b>	<b>5.109</b>

**Tabelle 18: Zusammenfassung der Daten bezüglich Transport und Ausbringung des Gärrestes für die landwirtschaftliche Kleinanlage.**

## Energieproduktion

Das produzierte Biogas wird mittels eines BHKWs mit einer Nominalleistung von 18,5 kW zur elektrischen und thermischen Energieproduktion genutzt. Die Auslastung beträgt rund 5.300 Stunden pro Jahr mit einer Durchschnittsleistung von 13 kW und einem durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad von 27,2%.

Der elektrische Eigenverbrauch bezogen auf die produzierte Strommenge beträgt 3,4%. Der restliche Teil wird ins Netz eingespeist und verkauft. Was die thermische Energie betrifft, wird mehr als die Hälfte zum Erwärmen des Fermenters auf die notwendige Prozesstemperatur genutzt. Der restliche Teil (46%) wird für Heizzwecke des anliegenden Wohngebäudes über ein Nahwärmenetz genutzt.

Parameter	Einheit	Wert
Elektrische Leistung BHKW	kW	18,5
Biogasproduktion	m <sup>3</sup> /a	47.569
Methangehalt im Biogas	%	56
Brennwert des Biogases	kWh/m <sup>3</sup>	5,52
Energie im Biogas	kWh/a	262.586
Elektrische Energieproduktion:	kWh/a	71.422
- Eigenverbrauch	kWh/a	2.400
- Netzeinspeisung	kWh/a	69.022
Elektrischer Wirkungsgrad	%	27,2
Thermische Energieproduktion:	kWh/a	102.504
- Eigenverbrauch	kWh/a	55.411
- Nahwärmenetz	kWh/a	46.704
- Nicht genutzt	kWh/a	389
Nicht rückgewinnbare Abwärme	kWh/a	84.519
Jährliche Betriebsstunden	h/a	5.351

**Tabelle 19: Zusammenfassung der Daten bezüglich Energieproduktion der landwirtschaftlichen Kleinanlage.**

Die Energiebilanz der landwirtschaftlichen Kleinanlage ist in Tabelle 20 und in der nachfolgenden Abbildung grafisch dargestellt. Der gesamte Energieverbrauch zum Betrieb der Anlage beträgt 6 toe/a. Die Produktion hingegen beträgt 22,1 toe/a, was somit zu einer Nettoproduktion von 16,1 toe/a führt. Der gesamte Energiebedarf zum Betrieb der Anlage beträgt somit 37,3% der gesamten Strom- und Wärmeproduktion im BHKW.

Rund 25% (4 toe/a) der gesamten Nettoproduktion wird zu Heizzwecken des Wohngebäudes genutzt.

Zusammenfassend kann behauptet werden, dass die Energiebilanz dieser Biogasanlage sehr positiv ausfällt, da die Anlage sehr nahe an dem landwirtschaftlichen Gebäude steht und daher der Energiebedarf für den Transport und Ausbringung des Gärrestes gering ist.

Prozessabschnitte	Energie für Heizung und Transport		Elektrische Energie	
	[MWh/a]	[toe/a]	[MWh/a]	[toe/a]
Sammlung und Transport Biomasse	0	0		
Gesamtverbrauch der Anlage	-55,4	-4,8	-4,4	-0,8
Transport und Ausbringung Gärrest	-5,1	-0,4		
Produzierte und eigenverbrauchte Energie	55,4	4,8	2,4	0,4
Nettoproduktion	46,7	4,0	69,0	12,9
<b>Summe</b>	<b>41,6</b>	<b>3,6</b>	<b>67</b>	<b>12,5</b>
Nicht berücksichtigte Energiemengen				
Nicht genutzte Energie	0,4	0,03		
Nicht rückgewinnbare Energie	84,5	7,3		

Tabelle 20: Energiebilanz der landwirtschaftlichen Biogasanlage kleiner Leistung.

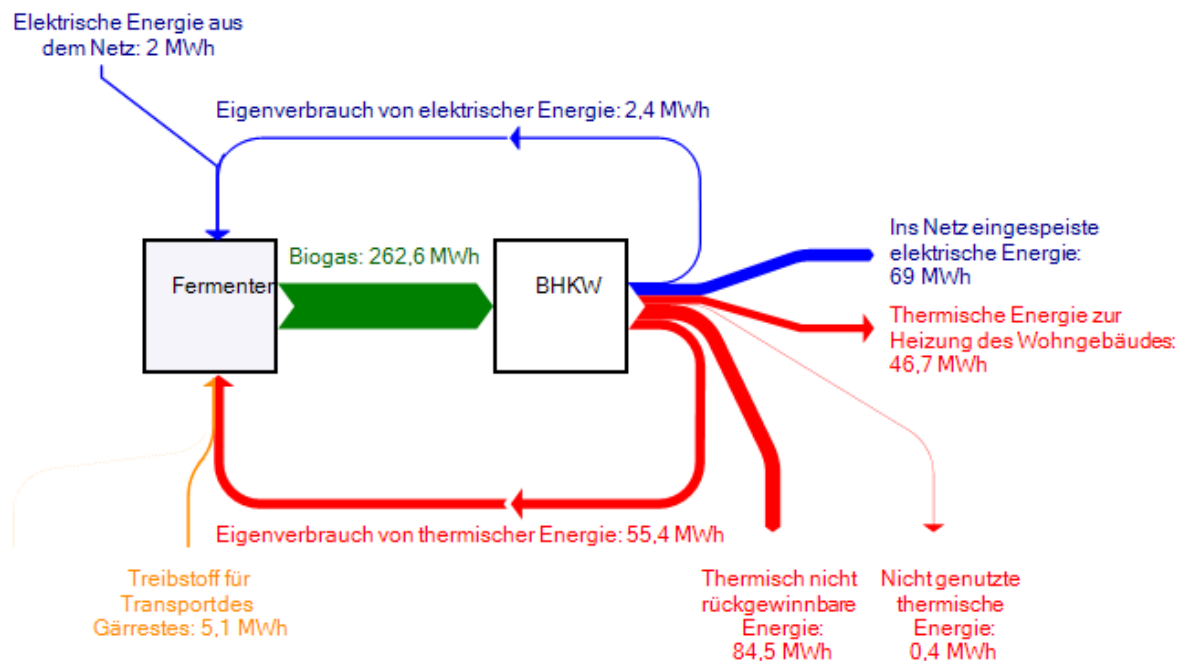
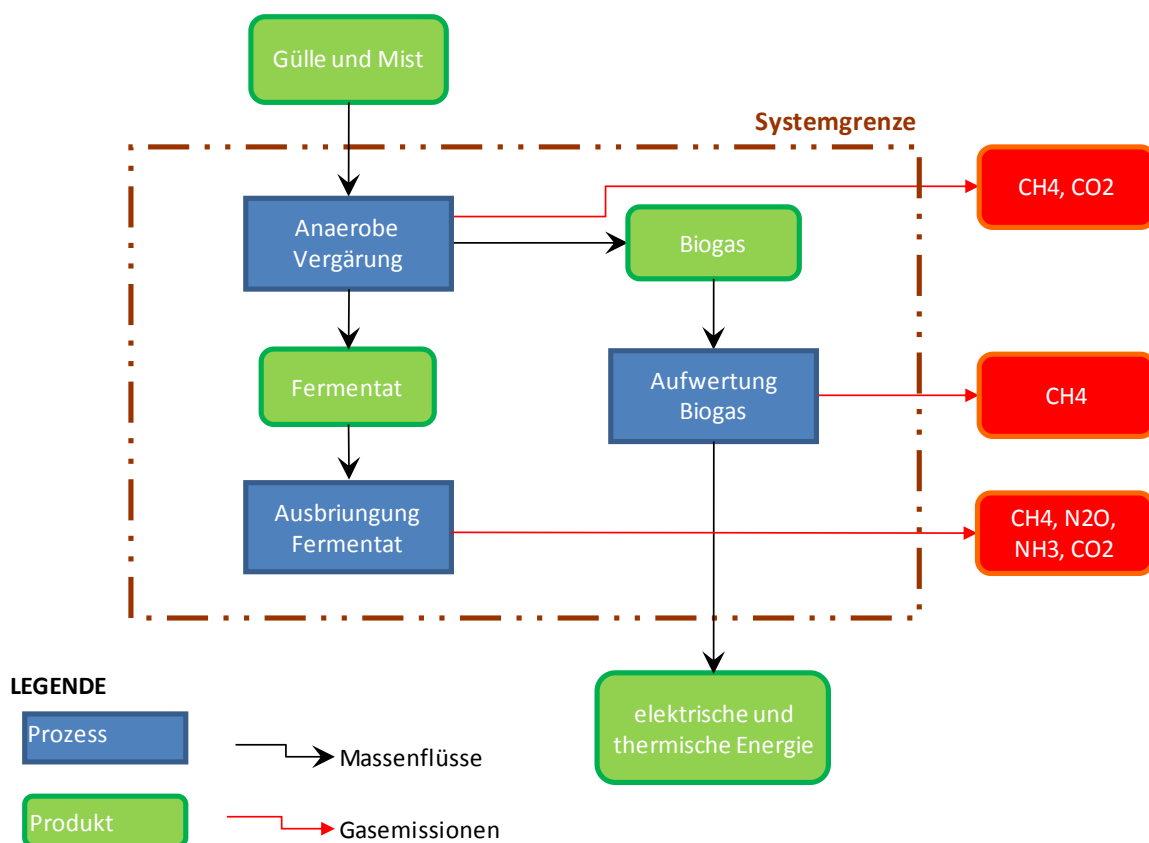


Abbildung 12: Flussdiagramm der Energiebilanz in der landwirtschaftlichen Biogasanlage kleiner Leistung.

### 3.2.4 Umweltbilanz

Die Berechnung der Umweltbilanz wurde unter Einbeziehung der Annahmen in Kapitel 3.1.3 durchgeführt. Wie in diesem Kapitel schon beschrieben wurde, muss die Bilanz zum einen die entstehenden Emissionen beim Betrieb einer Biogasanlage und zum anderen die vermiedenen Emissionen bei normaler Bewirtschaftung, d.h. Ausbringung der Gülle und Mistes auf die Felder bzw. Wiesen, berücksichtigen.

Für die private Biogasanlage kleiner Leistung wurden für jeden Prozessabschnitt die klimaschädlichen Emissionen berechnet, die in der nachfolgenden Abbildung aufgezeigt sind.



**Abbildung 13: Emissionen beim Betrieb der landwirtschaftlichen Biogasanlage kleiner Leistung.**

Die klimaschädlichen Emissionen, die beim Betrieb dieser kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlage entstehen, sind vor allem zurückzuführen auf:

- Bau der Anlage;
- Biogasverluste in der Anlage;
- Strombedarf der Anlage;
- Methanschlupf im Motor;
- Lagerung und Ausbringung des Gärrestes.

Hingegen Prozessschritte in denen keine Emissionen anfallen oder vernachlässigt werden können sind die Lagerung beim Landwirt und dem Transport der Frischsubstanz. Der Transport der Frischsubstanz entfällt in diesem Fall vollkommen, da sich die Anlage am landwirtschaftlichen Betrieb befindet.

Ebenso nicht in die Bilanz mit einberechnet werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die auf organischen Ursprung zurückzuführen sind, da diese Teil des natürlichen CO<sub>2</sub>-Kreislaufes sind.

Nachfolgend wird genauer auf die Berechnung der Emissionen während der einzelnen Prozessschritte eingegangen.

### **Bau der Anlage**

Als Ausgangswert zur Berechnung der klimaschädlichen Emissionen in Zusammenhang mit dem Bau der Anlage wurde jener Emissionsfaktor verwendet, der mit Hilfe des Globalen Emissionsmodell Integrierter Systeme, GEMIS ermittelt wurde, wie in Kapitel 3.1.3.3 schon beschrieben. Dieser beträgt 42 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>. Da es sich bei der untersuchten Anlage aber um eine kleine Privatanlage handelt, bei der die baulichen Maßnahmen auf ein Minimum reduziert werden konnten, wurde in diesem Fall ein Emissionsfaktor von 30 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> angenommen.

### **Biogasproduktion**

Es wird angenommen, dass 1 % der gesamten Biogasproduktion von 47.569 m<sup>3</sup>/a in der Biogasanlage aufgrund von Verlusten in Gasspeicher, Endlager und Rohrsystem verloren gehen.

### **Betrieb der Anlage**

Für den Betrieb der Pumpen, der Steuerungseinrichtung und sonstige elektrische Verbraucher innerhalb der Biogasanlage wird elektrische Energie benötigt, die entweder mittels Eigenproduktion oder Bezug aus dem Netz gedeckt werden kann. Für den Anteil der Stromnachfrage, der durch Eigenproduktion gedeckt wird, werden keine klimaschädlichen Emissionen angerechnet, da diese bereits in den Emissionen der restlichen Verfahrensschritte enthalten sind. Hingegen für den Stromanteil, der aus dem Netz bezogen wird, müssen die Emissionen, die bei dessen Herstellung anfallen, berücksichtigt werden. Die aus dem Netz bezogene Strommenge beträgt 2.000 kWh.

### **Verwertung Biogas im BHKW**

Emissionen, die bei der Verwertung von Biogas im Motor des BHKW entstehen, sind vor allem CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub>. Von diesen haben nur Kohlendioxid und Methan Einfluss auf das Klima, allerdings wird das Kohlendioxid nicht mit in die Bilanz einberechnet, da es zum natürlichen CO<sub>2</sub>-Kreislauf gehört. Was somit einzig für die Berechnung berücksichtigt wird, sind die CH<sub>4</sub>-Emissionen, also der Methan-Schlupf, der mit 1,79 % auf den Gesamtverbrauch von Biogas angenommen wurde.

### **Lagerung und Ausbringung Gärrest**

Für die Berechnung der Emissionen während der Lagerung und Ausbringung des Gärrestes (insgesamt 929 t/a) auf die Felder und Äcker wurden die entsprechenden Emissionskoeffizienten von Kapitel 3.1.3.3, Tabelle 13 angewandt. Mit inbegriffen in diesem Punkt ist der Transport für die Ausbringung des Gärrestes.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der Berechnungen der Emissionen aufgelistet, die während der einzelnen Prozessabschnitte in der Produktionskette von Biogas anfallen.

Prozessphase	Gas	Herkunft (und Menge)	Emissions- faktor	Äquivalent- emissionen [t CO <sub>2</sub> /a]	Äquivalent- emissionen [g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub> ]
Bau der Anlage	CO <sub>2</sub>	Fossil	30 g CO <sub>2</sub> - eq/kWh	2	30
Biogasproduktion	CH <sub>4</sub>	Biogas (47.569 m <sup>3</sup> /a)	1 % Verluste	7	103
Betrieb der Anlage	CO <sub>2</sub>	Strom (2.000 kWh/a)	440 g CO <sub>2</sub> - eq/kWh	1	12
Verbrennung Gas im BHKW	CH <sub>4</sub>	Biogas (47.569 m <sup>3</sup> /a)	1,79 % Methan- schlupf	13	184
Lagerung und Ausbringung Gärrest	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, NH <sub>3</sub>	Gärrest (929 t/a)	Siehe Kapitel 3.1.3.3	42	585
Produktion elektrische Energie	CO <sub>2</sub>	Nationaler Strommix (69.000 kWh/a)	440 g CO <sub>2</sub> - eq/kWh	-30	-425
Produktion thermische Energie	CO <sub>2</sub>	Nationaler Wärmemix (46.700 kWh/a)	217 g CO <sub>2</sub> - eq/kWh	-10	-142
<b>Summe</b>				<b>25</b>	<b>347</b>

**Tabelle 21: Übersicht der treibhausrelevanten Gasemissionen und -Ersparnisse, die beim Betrieb der Privatanlage kleiner Leistung entstehen.**

### Referenzsystem

Wie bereits im Kapitel „Methodologie der Analyse“ erklärt wurde, müssen bei der Bilanzierung auch jene Emissionen berücksichtigt werden, die Dank der Biogasanlage eingespart werden.

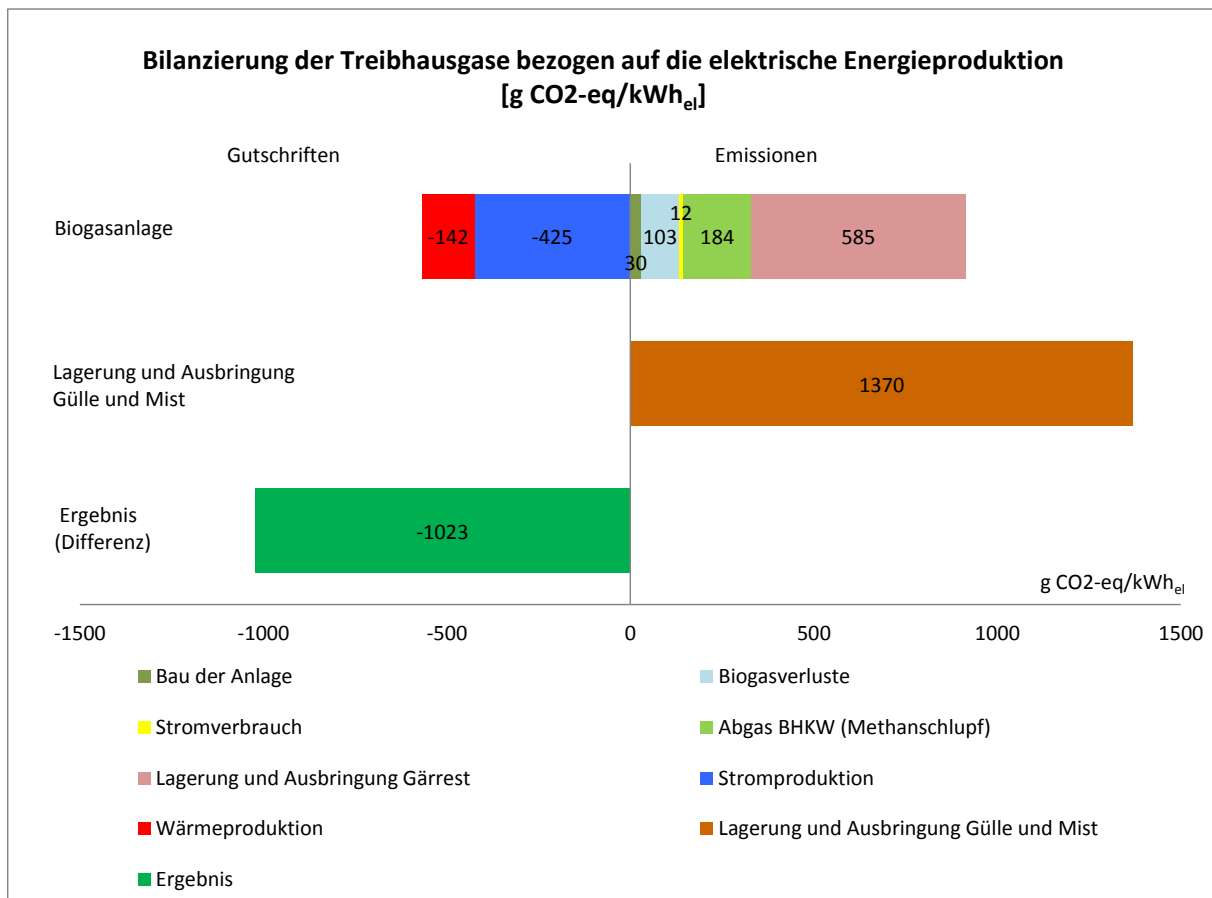
Das Referenzsystem besteht in diesem Fall in der Lagerung der Gülle und des Mistes beim Landwirt und deren direkte Ausbringung (inkl. Transport) auf die Felder. Die entsprechenden Emissionen, die als Guthaben der Biogasanlage angerechnet werden können, sind in folgender Tabelle angebracht.

Referenzsystem	Gas	Herkunft (und Menge)	Emissions- faktor	Äquivalent- emissionen [t CO <sub>2</sub> ]	Äquivalent- emissionen [g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub> ]
Lagerung Frischsubstanz beim Landwirt und direkte Ausbringung auf Felder	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, NH <sub>3</sub>	Gülle und Mist (952 t)	Siehe Kapitel 3.1.3.3	98	1.370
<b>Summe</b>				<b>98</b>	<b>1.370</b>

**Tabelle 22: Übersicht der treibhausrelevanten Gasemissionen des Referenzsystems – Lagerung und direkte Ausbringung der Frischsubstanz.**

## Bilanzierung

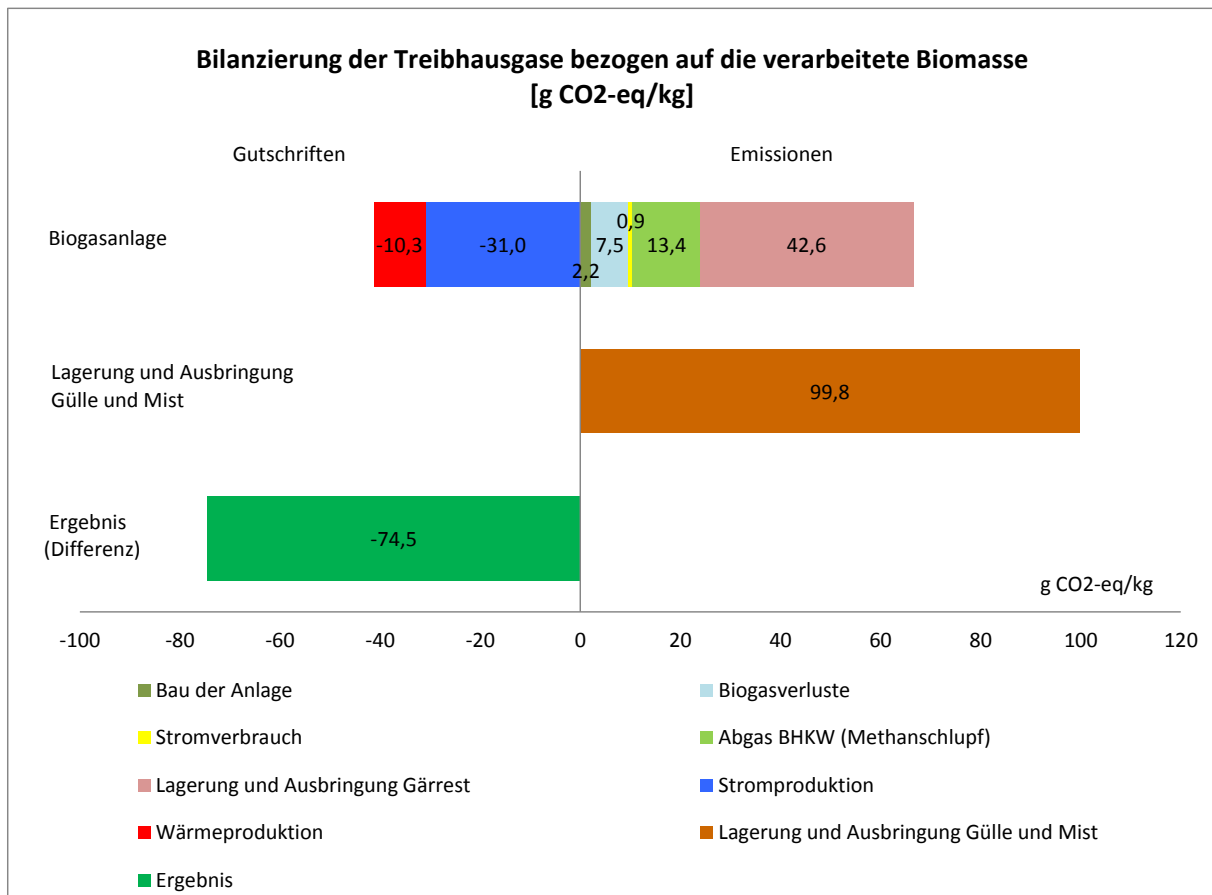
Die Bilanzierung der Treibhausgas-Emissionen wird nachfolgend grafisch dargestellt.



**Abbildung 14: Grafische Darstellung der Ergebnisse der Umweltbilanz der privaten Biogasanlage kleiner Leistung (Werte in g CO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub>).**

Wie aus der Grafik und den oben angeführten Tabellen entnommen werden kann, betreffen die gesamten CO<sub>2</sub>-Äquivalentemissionen beim Betrieb der Biogasanlage 65 t CO<sub>2</sub>-eq/a was bezogen auf die produzierte elektrische Energiemenge 914 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub> ausmacht. Die Gutschriften an Emissionen, die der Biogasanlage aufgrund der Strom- und Wärmeproduktion angerechnet werden können, betragen insgesamt 40 t CO<sub>2</sub>-eq/a, was 567 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub> ausmacht. In der Bilanzierung sind von diesen noch die Emissionen aus der Referenzanlage, die Dank der Biogasanlage nicht entstehen, abzuziehen. Somit kommt man auf ein Gesamtergebnis von -73 t CO<sub>2</sub>-eq/a, was -1023 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub> ausmacht.

Zur Vervollständigung und um anschließend einen besseren Vergleich zwischen den untersuchten Anlagen anstellen zu können, werden in der nächsten Grafik die Treibhausgas-Emissionen auf die behandelte Biomassemenge, anstatt auf die Stromproduktion bezogen.



**Abbildung 15: Grafische Darstellung der Ergebnisse der Umweltbilanz der privaten Biogasanlage kleiner Leistung (Werte in g CO<sub>2</sub>-eq/kg).**

Die Bilanzierung der Emissionen und Ersparnisse zeigt, dass besonders Dank der eingesparten Emissionen, die bei der Lagerung und Ausbringung der nicht vergorenen Gülle und bei der Produktion von elektrischer Energie durch den nationalen Produktionspark entstehen würden, die Umweltbilanz positiv ausfällt, im Sinne, dass Emissionen Dank der Biogasanlage eingespart werden.

### 3.3 Genossenschaftsanlage mittlerer Leistung

#### 3.3.1 Beschreibung der Anlage

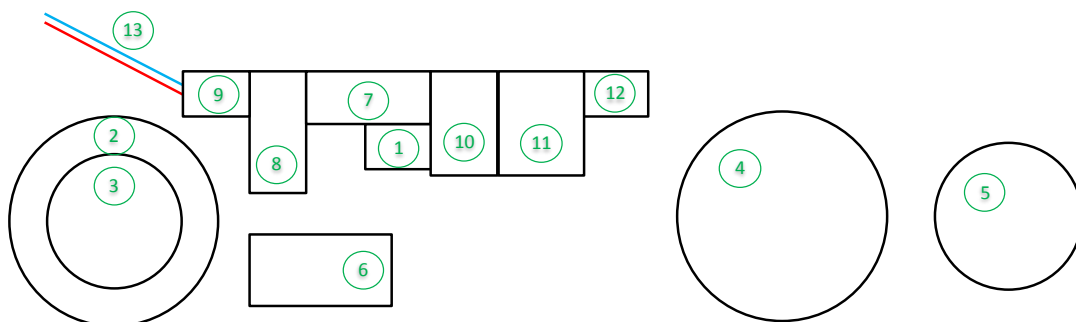
Bei dieser Anlage handelt es sich um eine Biogasanlage mittlerer Größe, die von einer landwirtschaftlichen Genossenschaft betrieben wird. Gebaut wurde die Anlage 2005. Im Jahr 2010 waren 48 landwirtschaftliche Betriebe an der Genossenschaft beteiligt. Diese stellen deren feste und flüssige Reststoffe aus der Landwirtschaft (Mist und Gülle) zur Verwertung in der Biogasanlage zur Verfügung. Derzeit werden die Ausscheidungen von insgesamt rund 779 GVE der Biogasanlage zugeführt. Zusätzlich werden Co-Fermente beigemischt. Den Transport der Frischsubstanz von den einzelnen Betrieben zur Biogasanlage und den Transport des Gärrestes von der Biogasanlage zurück zu den Betrieben wird von der Genossenschaft übernommen.

Mit Hilfe eines Tanklastwagens mit einer Lieferkapazität von 15 t, der in Besitz der Genossenschaft ist und eines weiteren Transportmittels einer externen Person mit einer Lieferkapazität von 14 t werden die Reststoffe aus der Viehzucht gesammelt und zur Anlage transportiert. Dort wird die Gülle in einer geschlossenen Vorgrube für maximal einige Tage gelagert und anschließend in den Fermenter geleitet. Die feste Biomasse (Mist) wird getrennt gelagert und ebenso dem Fermenter zugeführt. Der Fermenter liegt unterirdisch und ist unterteilt in zwei Teile. Fermenter 1 hat eine Ringform in der die Biomasse zuerst eingeführt wird. Intern des Fermenters 1 befindet sich Fermenter 2 der eine normale Zylinderform hat.

Nach dem Prozess der anaeroben Vergärung wird die Biomasse in einem Nachgärbehälter zugeführt, wo das produzierte Gas weiterhin gesammelt werden kann. Erst anschließend wird der Gärrest in Endlager geleitet, von wo aus er wieder zurück zum Landwirt transportiert wird.

Das Biogas wird in einem BHKW zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt. Der Strom wird größtenteils ins Netz eingespeist, ein Teil wird für den internen Stromverbrauch verwendet. Die produzierte Wärme wird hergenommen die Temperatur des Fermenters konstant auf 45°C (thermophil) zu halten und die restliche Wärme wird in das anliegende Fernwärmenetz eingespeist.

Die nachfolgende Abbildung zeigt eine Skizze der gerade beschriebenen Anlagekomponenten und deren Anordnung.



- |   |                                |
|---|--------------------------------|
| 1) Vorgrube                                   | 8) Beschickung                 |
| 2) Außenring des Fermenters                   | 9) Pumpstation                 |
| 3) Innenzylinder des Fermenters               | 10) Elektrische Schaltschränke |
| 4) Nachgärbehälter mit Abdeckung und Gaslager | 11) BHKWs (2 x 190 kW)         |
| 5) offener Nachlager                          | 12) Transformator              |
| 6) Weiteres Nachlager                         | 13) Anschluss Fernwärmenetz    |
| 7) Lager der Feststoffe                       |                                |

**Abbildung 16: Grundriss der landwirtschaftlichen Biogasanlage mittlerer Leistung.**

Die Dimensionen der Anlagenkomponenten und die technischen Kenngrößen sind in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet.

	Parameter	Einheit	Wert
Vorgrube	Art der Vorgrube	-	geschlossen
	Volumen	[m <sup>3</sup> ]	400
Fermenter 1	Nutzvolumen	[m <sup>3</sup> ]	1786
	Bauform	-	Ringförmig
	Maße (D x h)	m	(26 – 16) x 6
	Temperatur	[°C]	45
	Heizung	-	Wandheizung Edelstahl 3 Kreise
	Isolierung	[cm]	10
	Anzahl Rührwerke	-	2 mit Tauchmotoren
	Leistung pro Rührwerk	[kW]	21
Fermenter 2	Nutzvolumen	[m <sup>3</sup> ]	1105
	Bauform	-	Zylindrisch
	Maße (D x h)	m	16 x 6
	Temperatur	[°C]	45
	Heizung	-	Wandheizung Edelstahl 3 Kreise
	Isolierung	[cm]	10
	Anzahl Rührwerke	-	2 mit Tauchmotoren
	Leistung pro Rührwerk	[kW]	21
Nachgärbehälter	Nutzvolumen	[m <sup>3</sup> ]	2973
	Bauform	-	Zylindrisch
	Maße (D x h)	m	26 x 6
	Temperatur	[°C]	kalt
	Abdeckung	-	Plane
Gaslager	Volumen	[m <sup>3</sup> ]	1500
	Gaslagertyp	-	feucht
	Entschwefelung	-	ja
Endlager	Nutzvolumen Endlager 1	[m <sup>3</sup> ]	2973
	Nutzvolumen Endlager 2	[m <sup>3</sup> ]	1760
	Art der Endlager	-	offen
BHKW	Elektrische Nennleistung	[kW <sub>el</sub> ]	2 x 190
	Hersteller	-	IET MAN
	Typ	-	Gas-Ottomotor

**Tabelle 23: Technische Eigenschaften der genossenschaftlichen Biogasanlage mittlerer Leistung.**

### 3.3.2 Massenbilanz

Die landwirtschaftliche Biogasanlage behandelt hauptsächlich Gülle und Mist von den über 45 Mitgliedern der Genossenschaft. Während der ersten Betriebsjahre hat man organische Reststoffe aus der Provinz Bozen als Co-Substrate zu verwenden. Hingegen während der Jahre 2009 und 2010 kamen nur mehr geringe Mengen an Co-Fermente zum Einsatz (weniger als 4% der gesamten Eingangsmenge). Durch die Zugabe von Co-Fermente ist es möglich die Biogasproduktion zu steigern.

In der Provinz Bozen ist die Verwendung von Co-Fermente bis zu einer Maximalmenge von 20% erlaubt und die Co-Fermente müssen in der Provinz Bozen produziert werden.

Biomasseart	2009 [t/a]	2010 [t/a]	Durchschnitt [t/a]	Prozent [%]
<b>Substrate</b>				
Rindergülle	9.800	10.233	10.017	64,4
Rindermist	4.900	5.117	5.008	32,2
<b>Zwischensumme</b>	<b>14.700</b>	<b>15.350</b>	<b>15.025</b>	<b>97</b>
<b>Co-Substrate</b>				
	540	540	540	3,5
<b>Summe</b>	<b>15.240</b>	<b>15.890</b>	<b>15.565</b>	<b>100</b>

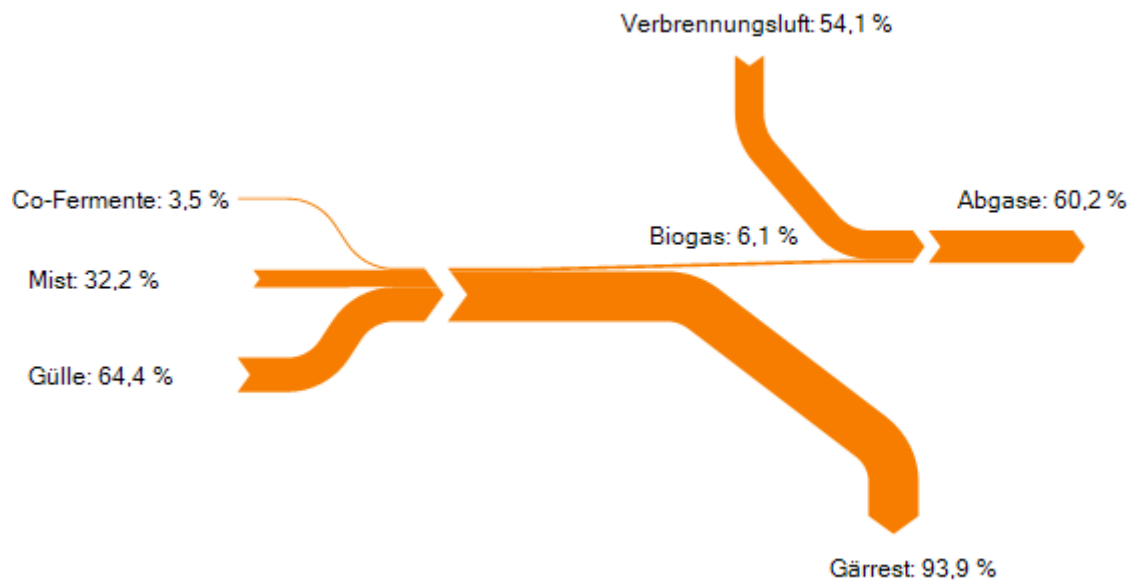
Tabelle 24: Auflistung der in der genossenschaftlichen Biogasanlage eingesetzten Substrate und Co-Substrate.

Die Ausgangsbiomasse setzt sich aus dem produzierten Biogas und der vergorenen Biomasse zusammen. Zur Berechnung der Massenbilanz wurden die Annahmen aus Kapitel 3.1.1 angewandt. Insbesondere wurde angenommen, dass der Methangehalt des Biogases 54% beträgt und für eine stöchiometrische Verbrennung von 1 kg Biogas 8,74 kg Luft benötigt werden.

Stoffe	Eingang [t/a]	Ausgang [t/a]
<b>Fermenter</b>		
Gülle	10.017	
Mist	5.008	
Co-Fermente	540	
Biogas		946
Gärrest		14.619
<b>Summe</b>	<b>15.565</b>	<b>15.565</b>
<b>BHKW</b>		
Biogas	946	
Verbrennungsluft	8.273	
Abgas		9.219
<b>Summe</b>	<b>9.219</b>	<b>9.219</b>

Tabelle 25: Massenbilanz der genossenschaftlichen Biogasanlage mittlerer Leistung.

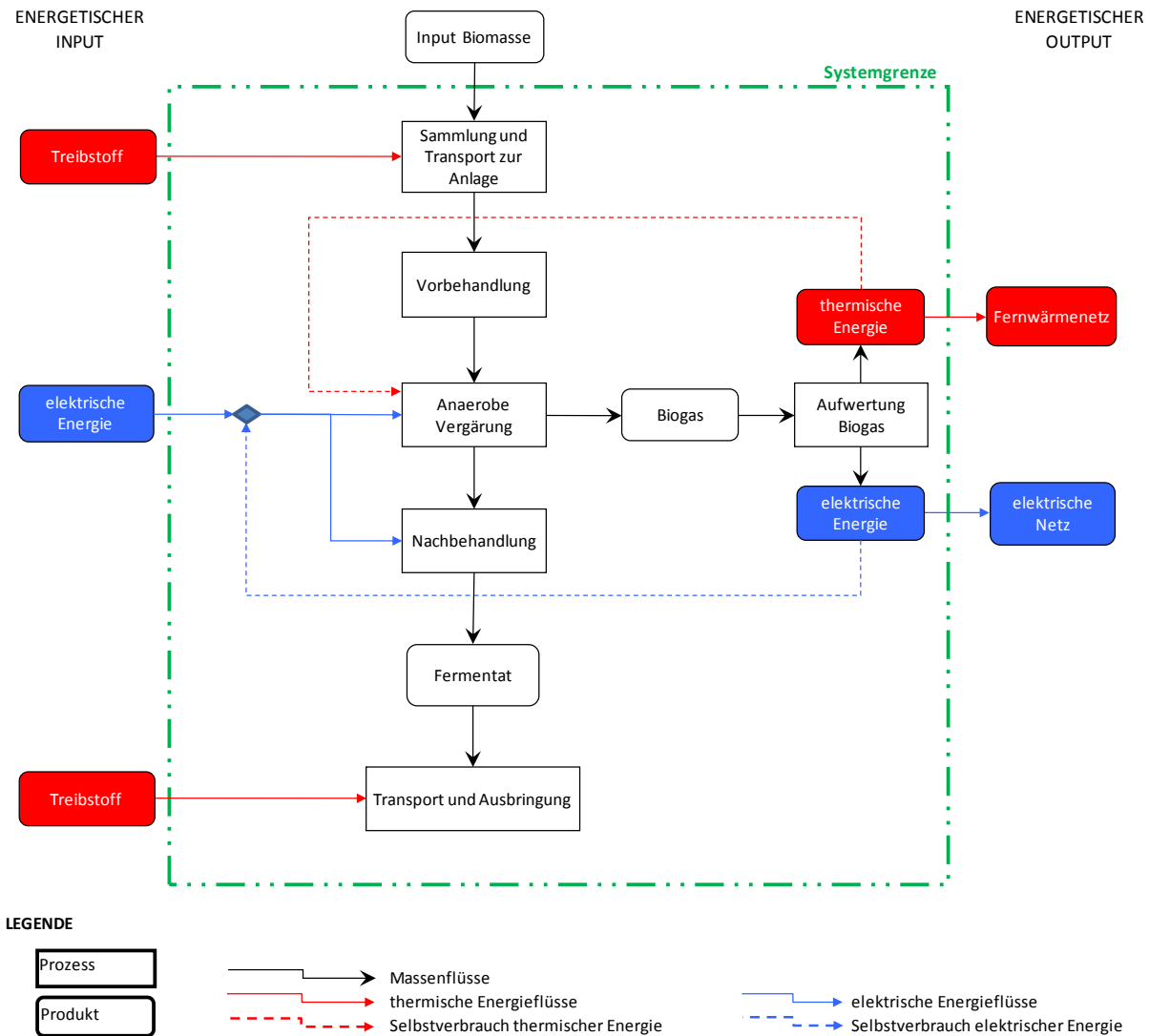
Die nachfolgende Abbildung zeigt die Massenströme in der Biogasanlage grafisch auf.



**Abbildung 17: Flussdiagramm der Stoffmengen in der genossenschaftlichen Biogasanlage mittlerer Leistung. Die Dimension der Pfeile ist proportional zur entsprechenden Stoffmenge, prozentuell ausgedrückt bezogen auf die durchschnittliche jährliche Menge Frischsubstanz.**

### 3.3.3 Energiebilanz

Die in die Energiebilanz mit einbezogenen Energieströme sind in Abbildung 18 grafisch dargestellt.



**Abbildung 18: Grafische Darstellung der Energiebilanz der genossenschaftlichen Biogasanlage mittlerer Leistung.**

Nachfolgend werden die benötigten und produzierten Energiemengen während der einzelnen Prozessschritte genauer untersucht.

#### Sammlung und Transport der Biomasse

Die Sammlung und Transport der Biomasse von den Mitgliedern der Genossenschaft zu der Biogasanlage wird von der Genossenschaft organisiert und geht auch auf ihre Kosten. Für den Transport der Gülle wird ein Tanklastwagen mit einer Lieferkapazität von 15 t in Besitz der Genossenschaft und ein externes Transportmittel mit einer Lieferkapazität 14 t für den Transport des Mistes eingesetzt.

Der Transport der Gülle erfolgt in regelmäßigen Zeitintervallen, wobei der Tanklastwagen insgesamt rund 670 Fahrten absolviert. Zur Minimierung der Anzahl der Fahrten werden das Zuliefern des Gärrestes und das Abholen der Gülle auf eine Fahrt zusammengelegt.

Die Sammlung des Mistes hingegen wird rund einmal alle zehn Tage organisiert wobei das beauftragte Transportmittel 10-15 Fahrten pro Tag absolviert (350 Fahrten pro Jahr).

Die Entfernungen der Landwirte zur Anlage betragen zwischen 700 m und 6.500 m. Rund 2/3 der 779 GVE, befinden sich innerhalb eines Radius von 3,5 km.

Auf Grundlage der jährlichen Fahrten, der durchschnittlichen Transportlänge und des Treibstoffverbrauchs der Transportmittel (ca. 3,5 l für 10 km und zusätzliche 20% für das Auf- und Entladen der Biomasse), wurde der jährliche Treibstoffverbrauch berechnet.

Was den Transport der Co-Fermente betrifft, werden diese über weitere Strecken transportiert. Es wurde diesbezüglich eine jährliche Gesamttransportlänge von 12.000 km angenommen.

### **Energieverbrauch der Anlage**

Der durchschnittliche Stromverbrauch der Anlage beträgt rund 200.000 kWh, wovon 172.287 kWh (86,2%) Eigenproduktion ist und der restliche Teil (27.600 kWh) aus dem elektrischen Netz entnommen wird.

Der eigenproduzierte elektrische Energieverbrauch (172.287 kWh/a) wird unterteilt in:

- Energiebedarf für den Betrieb der Anlage (Pumpen, Mischer, Regelungs- und Kontrollsysteme, usw.), der 167.087 kWh/a beträgt;
- Energiebedarf der sekundären Stromversorgungen (Beleuchtung, Computer, Kran, usw.), der 5.200 kWh/a beträgt.

Der gesamte Stromverbrauch pro verarbeitete Tonne von Biomasse beträgt somit 12,8 kWh/t.

Der thermische Energiebedarf, der benötigt wird die notwendige Temperatur des Fermenter aufrechtzuerhalten, beträgt rund 760.000 kWh/a, der von den BHKWs bereitgestellt wird.

### **Transport des Gärrestes**

Die vergorene Biomasse wird mit Hilfe des Tanklastwagens an die Landwirte zurücktransportiert. Insgesamt sind ca. 1.000 Fahrten pro Jahr dafür notwendig. Der Gärrest wird anschließend von den Landwirten selbst auf deren Felder ausgebracht.

### **Energieproduktion**

Die produzierte elektrische Energie, abzüglich des Eigenverbrauches (ca. 11% der Produktion) wird ins Netz eingespeist. Ein Teil der produzierten Energie (22.000 kWh) kann nicht verwertet werden, da dieser als elektrischer Verlust besonders im Transformator verloren geht.

Was die thermische Energieproduktion betrifft, wird rund 39% der nutzbaren Wärmeenergie für den Eigenverbrauch benötigt. Der restliche Teil (61%) wird ins anliegende Fernwärmenetz der Gemeinde eingespeist, das auch im Sommer die Nutzung der Abwärme der BHKWs ermöglicht.

Zusammenfassend kann geschätzt werden, dass 39 % der im Biogas enthaltenen Energie in elektrische Energie umgewandelt werden, 42 % können thermisch genutzt werden und 19% geht als Abwärme (Abgase und Strahlungswärme der BHKWs) verloren.

Parameter	Einheit	Wert
Elektrische Leistung BHKW	kW	2x190
Biogasproduktion	m <sup>3</sup> /a	860.313
Methangehalt Biogas	%	56
Brennwert des Biogases	kWh/m <sup>3</sup>	5,4
Energiegehalt im Biogas	kWh/a	4.645.692
Elektrische Energieproduktion:	kWh/a	1.811.820
- Eigenverbrauch	kWh/a	172.287
- Netzeinspeisung	kWh/a	1.616.891
- Verluste (Transformator)	kWh/a	22.648
Elektrischer Wirkungsgrad	%	39,0
Thermische Energieproduktion:	kWh/a	1.951.191
- Eigenverbrauch	kWh/a	760.751
- Einspeisung Fernwärmenetz	kWh/a	1.190.440
Nicht rückgewinnbare Abwärme	kWh/a	882.682
Thermischer Wirkungsgrad	%	42,0
Jährliche Betriebsstunden	h/a	5.076

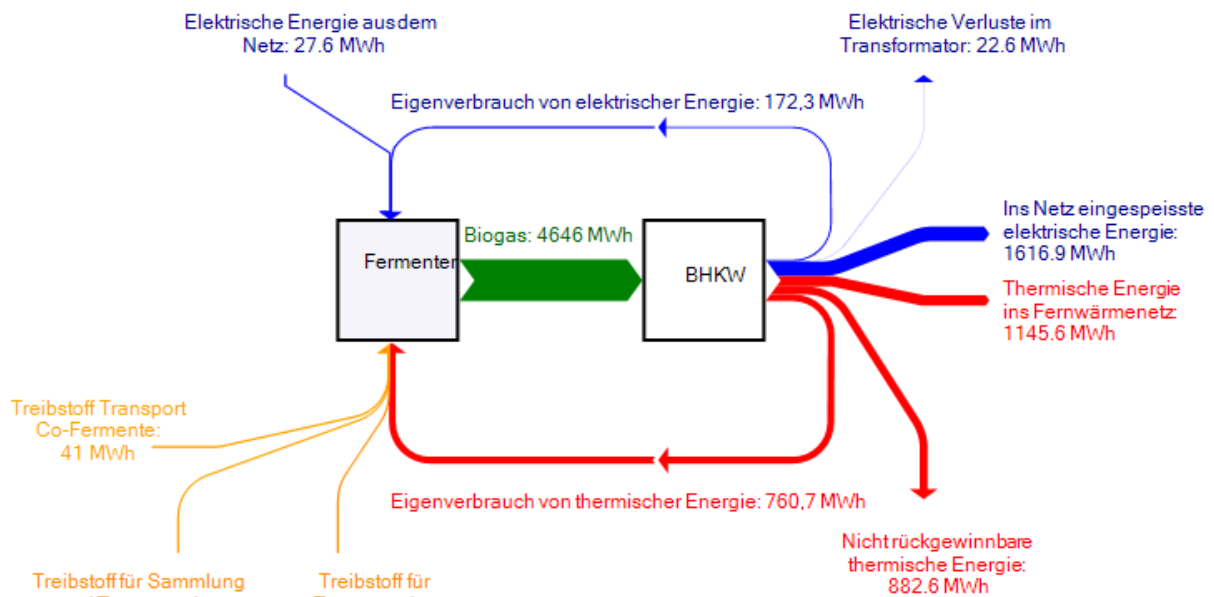
**Tabelle 26: Zusammenfassung der Energieproduktionsdaten der genossenschaftlichen Biogasanlage mittlerer Leistung.**

Die Energiebilanz der Biogasanlage ist in Tabelle 27 und in der nachfolgenden Abbildung aufgezeigt. Der gesamte Energiebedarf der Anlage inklusiv Transport der Frischsubstanz und Gärrestes beträgt rund 110 toe/a. Die Nettoproduktion hingegen beträgt über 400 toe/a, davon 75% in Form von elektrischer und 25% in Form von thermischer Energie, die über das Fernwärmenetz in Wohngebäuden der Gemeinde verwendet wird.

Der gesamte Energiebedarf zum Betrieb der Anlage beträgt 22,2% der gesamten Strom- und Wärmeproduktion im BHKW. Von den 110 toe/a, die für den Betrieb der Anlage benötigt werden, werden 98 toe/a selbst von der Anlage produziert.

Energie	Energie für Heizung und Transport		Elektrische Energie	
	[MWh/a]	[toe/a]	[MWh/a]	[toe/a]
Verbrauch für Sammlung und Transport Biomasse	-65,7	-5,7		
Energieverbrauch der Anlage	-760,7	-65,4	-199,9	-37,4
Verbrauch für Transport des Gärrestes	-24,3	-2,1		
Produzierte und eigenverbrauchte Energie	760,7	65,4	172,3	32,2
Nettoproduktion	1.145,6	98,5	1.616,9	302,4
<b>Summe</b>	<b>1.055,6</b>	<b>90,7</b>	<b>1.589,3</b>	<b>297,2</b>
<b>Nicht berücksichtigte Energiemengen</b>				
Nicht genutzte Energie			22,7	4,2
Nicht rückgewinnbare Energie	882,7	75,9		

**Tabelle 27: Energiebilanz der genossenschaftlichen Biogasanlage mittlerer Leistung.**

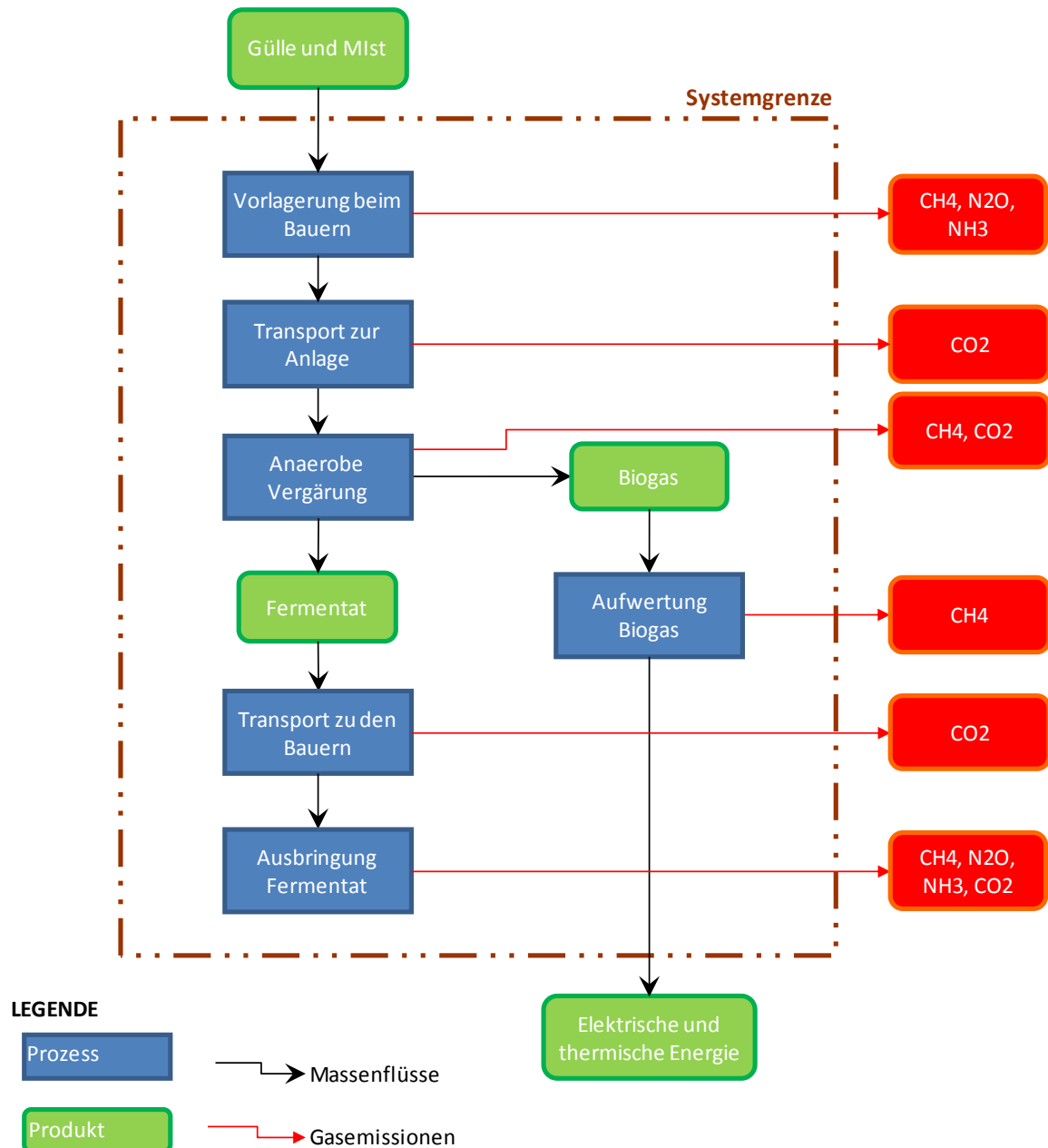


**Abbildung 19: Flussdiagramm der Energiebilanz in der genossenschaftlichen Biogasanlage mittlerer Leistung.**

### 3.3.4 Umweltbilanz

Die Berechnung der Umweltbilanz wurde unter Einbeziehung der Annahmen in Kapitel 3.1.3 durchgeführt. Wie in diesem Kapitel schon beschrieben wurde, muss die Bilanz zum einen die entstehenden Emissionen beim Betrieb einer Biogasanlage und zum anderen die vermiedenen Emissionen bei normaler Bewirtschaftung, d.h. Ausbringung der Gülle und Mistes auf die Felder bzw. Wiesen, berücksichtigen.

Für die genossenschaftliche Biogasanlage mittlerer Größe wurden für jeden Prozessabschnitt jene klimaschädlichen Emissionen berechnet, die in der nachfolgenden Abbildung aufgezeigt sind.



**Abbildung 20: Emissionen beim Betrieb der landwirtschaftlichen Biogasanlage mittlerer Leistung.**

Wie aus der Abbildung hervorgeht, werden alle klimaschädlichen Emissionen ermittelt, die mit der alternativen Bewirtschaftung der Reststoffe aus der Viehzucht, d.h. Biogasproduktion und -Verwertung anfallen. Im nachfolgenden Abschnitt wird auf die einzelnen Prozessschritte und dementsprechenden klimaschädlichen Emissionen genauer eingegangen. Nicht berücksichtigt werden die Emissionen, die bei der Verdauung der Kühe entstehen, da diese unabhängig von der Bewirtschaftungsmethode sind und daher die Umweltbilanz nicht beeinflussen. Ebenso nicht in die Bilanz mit einberechnet werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die auf organischen Ursprung zurückzuführen sind, da diese Teil des natürlichen CO<sub>2</sub>-Kreislaufes sind.

### Lagerung beim Landwirt

Während der Lagerung der Reststoffe aus der Viehzucht beim Landwirt entstehen klimaschädliche Gase wie CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O und NH<sub>3</sub>. Diese sind grundsätzlich abhängig von der Lagerungsart und Lagertemperatur. Die Emissionen wurden mit Hilfe der Emissionskoeffizienten von Kapitel 3.1.3.3 und der angenommenen Daten aus folgender Tabelle berechnet.

Parameter	Einheit	Wert
Gesamtmenge Reststoffmenge	[t/a]	15.025
Organische Trockensubstanz	[%]	7,5
Organische Trockensubstanz	[t/a]	1.126,9
Durchschnittliche Lagerdauer	[d]	8

**Tabelle 28: Angenommene Daten zur Berechnung der Emissionen während der Lagerung.**

### Transport von Frischsubstanz und Gärrest

Der Transport der Gülle und des Mistes von den Landwirten zur Biogasanlage und des Gärrestes wieder zurück wird in diesem Fall von der Genossenschaft übernommen. Hierzu kommen ein Tanklastwagen mit einer Lieferkapazität von 15 t und ein weiteres Transportmittel mit einer Lieferkapazität von 14 t eines externen Beauftragten zum Einsatz. Der Transport der Frischsubstanz und des Gärrestes wird so organisiert, dass die Transportmittel nie leer fahren müssen, d.h. das Transportmittel liefert Gärrest bei einem Landwirt ab und holt anschließend die Frischsubstanz ab.

Der Transport der Co-Fermente wird hingegen vom Zulieferungsunternehmen (Lieferkapazität 25 t) übernommen.

Die benötigten Daten zur Berechnung der Emissionen während des Transportes der Substrate und Co-Substrate sind in der nachfolgenden Tabelle angeführt.

Transportmittel	Anzahl Fahrten pro Jahr	Gefahrene Strecke [km]	Treibstoffverbrauch Diesel [l]
Tanklastwagen	682	8.500	3.570
Externes Transportmittel	365	3.250	1.365
Transport Co-Fermente	22	12.000	4.200

**Tabelle 29: Angenommene Daten zur Berechnung der Emissionen beim Transport.**

### Bau der Anlage

Zur Berechnung der klimaschädlichen Emissionen in Zusammenhang mit dem Bau der Anlage wurden jene Emissionsfaktoren verwendet, die mit Hilfe des Globalen Emissionsmodell Integrierter Systeme, GEMIS ermittelt wurden, wie in Kapitel 3.1.3.3 schon beschrieben.

### Biogasproduktion

Es wird angenommen, dass 1 % der gesamten Biogasproduktion in der Biogasanlage aufgrund von Undichtheiten verloren geht.

### Stromverbrauch aus dem Netz

Für den Betrieb der Pumpen, der Steuerungseinrichtung und sonstige elektrische Verbraucher innerhalb der Biogasanlage wird elektrische Energie benötigt, die entweder mittels Eigenproduktion oder Bezug aus dem Netz gedeckt werden kann. Für den Anteil der Stromnachfrage, der durch Eigenproduktion gedeckt wird, werden keine klimaschädlichen Emissionen angerechnet, da diese bereits in den Emissionen der restlichen

Verfahrensschritte enthalten sind. Hingegen für den Stromanteil, der aus dem Netz bezogen wird, müssen die Emissionen, die bei dessen Herstellung anfallen, berücksichtigt werden. Die aus dem Netz bezogene Strommenge beträgt 27.600 kWh.

### Verbrennung im BHKW

Emissionen, die bei der Verbrennung von Biogas im Motor des BHKW entstehen, sind vor allem CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub>. Von diesen gehören nur Kohlendioxid und Methan zu den Treibhausgasen, allerdings werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht mit in die Bilanz einberechnet, da diese Teil des natürlichen CO<sub>2</sub>-Kreislauf sind. Was somit einzig für die Berechnung berücksichtigt wird, sind die CH<sub>4</sub>-Emissionen, also der Methan-Schlupf, der mit 1,79 % auf den Gesamtverbrauch von Biogas angenommen wurde.

### Lagerung und Ausbringung Gärrest

Für die Berechnung der Emissionen während der Lagerung und Ausbringung des Gärrestes (insgesamt 14.619 t/a) auf die Felder und Äcker wurden die entsprechenden Emissionskoeffizienten von Kapitel 3.1.3.3, Tabelle 13 angewandt. Mit inbegriffen in diesem Punkt sind die Emissionen, die beim Transport des Gärrestes auf die Felder entstehen.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der Berechnungen der Emissionen aufgelistet, die während der einzelnen Prozessschritte in der Produktionskette von Biogas anfallen.

Prozessphase	Gas	Herkunft (und Menge)	Emissions- faktoren	Äquivalent- emissionen [t CO <sub>2</sub> /a]	Äquivalent- emissionen [g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub> ]
Lagerung beim Landwirt	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, NH <sub>3</sub>	Gülle und Mist (15.025 t/a)	Siehe Kapitel 3.1.3.3	423	234
Transport Frischsubstanz und Gärrest	CO <sub>2</sub>	Fossil (9.135 l/a)	2,62 kg CO <sub>2</sub> /l	24	13
Bau der Anlage	CO <sub>2</sub>	Fossil	42 g CO <sub>2</sub> - eq/kWh	76	42
Biogasproduktion	CH <sub>4</sub>	Biogas (860.313 m <sup>3</sup> /a)	1 % Verluste	132	73
Stromverbrauch	CO <sub>2</sub>	Strom (27.600 kWh/a)	440 g CO <sub>2</sub> - eq/kWh	12	7
Verbrennung Gas im BHKW	CH <sub>4</sub>	Biogas (860.313 m <sup>3</sup> /a)	1,79 % Methan- schlupf	233	129
Lagerung und Ausbringung Gärrest	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, NH <sub>3</sub>	Gärrest (14.619 t/a)	Siehe Kapitel 3.1.3.3	658	363
Produktion elektrische Energie	CO <sub>2</sub>	Nationaler Strommix (1.616.891 kWh/a)	440 g CO <sub>2</sub> - eq/kWh	-711	-393
Produktion thermische Energie	CO <sub>2</sub>	Nationaler Wärmemix (1.145.600 kWh/a)	217 g CO <sub>2</sub> - eq/kWh	-249	-137
<b>Summe</b>				<b>598</b>	<b>331</b>

**Tabelle 30: Übersicht der treibhausrelevanten Gasemissionen und -Ersparnisse, die beim Betrieb der Genossenschaftsanlage mittlerer Leistung entstehen.**

### Referenzsystem

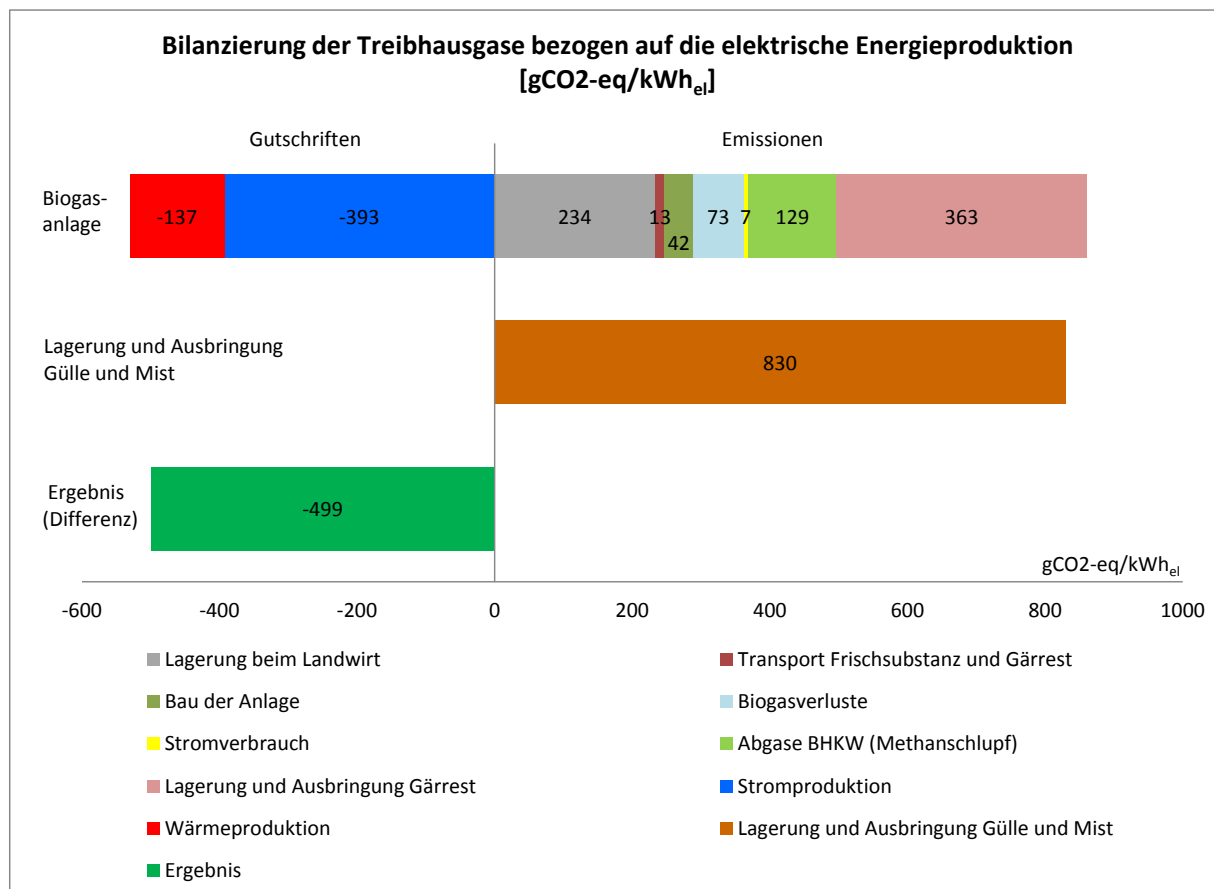
Ähnlich wie schon in der Berechnung der Umweltbilanz der Privatanlage, besteht auch in diesem Fall das Referenzsystem in der Lagerung der Gülle und des Mistes beim Landwirt und deren direkte Ausbringung (inkl. Transport) auf die Felder. Die entsprechenden Emissionen, die als Guthaben der Biogasanlage angerechnet werden können, sind in folgender Tabelle angebracht.

Referenzsystem	Gas	Herkunft (und Menge)	Emissions- faktoren	Äquivalent- emissionen [t CO <sub>2</sub> /a]	Äquivalent- emissionen [g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub> ]
Lagerung und Ausbringung der Gülle und des Mistes auf Felder	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, NH <sub>3</sub>	Gülle und Mist 14.619 t/a	Siehe Kapitel 3.1.3.3	1.504	830
<b>Summe</b>				<b>1.504</b>	<b>830</b>

**Tabelle 31: Übersicht der klimarelevanten Gasemissionen des Referenzsystems – Lagerung und direkte Ausbringung der Frischsubstanz.**

### Bilanzierung

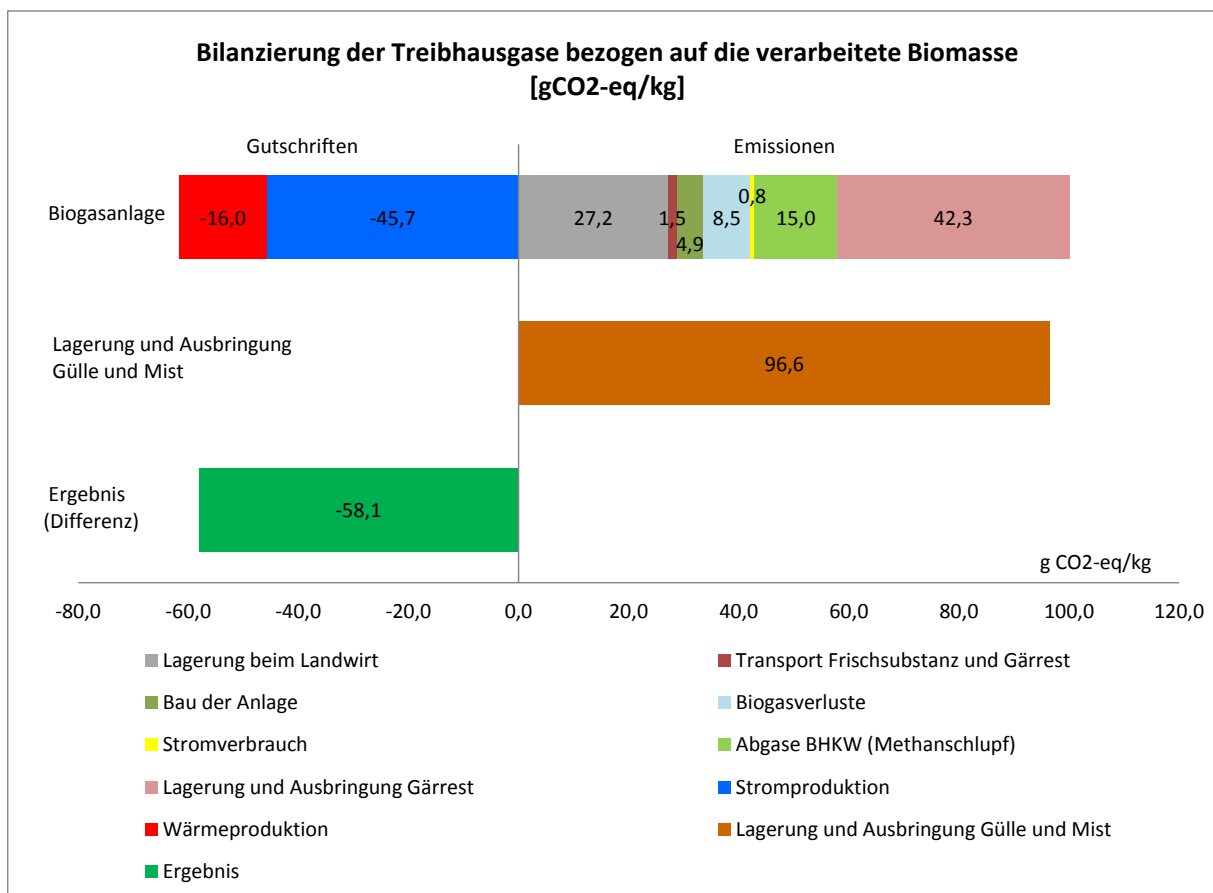
Die Bilanzierung der Treibhausgas-Emissionen wird nachfolgend grafisch dargestellt.



**Abbildung 21: Grafische Darstellung der Ergebnisse der Umweltbilanz der genossenschaftlichen Biogasanlage mittlerer Leistung (Werte in g CO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub>).**

Wie aus der Grafik und den vorher angeführten Tabellen entnommen werden kann, betreffen die gesamten Äquivalentemissionen beim Betrieb der Biogasanlage 1.558 t CO<sub>2</sub>-eq/a was bezogen auf die produzierte elektrische Energiemenge 861 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub> ausmacht. Werden von diesen die Gutschriften an Emissionen aufgrund der Strom- und Wärmeproduktion der Anlage abgezogen kommt man auf ein Ergebnis von 598 t CO<sub>2</sub>-eq/a, was 331 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub> ausmacht. Wird des Weiteren die Differenz zwischen Bewirtschaftung mit Biogasanlage und Referenzsystem gebildet, kommt man auf ein Endergebnis von -906 t CO<sub>2</sub>-eq/a, was -499 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub> entspricht.

Zur Vervollständigung und um anschließend einen besseren Vergleich zwischen den untersuchten Anlagen herstellen zu können, werden in der nächsten Grafik die Klimagasemissionen bezogen auf die behandelte Biomasse dargestellt.



**Abbildung 22: Grafische Darstellung der Ergebnisse der Umweltbilanz der genossenschaftlichen Biogasanlage mittlerer Leistung (Werte in g CO<sub>2</sub>-eq/kg).**

Die Umweltbilanz der genossenschaftlichen Biogasanlage fällt durchaus positiv aus, im Sinne dass Dank der Biogasanlage CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden werden.

Es kann beobachtet werden, dass der größte Teil der Gutschriften auf die verhinderten Emissionen aus der herkömmlichen Bewirtschaftung der Reststoffe aus der Viehzucht zurückzuführen ist. Allerdings machen auch die Ersparnisse aufgrund der Strom- und Wärmeproduktion unter der Annahme des nationalen Strom- und Wärmemixes rund 40% der Gesamtersparnisse aus. Würde hingegen der Strom und die Wärme bereits aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt werden, fiel die Umweltbilanz in diesem Fall knapp negativ aus, da die Emissionen bei der Biogasproduktion knapp höher sind, als jene bei einer herkömmlichen Bewirtschaftung der Biomasse.

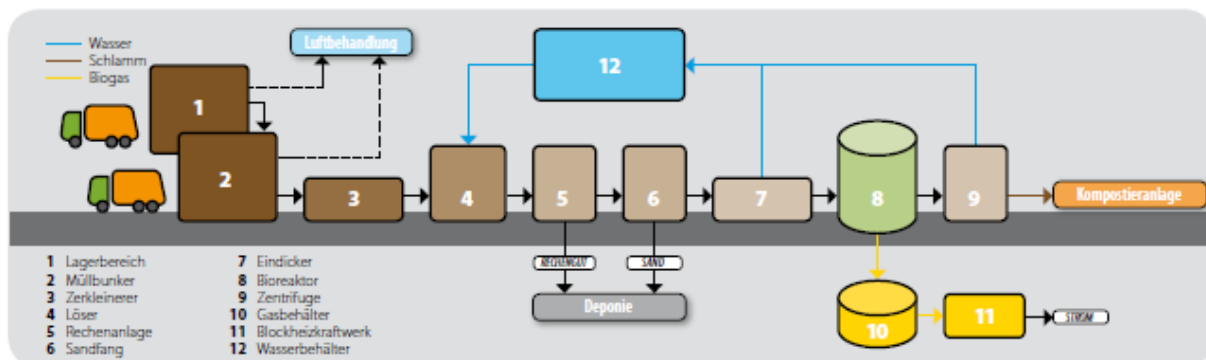
## 3.4 Biomüllvergärungsanlage

### 3.4.1 Beschreibung der Anlage

Die Biomüllvergärungsanlage in der Provinz Bozen verwertet die organischen Abfälle, die in Haushalten getrennt vom restlichen Abfall gesammelt werden. Die Anlage wurde 2006 nach Beschluss der Landesverwaltung erbaut und wurde in den Abfallbewirtschaftungsplan der Provinz Bozen aufgenommen.

Es handelt sich um eine Nassvergärungsanlage, die zurzeit ca. 12.000 Tonnen an organischen Hausmüll - der aus der differenzierten Mülltrennung aus 37 Gemeinden von Südtirol stammt - verwertet. Diese Menge entspricht rund 40% des landesweiten anfallenden Biomülls. Die Anlage wird vom Unternehmen Eco-center in Bozen geführt. Aufgrund der positiven Erfahrungen, die mit dieser Anlage gesammelt wurden, wird eine Erweiterung der Anlage und eine Verdoppelung der Kapazität im Laufe der nächsten Jahre angestrebt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Prozessschritte der Verarbeitung der Abfallbiomasse zu Biogas auf.



**Abbildung 23: Grafische Darstellung der Prozessabläufe in der Biomüllvergärungsanlage zur Verwertung des organischen Hausabfalls (Eco-center, 2010).**

Die Transportmittel laden den organischen Hausabfall entweder auf der Abladefläche (1) oder direkt im Bunker (2) ab. Der für die Lagerung und Verarbeitung zuständige Bereich wird mit Unterdruck betrieben, um die Geruchsbelastung auf ein Minimum zu reduzieren; die abgesaugte Luft wird über einen Biofilter gereinigt.

Über eine Schnecke gelangt der organische Abfall zuerst in eine Zerkleinerungs- (3) und dann in eine Verdünnungsanlage (4), wo die Biomasse mit Wasser in einem Verhältnis von 7 t Wasser pro 2,6 t Abfall verdünnt wird. Die Masse am Ausgang der Verdünnungsanlage hat einen Trockensubstanz-Gehalt von 4%.

Ein Gitter (5) hält eventuelle Unreinheiten, wie z.B. Plastiksäcke, Feststoffe und Holzstücke zurück und ein Sandfang (6) sondert schwerere Feststoffe kleiner Größe wie z.B. Knochen, Eierschalen oder Muscheln ab. Durchschnittlich beträgt das im Gitter und Sandfang abgesonderte Material rund 10% der Eingangsbiomasse. Die für die Vergärung zulässige Masse wird über eine Eindickanlage (7) konzentriert und anschließend in den Fermenter (8) geleitet, wo sie für mindestens 16 Tage verbleibt. Die Bakterienflora im Fermenter zersetzt den organischen Anteil des Abfalls wobei Biogas mit einem Methangehalt von ca. 60% entsteht. Das Biogas wird im Biogaslager (10) gesammelt und gelagert. Mit Hilfe von zwei BHKWs (11) wird es anschließend zur elektrischen Energieproduktion verwendet.

Die vergorene Biomasse wird nach Austritt aus dem Fermenter in einer Zentrifuge (9) entwässert. Der so entstehende Schlamm wird schlussendlich in Containern gelagert und zu einer Kompostieranlage geliefert, wo er zur Kompostherstellung verwendet wird.

In Tabelle 32 werden die wichtigsten Betriebsparameter der Biogasanlage zusammengefasst.

Parameter	Wert
Behandelte Biomasse	Organischer Anteil des Hausabfalls
Behandelte Menge	12.206 t/a
Prozessrückstände:	3.307 t/a
- Schlämme	1.962 t/a
- Rechengut	647 t/a
- Sand	698 t/a
Jahr Inbetriebnahme	2006
Anzahl Personal	7
Fermenter	Volumen 1.600 m <sup>3</sup> , Trockensubstanz zu 4%, Abbau der organischen Trockensubstanz von 70%
Verhältnis Abfallbiomasse zu Prozesswasser	7 t Wasser für 2,6 t Abfallbiomasse
Anteil Trockensubstanz in der Biomasse:	
- Eingangsbiomasse	15 %
- Nach Verdünnung	4 %
- Nach Verdickung	11 %
- Nach Vergärung	4 %
- Nach Dehydrierung des Schlammes	25 %
Elektrische Leistung BHKWs	BHKW 1: 334 kW <sub>el</sub> BHKW 2: 536 kW <sub>el</sub>

**Tabelle 32: Die wichtigsten Betriebsparameter der Biomüllvergärungsanlage.**



**Abbildung 24: Foto der Biomüllvergärungsanlage in der Provinz Bozen.**

Was die Sammlung und den Transport des organischen Abfalls zur Biogasanlage betrifft, ist im Anhang eine Liste aller zuliefernden Gemeinden mit entsprechenden Angaben über die jährlichen Mengen, Transportlänge, Anzahl Fahrten und Treibstoffverbrauch angeführt. In der nachfolgenden Tabelle sind diese Daten zusammengefasst worden und dienen für die anschließende Berechnung der Energie- und Umweltbilanz.

Parameter	Einheit	Wert
Jährliche Menge	[t/a]	12.207
Anzahl zuliefernder Gemeinden		34
Durchschnittliche Transportlänge	[km]	68,2
Anzahl jährliche Transporte		3070
Jährlich zurückgelegte Gesamtstrecke	[km]	209.359
Transportlänge je l Treibstoff	[km/l]	2,53
Gesamter Treibstoffverbrauch	[l/a]	82.808

**Tabelle 33: Zusammenfassung der Daten bezüglich Transport des organischen Abfalls von den Gemeinden zur Anlage.**

Die Prozess-Rückstände setzen sich zusammen aus Rechengut und Sand, die von der Frischsubstanz vor Eintritt in den Fermenter abgesondert werden und den Prozess-Schlämmen oder besser der vergorenen und dehydrierten Biomasse. Die ersten werden in eine Mülldeponie gebracht, die sich ca. 30 km von der Biogasanlage befindet. Hingegen die Prozess-Schlämme werden mit Hilfe von Sattelschlepper in die Gemeinde Valeggio sul Mincio (Bs) transportiert, die sich rund 170 km entfernt von der Biogasanlage befindet. Dort werden die Schlämme einem weiteren Stabilisierungsprozess unterzogen.

Parameter	Einheit	Art der Rückstände		
		Prozess-Schlämme	Rechengut	Sand
Jährliche Menge	[t/a]	1.962	647	698
Entsorgungsart		Fermentierung	Deponie	Deponie
Destinationsgemeinde		Valeggio s.M. (Bs)	Pfatten (Bz)	Pfatten (Bz)
Distanz Biogasanlage zu Destinationsort	[km]	170	30	30
Transportmittel		Sattelzug	Container	Container
Jährliche Anzahl Transporte		80	70	70
Transportlänge je l Treibstoff	[km/l]	3	4	4
Jährlicher Treibstoffverbrauch	[l/a]	4.533	525	525

**Tabelle 34: Zusammenfassung der Daten bezüglich Transport der gesamten Prozess-Rückstände von der Biogasanlage zu den entsprechenden Entsorgungsanlagen.**

### 3.4.2 Massenbilanz

Die Massenbilanz der Müllvergärungsanlage bezieht sich auf den gesamten Bearbeitungsprozess der Abfallbiomasse, d.h. Aufbereitung der Biomasse, Vergärung, Verwertung Biogas bis zur Lagerung der Reststoffe des Prozesses für die anschließende Entsorgung.

Ein Teil der Eingangsbiomasse (insgesamt ca. 12.200 t/a) wird zuerst abgesondert und in folgende drei Weiterverarbeitungswege geleitet:

- direkt in Deponie (808 t/a);
- in andere Verarbeitungsanlagen (1.174 t/a);
- in Kläranlagen (690 t/a).

Die Abfallbiomasse, die effektiv in die Biogasanlage geleitet und dort verarbeitet wird beträgt 9.500 t/a. Diese Biomasse wird zu allererst einer Aufarbeitung unterzogen, bei der inerte Stoffe (Rechengut und Sand) von der zu vergärenden Biomasse abgesondert werden. Anschließend muss diese in zur Vergärung geeignete Konditionen (Trockensubstanzgehalt 11%) gebracht werden und zwar mit Hilfe eines Verdünnungs- und anschließendes Verdickungsverfahrens. In der Massenbilanz wird daher auch die Wasserzugabe mit einbezogen. Das Wasser, das im Verdickungsverfahren und in der Zentrifuge der Schlämme gewonnen wird, wird mehrmals in den Prozess wieder eingesetzt, bevor es als Abwasser entsorgt wird.

Nach dem Vergärungsprozess wird der Trockensubstanzgehalt der Schlämme mit Hilfe einer Zentrifuge bis auf 25% gebracht. Anschließend wird die Masse in Container bis zum Abtransport gelagert.

Das produzierte Biogas, abzüglich der Verluste, die in den Leitungen und im Gasspeicher auftreten können, wird in BHKWs zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt. Die notwendige Verbrennungsluft wird mit Hilfe der Annahme in Kapitel 3.1.1 (stöchiometrische Verbrennung) berechnet. Bei einem Methangehalt von 60% wird für die Verbrennung von 1 kg Biogas 9,7 kg Luft benötigt. Output des Verbrennungsprozesses sind die Emissionen am Ausgang der BHKWs, was der Summe von Verbrennungsluft-Menge und Biogas-Menge entspricht.

In Tabelle 35 sind die Mengen der im Prozess verarbeiteten Substanzen aufgelistet. Diese Daten beziehen sich auf das Jahr 2009, das repräsentativ für ein Jahr mit optimalen Produktionsbedingungen angesehen werden kann.

Die Abbildung 25 zeigt die Massenbilanz der Anlage grafisch auf, wobei die Stärke der Pfeile proportional zu der entsprechenden Menge ist.

Wie aus der Grafik entnommen werden kann, benötigt die Anlage zur Verflüssigung eine große Menge Wasser, und zwar in einem Verhältnis 7 zu 2,5. Die festen Reststoffe des Prozesses (Schlämme, Sand und Rechengut) machen ca. 34% der im Prozess behandelten Biomasse aus. Ein Großteil der Eingangsmasse wird daher als Abwasser entsorgt, 12% wird in Biogas umgewandelt.

Materie	Eingang [t/a]	Ausgang [t/a]
<b>Vorbehandlung</b>		
Organischer Abfall	12.206	
Org. Abfall in Deponie		808
Org. Abfall zu anderen Anlagen		1.174
Org. Abfall in Kläranlage		690

Org. Abfall für die Biogasproduktion		9.534
<b>Summe</b>	<b>12.206</b>	<b>12.206</b>
<b>Fermenter</b>		
Org. Abfall für die Biogasproduktion	9.534	
Rücklauf-Wasser	2.912	2.912
Nachgespeistes Wasser	23.688	
Schlämme		1.962
Rechengut		647
Sand		698
Biogas		1.469
Abwasser		28.447
<b>Summe</b>	<b>36.134</b>	<b>36.134</b>
<b>BHKW</b>		
Biogas	1.469	
Verbrennungsluft	12.540	
Abgas		14.009
<b>Summe</b>	<b>14.009</b>	<b>14.009</b>

Tabelle 35: Massenbilanz der Biomüllvergärungsanlage.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Massenströme in der Biomüllvergärungsanlage grafisch auf.

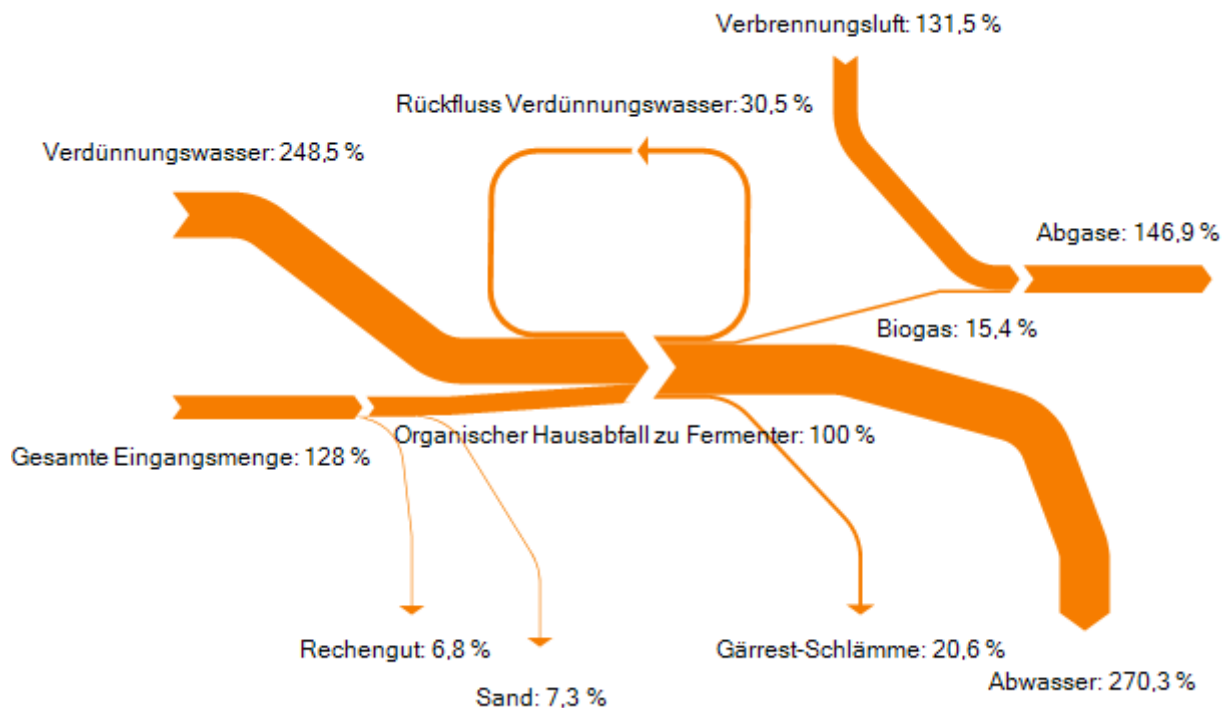


Abbildung 25: Flussdiagramm der Stoffmengen in der Biomüllvergärungsanlage. Die Breite der Pfeile ist proportional zur entsprechenden Stoffmenge, prozentuell ausgedrückt bezogen auf die durchschnittliche jährliche Menge organischen Abfalls.

### 3.4.3 Energiebilanz

Die Berechnung der Energiebilanz der Biomüllvergärungsanlage startet mit der Phase der Sammlung der Abfallbiomasse in den Gemeinden und endet mit dem Transport der Prozessrückstände zu den entsprechenden Entsorgungseinrichtungen.

Abbildung 26 zeigt die einzelnen Prozessschritte mit den entsprechenden Energieverbräuchen und die Abgrenzung des Untersuchungsrahmens grafisch auf.

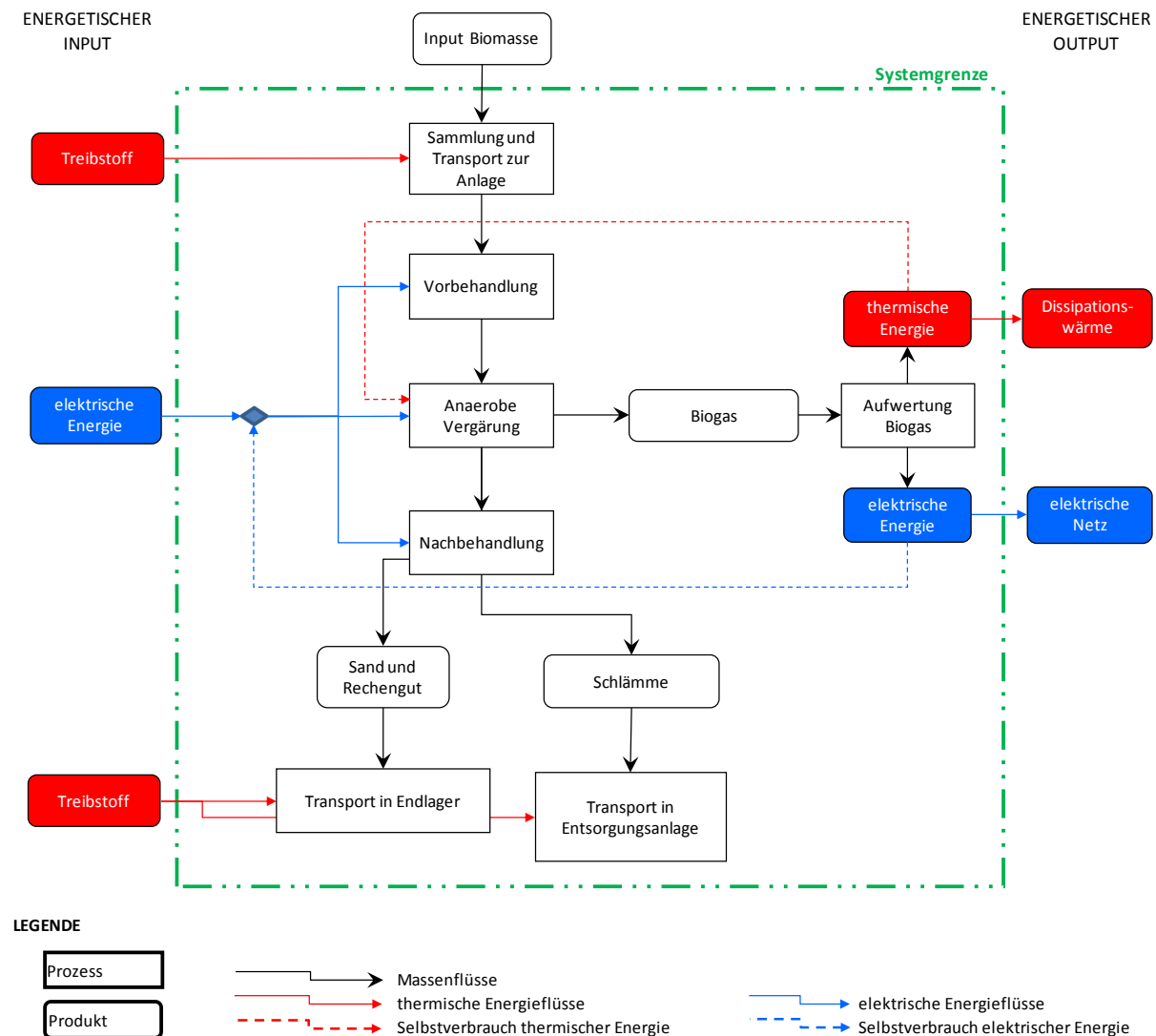


Abbildung 26: Grafische Darstellung der Energieflüsse in der Biomüllvergärungsanlage.

Nachfolgend werden die Energieverbräuche während der einzelnen Prozessschritte genauer untersucht.

#### Sammlung und Transport der Abfallbiomasse

Im Anhang sind alle Gemeinden angeführt, welche den organischen Abfall aus der getrennten Müllsammlung in die Biomüllvergärungsanlage liefern. Sammlung und Transport werden mit Hilfe der Lastwagen eines Müllentsorgungsunternehmens durchgeführt, die

zwischen 3,5 und 2 km mit 1 Liter Diesel machen. Mit diesem spezifischen Verbrauch, der durchschnittlich zurückgelegten Strecke der Lastwagen und der jährlichen Anzahl der Transporte wurde der gesamte Treibstoffverbrauch für den Transport der Frischsubstanz ermittelt. Unter der Annahme eines Brennwertes von 9,85 kWh/l für Diesel, beträgt der gesamte Energieverbrauch 815 MWh/a.

### Energieverbrauch der Anlage

Da die elektrischen Energieverbräuche der einzelnen Prozessschritte nicht ermittelt werden konnten, wurde nur der Gesamtverbrauch berücksichtigt. Dieser lässt sich als Summe von Stromverbrauch aus dem Netz und produzierten und eigenverbrauchten Strom berechnen und beträgt 1.318.340 kWh/a (vergleiche Tabelle 36).

Was den thermischen Energieverbrauch betrifft, wird dieser hauptsächlich für den Vergärungsprozess benötigt, da für die Bakterienflora im Fermenter eine mesophile Umgebung (37°C) notwendig ist. Daher dient ein Teil der rückgewonnenen Wärmeenergie in den BHKWs (500.000 kWh) dem Eigenverbrauch. Allerdings wird im Winter zusätzlich Wärme benötigt, die mit Hilfe eines Brennkessels abgedeckt wird und wo jährlich rund 500 Liter Dieselöl verbraucht werden. Dieser Verbrauch steigt auf ca. 8.000 Liter pro Jahr, wenn der gesamte Prozess z.B. aufgrund von Instandhaltungsarbeiten neu gestartet werden muss. Daher wurde ein durchschnittlicher Verbrauch von 4.500 l/a angenommen.

Schlussendlich benötigen auch der Schaufelbagger und der Stapler zur Umladung der Biomasse rund 4.000 Liter Diesel pro Jahr.

Parameter	Einheit	Wert
Verbrauch von elektrischer Energie:	kWh/a	1.318.090
- Eigenproduktion	kWh/a	1.183.590
- Netzbezug	kWh/a	134.750
Verbrauch von thermischer Energie:	kWh/a	500.000
- Eigenproduktion	kWh/a	500.000
Dieserverbrauch:	l/a	8.500
- für Brennkessel	l/a	4.500
- für Schaufel- und Stapelbagger	l/a	4.000

Tabelle 36: Energieverbräuche der Biomüllvergärungsanlage.

### Transport der Prozess-Rückstände

Die unterschiedlichen Rückstände des Prozesses müssen entsorgt werden, was zum Teil das Zurücklegen von weiten Transportwegen mit sich bringt. Die Schlämme z.B. müssen in die Gemeinde Valeggio sul Mincio (Bs) außerhalb der Provinz Bozen transportiert werden, was einer Entfernung von 170 km von der Anlage entspricht.

Art des Rückstands	Einheit	Gärrest-Schlämme	Rechengut	Sand
Jährliche Produktion	[t/a]	1.962	647	698
Jährlicher Treibstoffverbrauch	[l/a]	4.533	525	525
Jährlicher Energieverbrauch	[kWh/a]	44.653	5.171	5.171
Spezifischer Energieverbrauch pro Tonne Rückstand	[kWh/t]	23	8	7
<b>Gesamter Energieverbrauch</b>	<b>[kWh/a]</b>	<b>54.996</b>		

Tabelle 37: Energieverbräuche für den Transport der Prozess-Rückstände von der Anlage zu Entsorgungsanlagen.

## Energieproduktion

Das produzierte Biogas wird in zwei BHKWs mit einer jeweiligen Nennleistung von 334 kW und 536 kW verwertet. Diese sind rund 7800 Stunden pro Jahr in Betrieb und haben einen elektrischen Wirkungsgrad von 32,4%.

Wie bereits gesehen, dienen 47% der elektrischen Energieproduktion dem Eigenverbrauch, der restliche Teil wird ins Netz eingespeist und verkauft. Von der in den BHKWs rückgewonnenen thermischen Energie wird nur ein kleiner Teil (ca. 18%) zur Aufrechterhaltung der Temperatur im Fermenter genutzt. Der Überschuss findet zurzeit keine Verwertung und wird in die Atmosphäre verpufft.

Zusammenfassend kann geschätzt werden, dass von der Energie im Biogas:

- 32,4% in elektrische Energie umgewandelt wird;
- 35,4% thermisch rückgewonnen wird und in Form von Warmwasser zu 90°C zu Verfügung steht. Von dieser Energie wird nur 18% effektiv genutzt und der Rest wird in die Atmosphäre verpufft;
- 32,2% geht direkt über die Abgase und Abstrahlungswärme an die Umgebung verloren.

Parameter	Einheit	Wert
Elektrische Leistung BHKWs	kW	334 + 536
Biogasproduktion	m <sup>3</sup> /a	1.335.000
Methangehalt im Biogas	%	60
Brennwert Biogas	kWh/m <sup>3</sup>	5,7
Energiegehalt im Biogas	kWh/a	7.647.214
Elektrische Energieproduktion:	kWh/a	2.482.899
Eigenverbrauch	kWh/a	1.183.590
Netzeinspeisung	kWh/a	1.434.059
Elektrischer Wirkungsgrad	%	32,4
Thermische Energieproduktion:	kWh/a	2.700.000
Eigenverbrauch	kWh/a	500.000
Nicht genutzt	kWh/a	2.200.000
Nicht rückgewinnbare Abwärme	kWh/a	2.464.000
Jährliche Betriebsstunden	h/a	7.805

**Tabelle 38: Daten zur Energieproduktion der Biomüllvergärungsanlage.**

Für eine vollständige Energiebilanz müssen zur Nettoproduktion der Anlage, d.h. der ins Netz eingespeisten Energie, die Energieverbräuche für Sammlung, Transport und Verarbeitung der Abfallbiomasse mitberücksichtigt werden, die das Nettoergebnis klarerweise verringern.

In Tabelle 39 ist die Energiebilanz aufgezeigt. Werden die Energiemengen in der Einheit toe ausgedrückt, berechnet nach der Umwandlungsmethode beschrieben in Kapitel 3.1.2 (Energiebilanz der Anlagen), ergibt sich eine Nettoproduktion für den gesamten Prozess von rund 160 toe/a, d.h. die Menge an produzierter elektrischer Energie ist höher als die für den gesamten Prozess notwendige Energie. Die gesamte Stromproduktion beträgt 490 toe/a, hingegen der gesamte Energiebedarf zum Betrieb der Anlage beträgt 371,5 toe/a. Der gesamte Energiebedarf zum Betrieb der Anlage beträgt 69,8% der gesamten genutzten Strom- und Wärmeproduktion im BHKW.

Schlussendlich zeigt die Abbildung 27 die Energieflüsse des Prozesses grafisch auf. Die Dicke der Pfeile ist proportional zur entsprechenden Energiemenge.

Energie	Energie für Heizung und Transport		Elektrische Energie	
	[MWh/a]	[toe/a]	[MWh/a]	[toe/a]
Verbrauch für Sammlung und Transport Abfallbiomasse	-816	-70,1		
Energieverbrauch der Anlage	-584	-50,2	-1.318	-246,5
Verbrauch für Transport der Prozess-Rückstände	-55	-4,7		
Produzierte und eigenverbrauchte Energie	500	43,0	1.183	221,3
Nettoproduktion			1.434	268,2
<b>Summe</b>	<b>-955</b>	<b>-82,1</b>	<b>1.299</b>	<b>243,0</b>
<b>Nicht berücksichtigte Energiemengen</b>				
Nicht genutzte Energie	2.200	189,2		
Nicht nutzbare Energie	2.464	211,9		

Tabelle 39: Energiebilanz der Biomüllvergärungsanlage.

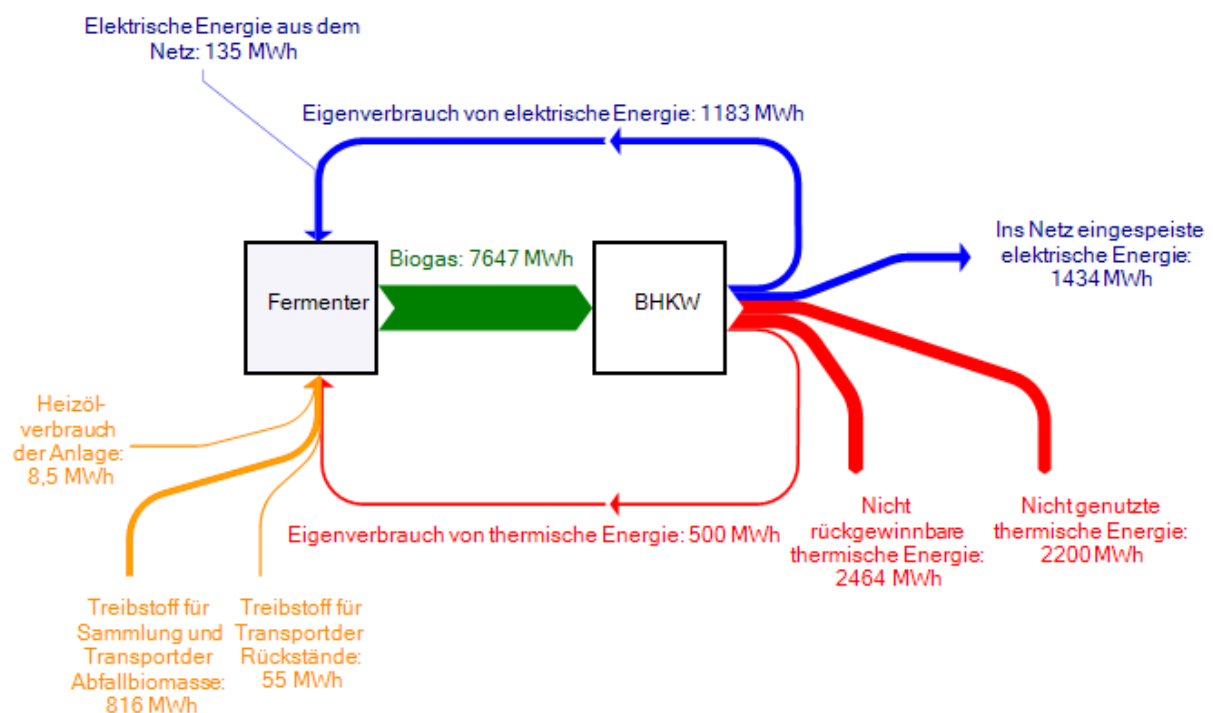
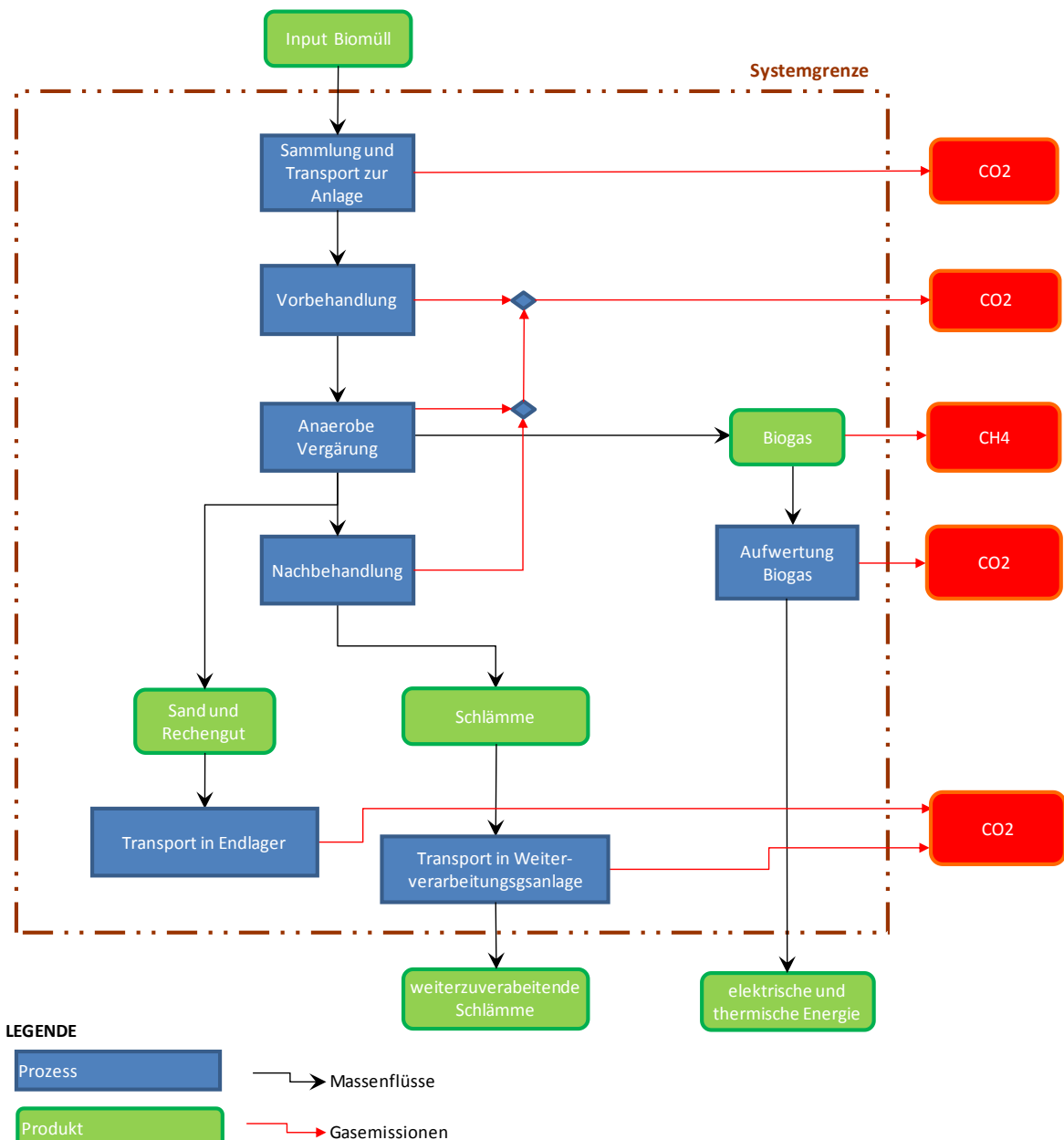


Abbildung 27: Flussdiagramm der Energiebilanz der Biomüllvergärungsanlage.

### 3.4.4 Umweltbilanz

Ebenso wie in der Energiebilanz musste auch in der Umweltbilanz definiert werden, welche Prozessschritte mit in die Analyse aufgenommen werden und wo die Untersuchungsgrenze festgelegt wird. Wie aus Abbildung 28 hervorgeht, ist die Untersuchungsgrenze für die Umweltanalyse dieselbe wie jene für die energetische Analyse. Die Analyse beginnt mit der Sammlung und Transport der organischen Hausabfälle und endet mit dem Transport der Prozess-Rückstände zu den Entsorgungseinrichtungen.



**Abbildung 28: Klimagasemissionen beim Betrieb der Biomüllvergärungsanlage.**

Im nachfolgenden werden die einzelnen Prozessabschnitte genauer untersucht und die entsprechenden klimaschädlichen Emissionen ermittelt.

### **Sammlung und Transport Abfallbiomasse**

Die Emissionen, die während diesem Prozessabschnitt entstehen, sind vor allem auf die Emissionen der LKWs zurückzuführen. Diese wurden auf Basis des gesamten Treibstoffverbrauches ermittelt, unter Annahme der Emissionsfaktoren von Tabelle 10.

### **Lagerung der Abfallbiomasse**

Während der Lagerung der Abfallbiomasse, bevor diese der Anlage zugeführt wird, kann angenommen werden, dass bereits dort die Zersetzung der Biomasse beginnt, zum Teil aerob und zum Teil anaerob.

Im Laufe der Untersuchungen konnten keine Literaturdaten bezüglich Emissionen während Lagerung von Abfallbiomasse gefunden werden. Allerdings kann mit gutem Gewissen angenommen werden, dass diese Emissionen nur gering die Gesamtbilanz beeinflussen und daher vernachlässigt werden können.

### **Bau der Anlage**

Zur Berechnung der klimaschädlichen Emissionen in Zusammenhang mit dem Bau der Biomüllvergärungsanlage wurden leider keine speziellen Emissionsfaktoren in der Literatur gefunden. Daher werden jene Emissionsfaktoren verwendet, die beim Bau von landwirtschaftlichen Biogasanlagen (siehe Kapitel 3.1.3.3) bereits zum Einsatz kamen.

### **Betrieb der Anlage**

Die Emissionen während den verschiedenen Phasen der Aufarbeitung der Abfallbiomasse am Eingang der Biogasanlage, die in Kapitel 3.4.1 beschrieben sind, sind hauptsächlich auf den Verbrauch von elektrischer Energie zurückzuführen.

Da der elektrische Verbrauch nicht auf die einzelnen Prozessschritte aufgeteilt werden kann, werden diese Emissionen in einer einzigen Position zusammengefasst.

Die Anlage hat einen Gesamtverbrauch von elektrischer Energie von 1.318.090 kWh, von denen 1.183.590 kWh selbst produziert und 134.750 kWh aus dem elektrischen Netz bezogen werden. Die Emissionen, die auf den aus dem Netz entnommenen Strom zurückzuführen sind, wurden mit dem Emissionsfaktor von Kapitel 3.1.3 berechnet. Dem Eigenverbrauch sind hingegen keine Emissionen anzurechnen, da diese auf eine erneuerbare Energiequelle zurückzuführen sind.

Der thermische Energieverbrauch der Biogasanlage beträgt 583.725 kWh, wovon rund 500.000 kWh mittels Eigenproduktion der Anlage abgedeckt werden kann. Der restliche Teil (83.725 kWh) wird mit Heizöl abgedeckt.

### **Verwertung des Biogases in BHKWs**

Das im Fermenter entstehende Biogas wird gänzlich zur Strom- und Wärmeproduktion in zwei BHKWs eingesetzt.

Die CO<sub>2</sub> Emissionen am Kamin der BHKWs werden nicht in die Bilanz mit einberechnet, da sie aus einer erneuerbaren Energiequelle (organischer Abfall) stammen und daher zum natürlichen CO<sub>2</sub> Kreislauf der Atmosphäre zählen.

Allerdings haben eventuelle Biogasverluste z.B. im Gasspeicher oder in den Abgasen der BHKWs Auswirkungen auf das Klima, da Methan frei gesetzt wird (siehe Kapitel 3.1.3). Da keine Messdaten zur Verfügung stehen, wurden Annahmen auf Basis von Literaturdaten (siehe Kapitel 3.1.3) getroffen. Insbesondere wurden für die Biogasverluste ein Wert von 1% - bezogen auf die Produktion – angenommen.

Was den Methanschluß im Abgas betrifft, kann angenommen werden, dass aufgrund der Größe der Motoren und des Einsatzes von Katalysatoren dieser weniger als 0,5 gCH<sub>4</sub>/Nm<sup>3</sup> (bezogen auf die Abgasmenge) ausmacht. Bezogen auf die Methanmenge im Eingang entspricht dies einem Verlust von ca. 0,8%.

### Transport der Prozess-Rückstände zu den Entsorgungszentren

Der Transport der Reststoffe aus der Vergärung ist der letzte untersuchte Prozessschritt in der Umweltbilanz. Die diesbezüglichen Emissionen wurden auf Basis des jährlichen Treibstoffverbrauches und den Emissionsfaktoren aus Tabelle 10 ermittelt.

Zu den Prozess-Rückständen kann auch das Abwasser gezählt werden, das in einer naheliegenden Kläranlage behandelt werden muss. Mögliche Emissionen von Klimagasen wurden in diesem Prozessschritt nicht berücksichtigt.

In Tabelle 40 sind die für die Berechnung der klimaschädlichen Emissionen benutzten Emissionsfaktoren und die entsprechenden jährlichen Emissionen aufgezeigt. Alle Werte sind in Äquivalentemissionen von CO<sub>2</sub> ausgedrückt.

Prozessphase	Gas	Herkunft (und Menge)	Emissions- faktoren	Äquivalent- emissionen [t CO <sub>2</sub> /a]	Äquivalent- emissionen [g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub> ]
Sammlung und Transport Biomasse	CO <sub>2</sub>	Diesel (82.808 l/a)	2,62 kg CO <sub>2</sub> /l	217	87
Bau der Biogasanlage	CO <sub>2</sub>	Fossil	42 g CO <sub>2</sub> - eq/kWh	104	42
Biogasproduktion	CH <sub>4</sub>	Biogas (1.335.000 m <sup>3</sup> /a)	1 % Verluste	220	89
Betrieb der Anlage	CO <sub>2</sub>	Strom (134.750 kWh/a)	440 g CO <sub>2</sub> /kWh	59	33
	CO <sub>2</sub>	Heizöl (8.500 l/a)	2,62 kg CO <sub>2</sub> /l	22	
Verbrennung Gas im BHKW	CH <sub>4</sub>	Biogas (1.335.000 m <sup>3</sup> /a)	0,8 % Methan- schlupf	176	71
Transport der Schlämme nach Valeggio	CO <sub>2</sub>	Diesel (4.533 l/a)	2,62 kg CO <sub>2</sub> /l	12	6
Transport der Rückstände zu Deponien	CO <sub>2</sub>	Diesel (1.050 l/a)	2,62 kg CO <sub>2</sub> /l	3	
Produktion elektrische Energie	CO <sub>2</sub>	Strom (1.434.059 kWh/a)	440 g CO <sub>2</sub> /kWh	-631	-254
<b>Summe</b>				<b>182</b>	<b>74</b>

**Tabelle 40: Übersicht der treibhausrelevanten Gasemissionen und –Ersparnisse, die beim Betrieb der Biomüllvergärungsanlage entstehen.**

### **Referenzsystem**

Als Referenzsystem zur Erstellung der Energie- und Umweltbilanz der Biomüllvergärungsanlage wird ein traditionelles System zur Abfallbewirtschaftung des organischen Hausmülls, d.h. differenzierte Müllsammlung und Transport an mehrere Kompostierungsanlagen angenommen.

Unter Kompostierung versteht man die kontrollierte Zersetzung des organischen Abfalls mit Hilfe von Mikroorganismen, die über einen aeroben Vergärungsprozess die organische Substanz zersetzen und in ein biologisch stabiles Produkt, den sogenannten Kompost umwandeln.

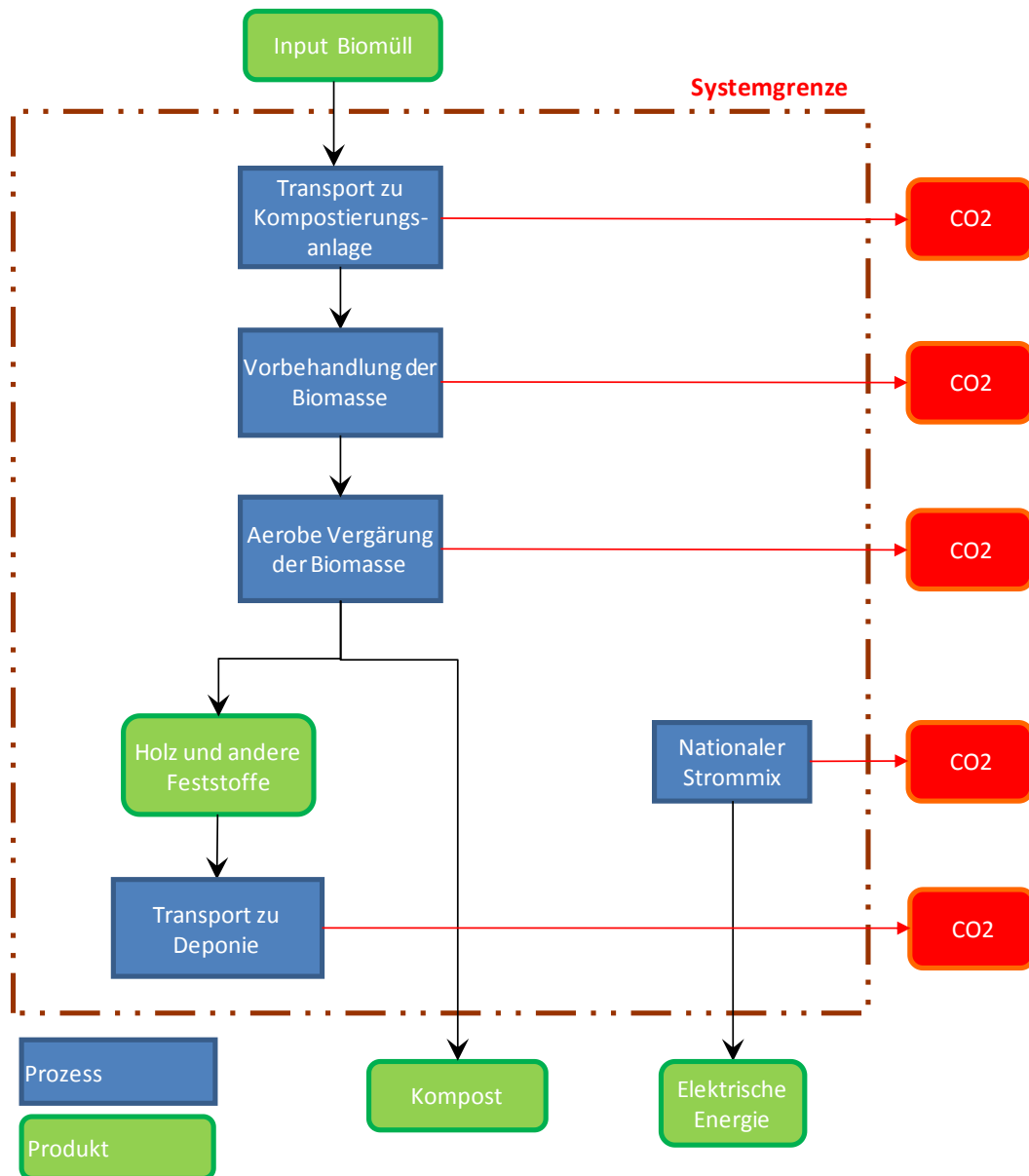
Aus technischer Sicht sind Kompostierungsanlagen im Vergleich zu Biogasanlagen weniger kompliziert. Sie setzen sich grundsätzlich aus einer Misch- und Einbringphase und einer Reifungsphase zusammen. In der ersten Phase wird der organische Abfall aufgearbeitet und einigen Verarbeitungsprozessen unterzogen (Störstoffentfernung), bei denen Substanzen, die für den aeroben Vergärungsprozess nicht geeignet sind, abgesondert werden. In der Reifungsphase wird die Biomasse in Gräben oder Häufen gelagert und regelmäßig umgeschlagen, damit ideale Belüftungskonditionen beibehalten werden. Ein Belüftungssystem garantiert den Austausch der verbrauchten Luft im Misch- und Einbringungsbereich und dessen Reinigung mittels Biofilter.

Die Verweildauer des organischen Abfalls beträgt für den ersten Bereich rund 15 Tage und 30 Tage für den Bereich in dem die aerobe Vergärung stattfindet.

Wie aus Abbildung 29 hervorgeht, beginnt das Referenzsystem mit demselben Prozessschritt wie jenes der Biomüllvergärungsanlage, d.h. mit der Sammlung und Transport des organischen Abfalls.

Zur Ermittlung der Transportstrecken wurde für jede Gemeinde, die ihre Abfälle der Biogasanlage zuführt, die nächstliegende Kompostierungsanlage hergenommen. Diese wurden anschließend zur Berechnung des Treibstoffverbrauches benutzt, indem der spezifische Treibstoffverbrauch aus Tabelle 33 angenommen wurde.

Was die Klimagasemissionen betrifft, die in Verbindung mit dem Bau der Kompostierungsanlage stehen, konnten keine Literaturdaten gefunden werden. Deshalb wurde die Annahme gemacht, dass für den Bau einer Kompostierungsanlage rund die Hälfte an Klimagasemissionen von jenen, die beim Bau einer Biogasanlage entstehen, anfallen würde.



**Abbildung 29: Flussdiagramm des Referenzsystems – Kompostierung.**

Da die Anlagentechnik einfacher ist, sind auch die Energieverbräuche in einer Kompostierungsanlage geringer als jene in einer Nass-Vergärungsanlage und sind vor Allem auf die Verbräuche der kontrollierten Belüftungsanlage zurückzuführen. Die Energieverbräuche fassen sich folgendermaßen zusammen:

- Dieselverbrauch für den Betrieb der Schaufelbagger, die den organischen Abfall bewegen;
- Elektrische Verbräuche für den Betrieb der Anlage (Aufbereitung der Eingangsbiomasse, Beleuchtung, Belüftung, Verwaltungsbüros, Waage, usw.).

Im Laufe der Analyse des Referenzsystems konnten die Energieverbräuche, die in der nachfolgenden Tabelle angegeben sind, ermittelt werden. Vergleicht man diesen Energieverbrauch mit jenen der Biogasanlage (Tabelle 39), benötigt der Kompostierungsprozess rund 5-mal weniger elektrische Energie bezogen auf die behandelte Abfallbiomasse.

Parameter	Einheit	Wert
Spezifischer elektrischer Energieverbrauch pro Tonne behandelter Abfallbiomasse	kWh/t	20
Spezifischer Dieserverbrauch pro Tonne behandelter Abfallbiomasse	l/t	0,6

**Tabelle 41: Spezifische Energieverbräuche einer Kompostierungsanlage.**

Die Ausgangsbiomasse besteht aus dem Kompost und den ausgesonderten Rückständen der anfänglichen Bearbeitung der Biomasse, die grundsätzlich aus Holz, Eisen- und Plastikteile bestehen.

Der Kompost kann als Produkt angesehen werden, da diesbezüglich ein Markt vorhanden ist. Normalerweise wird dieser in der Landwirtschaft als Bodenverbesserungsmittel oder im Bausektor als Füllmaterial verwendet. Der Transport des Komposts zum Verwendungsort fällt nicht innerhalb des Referenzsystems.

Die Rückstände des Siebprozesses sind hingegen als Abfall eingestuft. In Wirklichkeit findet ein Teil von diesen eine nachfolgende Verwertung (vor Allem die Eisenrückstände). Allerdings wurde in dieser Studie angenommen, dass alle in eine Mülldeponie transportiert werden. Der Transport zur Mülldeponie wird in diesem Fall mit in das Referenzsystem aufgenommen.

Zur Schätzung des Treibstoffverbrauches wurden wieder dieselben Parameter, wie in den vorherigen Abschnitten angeführt, verwendet. Als Zielort wurden die an der Kompostierungsanlage nächstliegenden Mülldeponien gewählt.

Schlussendlich, da die Biogasanlage eine bestimmte Menge an elektrischer Energie produziert, wird im Referenzsystem angenommen, dass dieselbe Menge auf konventionelle Weise über den italienischen Strom-Produktionspark produziert wird.

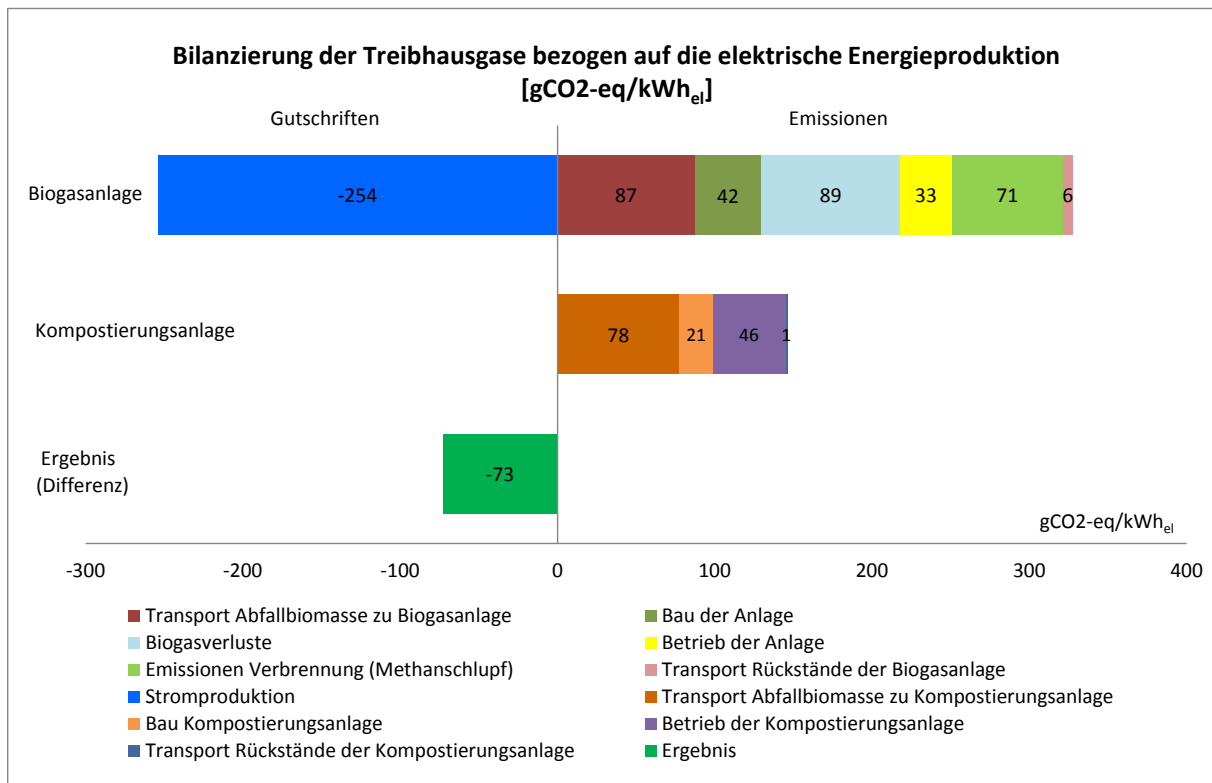
In der nachfolgenden Tabelle wurden die Emissionen berechnet, die beim Betrieb einer Kompostierungsanlage mit derselben Verarbeitungsmenge anfallen würden.

Prozessphase	Gas	Herkunft (und Menge)	Emissionsfaktoren	Äquivalentemissionen [t CO <sub>2</sub> /a]	Äquivalentemissionen [gCO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub> ] <sup>1</sup>
Transport zu Kompostierungsanlage	CO <sub>2</sub>	Diesel (73.713 l/a)	2,62 kg CO <sub>2</sub> /l	193	78
Bau der Kompostierungsanlage	CO <sub>2</sub>	Fossil	Hälfte der Emissionen für Bau der Biogasanlage	52	21
Betrieb der Kompostierungsanlage	CO <sub>2</sub>	Strom (279.568 kWh/a)	440 g CO <sub>2</sub> /kWh	96	46
		Heizöl (7.086 l/a)	2,62 kg CO <sub>2</sub> /l	19	
Aerobe Vergärung der Abfallbiomasse	CO <sub>2</sub>	Biomüll (9.500 t/a)	klimateutral	0	0
Transport Rückstände in Deponie	CO <sub>2</sub>	Diesel (1.238 l/a)	2,62 kg CO <sub>2</sub> /l	3	1
<b>Summe</b>				<b>363</b>	<b>146</b>

<sup>1</sup>bezogen auf die Stromproduktion der Biomüllvergärungsanlage

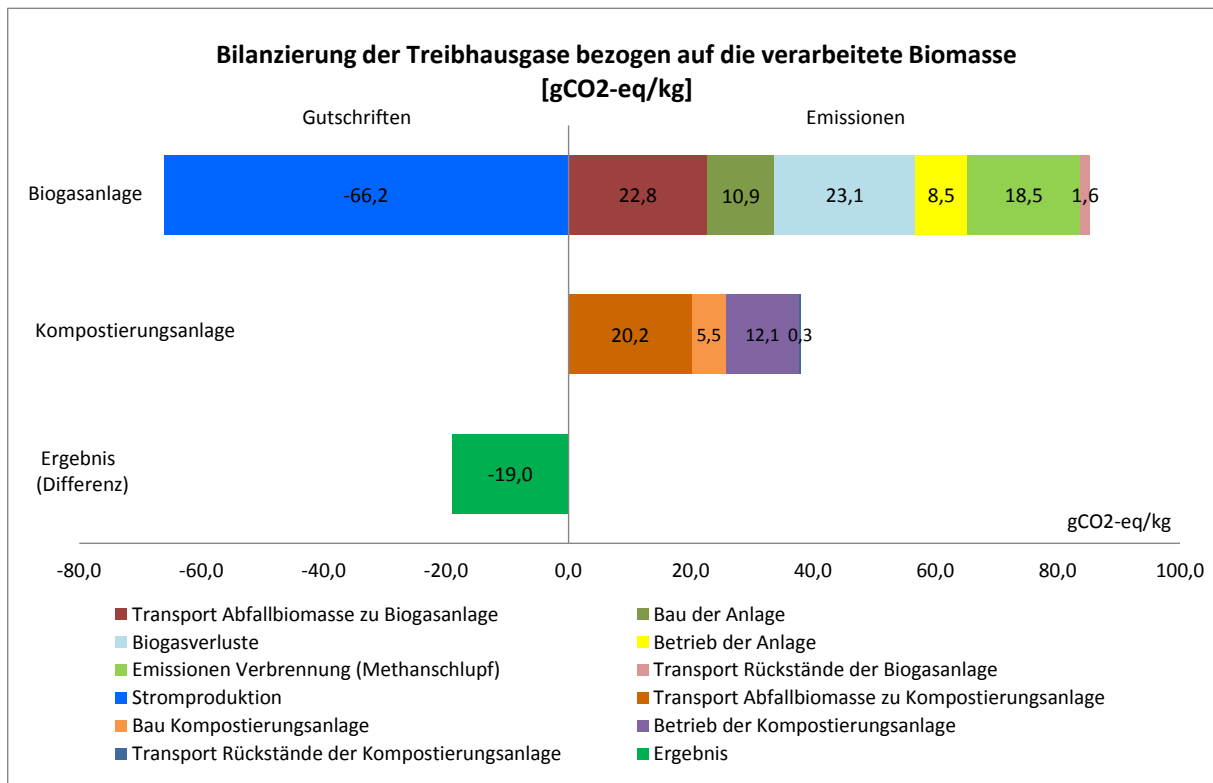
**Tabelle 42: Übersicht der klimarelevanten Gasemissionen, die beim Betrieb der Kompostierungsanlage entstehen.**

Wie aus der Tabelle und der nachfolgenden Abbildung entnommen werden kann, sind die beim Betrieb der Biogasanlage entstehenden CO<sub>2</sub>-Äquivalentemissionen (328 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub>) höher als jene, die beim Betrieb einer Kompostierungsanlage (146 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub>) entstehen. Allerdings können der Biogasanlage die Gutschriften aufgrund der Stromproduktion bzw. Stromeinspeisung ins Netz (254 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub>) angerechnet werden, wodurch die Biogasanlage insgesamt auf eine Emissionsmenge von 74 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub> kommt und daher weniger Emissionen verursacht als eine Kompostierungsanlage mit gleicher Verarbeitungskapazität. Die Gesamtbilanz fällt somit positiv aus, da insgesamt Emissionen eingespart werden.



**Abbildung 30: Grafische Darstellung der Ergebnisse der Umweltbilanz der Biomüllvergärungsanlage (Werte in g CO<sub>2</sub>-eq/kWh<sub>el</sub>).**

Bezieht man die Ergebnisse auf die Menge der verarbeiteten Abfallbiomasse, so kann berechnet werden, dass in der Biogasanlage -18,8 kg CO<sub>2</sub> – Äquivalentemissionen pro verarbeiteter Tonne Biomasse erspart werden (siehe Abbildung unten).



**Abbildung 31: Grafische Darstellung der Ergebnisse der Umweltbilanz der Biomüllvergärungsanlage (Werte in g CO<sub>2</sub>-eq/kg).**

Aus der Grafik können mehrere interessante Beobachtungen entnommen werden. Zum einen sieht man, dass der Transport der Abfallbiomasse starken Einfluss auf die Gesamtemissionen beim Betrieb der Biogasanlage hat. Daher sollte der Standpunkt der Biomüllvergärungsanlage so ausgewählt werden, dass die gesamte Transportstrecke minimiert wird.

Zum anderen kann auch beobachtet werden, dass ohne Berücksichtigung der Gutschriften aufgrund der Stromproduktion beim Betrieb der Biogasanlage mehr Emissionen als beim Betrieb einer Kompostierungsanlage entstehen. Nur aufgrund der Stromproduktion und eventuell auch Wärmeproduktion kann die Wahl einer Biogasanlage anstatt einer Kompostierungsanlage gerechtfertigt werden.

### 3.5 Schlussfolgerungen

Die durchgeführte Energie- und Umweltanalyse hat gezeigt, dass alle untersuchten Biogasanlagen entsprechend positive Bilanzen aufweisen. Allerdings fallen bei genauerer Betrachtung der Ergebnisse einige Besonderheiten auf, die im Nachfolgenden genauer erläutert werden.

Die Tabelle 43 zeigt eine Zusammenfassung und zugleich einen Vergleich der **energetischen Analyse** aller drei untersuchten Anlagen auf. Damit ein Vergleich hergestellt werden kann, beziehen sich die Werte auf bestimmte Bezugswerte.

Parameter	Einheit	Privatanlage kleiner Leistung	Genossen- schaftsanlage mittlerer Leistung	Biomüll- vergärungs- anlage
Verarbeitete Biomassemenge	[t/a]	981	15.565	9.534
Biogasertrag bezogen auf verarbeitete Biomassemenge	m <sup>3</sup> /t	48,5	55,3	140,0
Elektrischer Verbrauch der Anlage bezogen auf verarbeitete Biomassemenge	[kWh/t]	4,5	12,8	138,3
Elektrischer Verbrauch der Anlage bezogen auf gesamte Stromproduktion	[%]	6	11	50,4
Thermischer Verbrauch der Anlage bezogen auf gesamte Wärmeproduktion	[%]	54	40	18,5
Energieverbrauch für Transport bezogen auf gesamte Nettoproduktion <sup>1</sup>	[%]	2,5	2	46,5
Nettoproduktion Energie bezüglich Heizung und Transport bezogen auf verarbeitete Biomassemenge	[toe/ 1000t]	3,67	5,85	-8,61
Nettoproduktion elektrische Energie bezogen auf verarbeitete Biomassemenge	[toe/ 1000t]	12,74	19,08	25,49
Gesamte Nettoproduktion bezogen auf verarbeitete Biomassemenge	[toe/ 1000t]	16,41	24,93	16,88
<sup>1</sup> unter Transport versteht man: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Bei der Privatanlage kleiner Leistung den Transport für die Ausbringung des Gärrestes auf die Felder;</li> <li>- Bei der Genossenschaftsanlage mittlerer Leistung den Transport der Frischsubstanz vom Landwirt zur Biogasanlage und wieder zurück;</li> <li>- Bei der Biomüllvergärungsanlage den Transport der Frischsubstanz zur Biogasanlage und der Prozess-Rückstände zu den entsprechenden Endverarbeitungscentren.</li> </ul>				

**Tabelle 43: Zusammenfassung der Ergebnisse der energetischen Analyse.**

Was den Biogasertrag betrifft liegen beide landwirtschaftlichen Biogasanlagen über den Durchschnittswerten, die in der Literatur zu finden sind (20 – 30 m<sup>3</sup>/t FM für Rindergülle und

40 – 50 m<sup>3</sup>/t FM für Rindermist). Bei der Privatanlage kleiner Leistung ist das wahrscheinlich darauf zurückzuführen, dass die frische Gülle und Mist direkt (ohne Vorlagerung) in den Fermenter zugeführt werden. Hingegen bei der Genossenschaftsanlage mittlerer Leistung ist das auf die Verwendung von Co-Fermenten zurückzuführen. Für die letztere Anlage würde die Biogasproduktion ohne Verwendung der Co-Fermente auf ca. 28 m<sup>3</sup>/t zurückgehen, womit diese den durchschnittlichen Literaturdaten entsprechen würde.

Einen Vergleich des Biogasertrages der Biomüllvergärungsanlage mit Literaturdaten anzustellen ist schwierig, da dieser sehr von der Art der organischen Reststoffe abhängt und daher sehr variieren kann (50 – 480 m<sup>3</sup>/t FM). Die Werte der untersuchten Biomüllvergärungsanlage liegen auf jedem Fall gut im Durchschnitt.

Beide landwirtschaftlichen Anlagen haben eine positive Bilanz bezüglich der thermischen Energieproduktion. Dank der Möglichkeit die rückgewinnbare thermische Energie mittels Einspeisung in das Nah- bzw. Fernwärmenetz verwerten zu können, kann die zum Betrieb der Anlage verbrauchte Energie (hauptsächlich zum Transport der Biomasse) kompensiert werden und zusätzlich weitere Mengen zur Verfügung gestellt werden.

Die Biomüllvergärungsanlage weist dagegen eine negative Energiebilanz bezüglich Heizung und Transport auf, da sie keine Verwertung der produzierten Wärmeenergie machen kann.

Der Energieverbrauch für den Transport der Biomasse im Vergleich zur gesamten Energieproduktion ist für beide landwirtschaftliche Biogasanlagen gering. Bei der Privatanlage kleiner Leistung beträgt der Energieverbrauch für Transport 2,5% auf die gesamte Nettoproduktion, wobei hier der Transport für das Ausbringen des Gärrestes auf die Felder gemeint ist. Hingegen bei der Genossenschaftsanlage mittlerer Leistung beträgt der Energieverbrauch für Transport 2% auf die gesamte Nettoproduktion, allerdings versteht sich hier unter Transport der Transport der Biomasse von Landwirt zur Biogasanlage und wieder zurück. Die Ausbringung auf die Felder ist in diesem Fall nicht inbegriffen. Daher können diese beiden Werte auch nicht miteinander verglichen werden. Ebenso bei der Biomüllvergärungsanlage versteht man unter Transport den Transport der Frischsubstanz zur Anlage und aller Prozess-Rückstände zu den endsprechenden Endverarbeitungscentren. Bei der Biomüllvergärungsanlage entspricht der Energieverbrauch für Transport bezogen auf die gesamte Nettoproduktion 46,5%. Würde die gesamte Wärmeenergie genutzt, betrüge dieser Wert nur 21,4%.

Die elektrische Nettobilanz der Biomüllvergärungsanlage ist dagegen positiv und höher, in Bezug auf die verarbeitete Biomasse, als jene der landwirtschaftlichen Biogasanlagen, obwohl für den Prozess der Biomüllvergärung ein großer Teil zum Eigenbedarf dient. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass der spezifische Biogasertrag des Biomülls fast dreimal so hoch ist als jener der Reststoffe aus der Viehzucht. Die gesamte Energiebilanz fällt somit positiv aus.

Die beste energetische Gesamtbilanz (thermisch + elektrisch) bezogen auf die verarbeitete Biomassemenge weist die landwirtschaftliche Biogasanlage mittlerer Größe auf, was auf die hohe elektrische Energieproduktion, geringen Stromverbrauch der Anlage und komplette Nutzung der Wärmeenergie zurückzuführen ist. Zu berücksichtigen ist auch, dass bei dieser Anlage Co-Fermente während der betrachteten Jahre zum Einsatz kamen, die erheblich (rund 40%) an der gesamten Biogasproduktion beitragen haben.

Abschließend kann, betrachtend die Energiebilanz, behauptet werden, dass eine Biogasanlage grundsätzlich auch ohne Nutzung der produzierten Wärmeenergie gerechtfertigt wäre, obwohl klarerweise eine Verwertung der rückgewinnbaren thermischen Energie eine weitere Steigerung der Energiebilanz mit sich bringt.

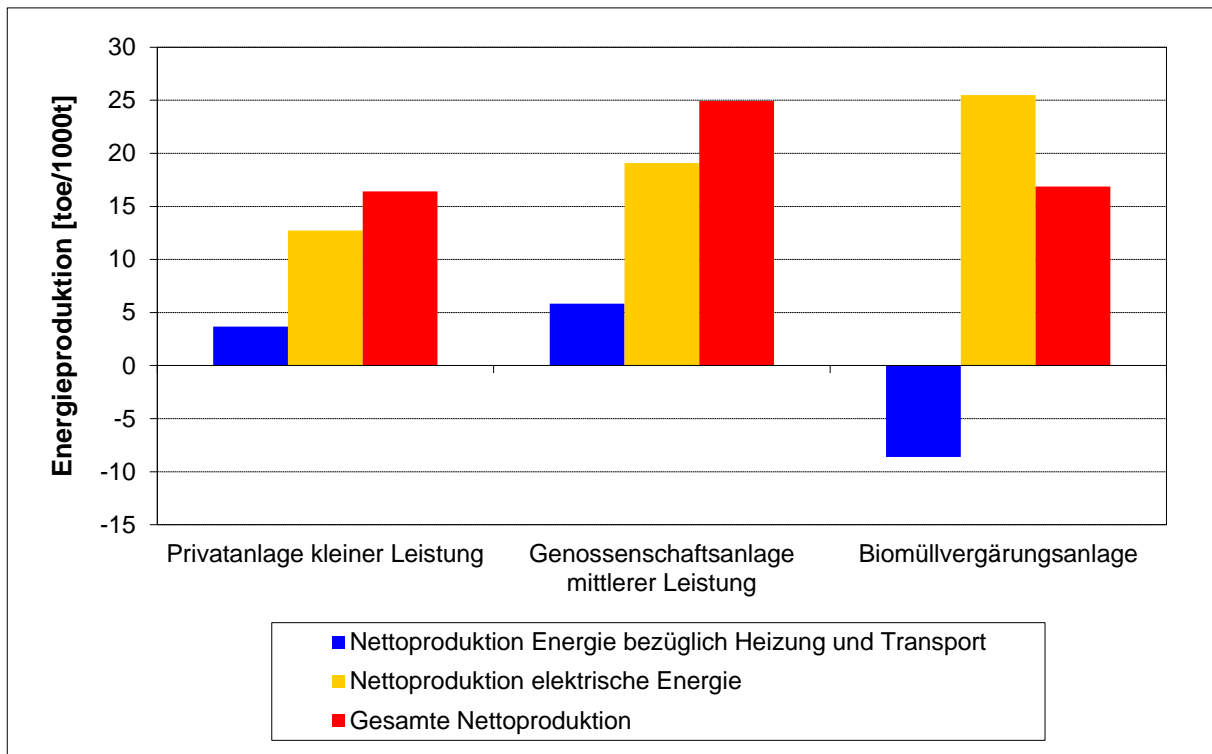
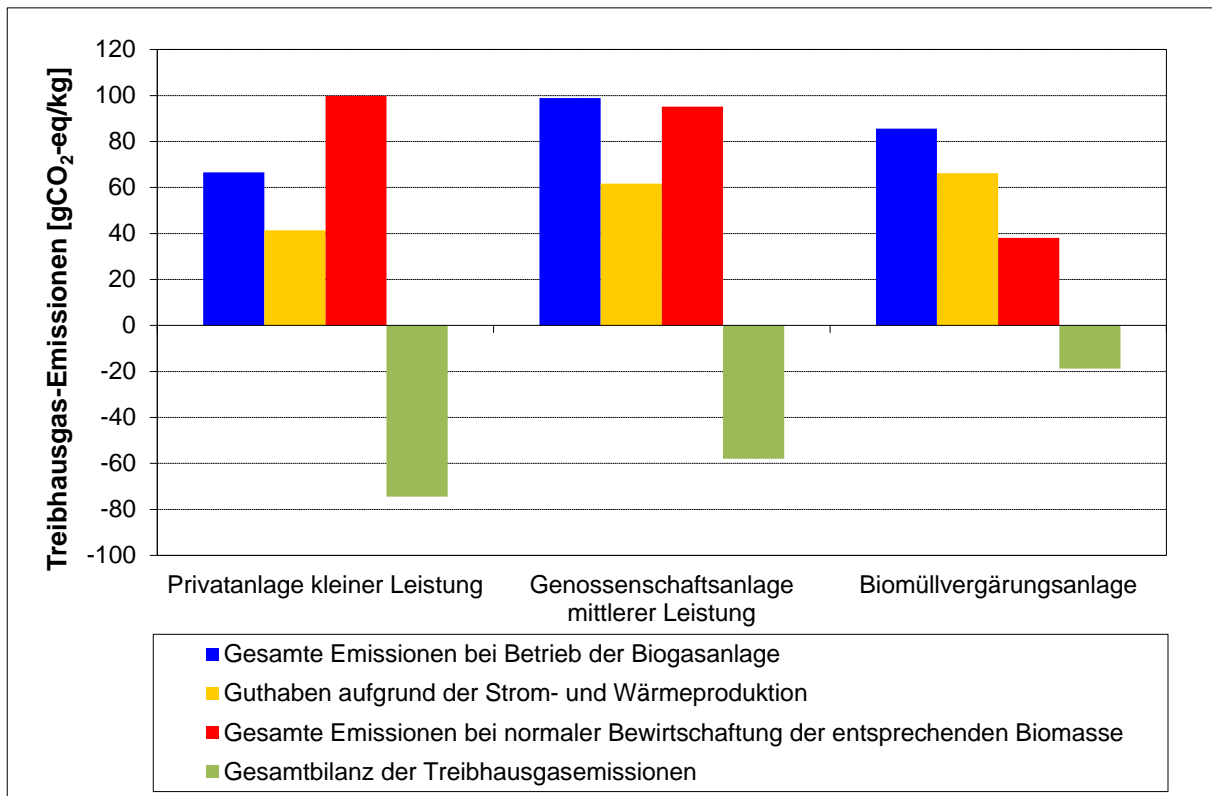


Abbildung 32: Vergleich zwischen den Energiebilanzen der untersuchten Biogasanlagen.

Was die **Umweltbilanz** betrifft, kann ebenso ein Vergleich zwischen den untersuchten Anlagen hergestellt werden. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Umweltbilanzen liefern folgende Tabelle und Abbildung.

Parameter	Einheit	Privatanlage kleiner Leistung	Genossenschaftsanlage mittlerer Leistung	Biomüllvergärungsanlage
Verarbeitete Biomassemenge	[t/a]	981	15.565	9.534
Gesamte Emissionen bei Betrieb der Biogasanlage	[gCO <sub>2</sub> -eq/kg]	66,6	98,9	85,6
Guthaben aufgrund der Strom- und Wärmeproduktion	[gCO <sub>2</sub> -eq/kg]	41,3	61,7	66,2
Gesamte Emissionen bei normaler Bewirtschaftung der entsprechenden Biomasse	[gCO <sub>2</sub> -eq/kg]	99,8	95,2	38,1
Gesamtbilanz der Treibhausgase	[gCO <sub>2</sub> -eq/kg]	-74,5	-58,0	-18,8

Tabelle 44: Zusammenfassung der Ergebnisse der Umweltbilanzen.



**Abbildung 33: Vergleich zwischen den Umweltbilanzen der untersuchten Biogasanlagen.**

Betrachtet man die Ergebnisse bezogen auf die behandelte Biomassemenge, schneidet bei der Umweltbilanz die private Kleinanlage am besten ab. Das ist vor Allem darauf zurückzuführen, dass bei dieser Anlage keine Emissionen bezogen auf die Lagerung und Transport der Frischsubstanz entstehen. Die Emissions-Guthaben der Genossenschaftsanlage Dank der Strom- und Wärmeproduktion sind zwar höher, weil die Energieproduktion höher ist, allerdings werden in diesem Fall die Reststoffe aus der Viehzucht bei den Landwirten für mehrere Tage gelagert, wobei erhebliche Klimagasemissionen (insbesondere Methan) entstehen.

Bei der Biomüllvergärungsanlage fällt die Umweltbilanz knapp positiv aus, was vor Allem auf die hohe Stromproduktion zurückzuführen ist. Würde auch die thermische Energie verwertet, fiel die Umweltbilanz noch positiver aus. Beim Betrieb der Biomüllvergärungsanlage entsteht eine hohe Menge an klimaschädlichen Emissionen, welche unter anderem auf den Transport der Biomasse zurückzuführen sind und welche höher als jene, die beim Betrieb einer Kompostierungsanlage entstehen, sind. Unter Berücksichtigung der Guthaben aufgrund der hohen Stromproduktion fällt die Umweltbilanz trotzdem zugunsten der Biomüllvergärungsanlage aus.

## 4 Ökonomische Analyse von Biogasanlagen in Südtirol

### 4.1 Methodologie der Analyse

Ziel dieser Analyse ist es einen Vergleich zwischen den wirtschaftlichen Betriebsparametern verschiedener Biogasanlagen in Südtirol, die mit Gülle und Mist betreiben werden, anzustellen. Insbesondere sollen jene Aspekte identifiziert werden, welche die Wirtschaftlichkeit der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in der Provinz am stärksten beeinflussen.

Zuerst wurde eine Datenerhebung mittels Interviews mit den Betreibern der untersuchten Anlagen durchgeführt. Dort wurden technische Informationen bezüglich Anlagentechnologie und Produktionsdaten sowie wirtschaftliche Daten gesammelt. Die erhobenen Daten bezüglich der Wirtschaftlichkeit betreffen vor allem Investitionskosten, Art der Finanzierung, Betriebskosten und Einnahmen und beziehen sich auf die Jahre 2009 und 2010. Für die Analyse wurden die Mittelwerte dieser beiden Bilanzjahre hergenommen. Im Falle, dass die erhobenen Daten nicht vollständig waren, wurden die fehlenden Daten mittels Literaturwerte ersetzt.

Die gesammelten Daten wurden verarbeitet und so präsentiert, dass ein Vergleich zwischen den wirtschaftlichen Betriebsparametern von verschiedenen Anlagen hergestellt werden kann. Zusätzlich wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um den Einfluss einiger Parameter auf die Wirtschaftlichkeit genauer zu identifizieren.

Um die Anonymität der Anlagen zu gewährleisten, werden die Ergebnisse der Analyse in spezifische Werte angegeben. Als Bezugswerte dienen hauptsächlich die installierte Leistung oder die mittlere jährliche verarbeitete Biomassemenge.

## 4.2 Untersuchte Anlagen

Wie bereits in Kapitel 2.4 angeführt, wurde die wirtschaftliche Analyse auf vier landwirtschaftlichen Biogasanlagen durchgeführt. Mit der Wahl dieser vier Anlagen wurde versucht, repräsentative Beispiele von landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Südtirol unterschiedlicher Größe zu untersuchen.

In Tabelle 45 werden die wichtigsten Merkmale der untersuchten Anlagen zusammengefasst. Alle Anlagen verarbeiten hauptsächlich Rindergülle und –Mist, allerdings unterscheiden sich die Anlagen nach Betriebsform (eine Privatanlage und drei Genossenschaftsanlagen), Größe (Menge der verarbeiteten Biomasse, installierte elektrische Leistung, Dimension der Anlage), Art der Wärmenutzung, usw.

Obwohl der größte Teil der verarbeiteten Biomasse aus Reststoffen aus der Viehzucht besteht, verwenden alle Anlagen auch Co-Fermente, die in einigen Fällen eine wichtige Steigerung der Biogasproduktion ermöglichen. Laut Landesgesetz Nr. 6 von 2008 ist die Beimischung von Co-Fermenten, die aus der Provinz Bozen stammen und maximal 20% der verarbeiteten Biomasse betragen, in landwirtschaftlichen Biogasanlagen erlaubt.

Anlagenbezeichnung	Privatanlage kleiner Größe	Genoss.-anlage kleiner Größe	Genoss.-anlage mittlerer Größe	Genoss.-anlage mittel-großer Größe
Anlage Nummer	1	2	3	4
<b>Allgemeine Informationen</b>				
Betriebsform	Privatanlage	Genossenschaftsanlage		
Anlagengröße	klein	klein	mittel	mittel-groß
Großvieheinheiten GVE	< 100	100 ÷ 500	500 ÷ 1.000	1.000 ÷ 1.500
Abstand Landwirte-Anlage	0 km	2÷4 km	0,7÷6,5 km	< 12 km
<b>Technische Daten</b>				
Elektrische Leistung	<50 kW	50 ÷150 kW	150 ÷500 kW	500 ÷ 1.000 kW
Art der Wärme- verwendung	Nahwärme- netz <sup>1</sup>	Fernwärme- netz	Fernwärme- netz	Fernwärme- netz
Art der Vorgrube	offen	geschlossen	geschlossen	geschlossen
Bauart des Fermenters	unterirdisch	unterirdisch	unterirdisch	zum Teil versenkt, verkleidet
Bauart des Nachgärbehälters	-	unterirdisch	zum Teil versenkt	zum Teil versenkt, verkleidet

<b>Betriebsdaten (Durchschnittswerte 2009-2010)</b>				
Menge der verarbeiteten Biomasse:	<1.000 t/a	1.000 ÷ 10.000 t/a	10.000 ÷ 20.000 t/a	> 20.000 t/a
- Fermente	98,6%	99,9%	96,5%	88,2%
- Co-Fermente	1,4%	0,1%	3,5%	11,8%
Beitrag der Co-Fermente zur Biogasproduktion	10÷15%	<5%	40÷45%	30÷40%
Produziertes Biogas <sup>2</sup>	48,5 m <sup>3</sup> /t	33,2 m <sup>3</sup> /t	55,3 m <sup>3</sup> /t	59,7 m <sup>3</sup> /t
Produzierte elektrische Energie <sup>2</sup>	71 kWh/t	57 kWh/t	116 kWh/t	123 kWh/t
Elektrischer Eigenverbrauch	6%	11%	10%	12%
Rückgewinnbare thermische Energie <sup>2</sup>	82 kWh/t	95 kWh/t	125 kWh/t	136 kWh/t
Eingespeiste thermische Energie	46%	54%	61%	2%
Anmerkungen: <sup>1</sup> Heizung des Wohngebäudes des Anlagebetreibers <sup>2</sup> pro Tonne verarbeiteter Biomasse				

**Tabelle 45: Technische Eigenschaften der in der wirtschaftlichen Analyse untersuchten Biogasanlagen.**

## 4.3 Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse

### 4.3.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten bezogen auf die entsprechende elektrische Leistung und unterteilt in einzelne Kostenpunkte sind in Tabelle 46 aufgezeigt.

Zu den Investitionskosten der untersuchten Anlagen muss angemerkt werden, dass die Anlagen in verschiedenen Jahren errichtet worden sind, innerhalb einer Zeitspanne von 10 Jahren. Deswegen ist es nur bedingt hilfreich einen Vergleich zwischen den Investitionskosten der jeweiligen Anlagen herzustellen.

Zum Beispiel trägt die Inflation zu einer Erhöhung der Investitionskosten im Laufe der Zeit bei. Gleichzeitig hat aber die Verbreitung der Technologie in den letzten Jahrzehnten zu einer Verminderung der spezifische Kosten geführt.

In Anbetracht dieser zeitlichen Einflussfaktoren wurde trotzdem untersucht, ob die Investitionskosten irgendeiner Gesetzmäßigkeit folgen. Für die untersuchten Biogasanlagen konnte keine Gesetzmäßigkeit, wie z.B. ein „Scale-Factor“ identifiziert werden, d.h. der spezifische Preis der Technologie nimmt nicht mit der Größe der Anlage ab, wie normalerweise Literaturdaten angeben. Das ist vor Allem auf die unterschiedlichen Gegebenheiten der Standorte und Bauarten zurückzuführen.

Die Kosten werden von den spezifischen Besonderheiten der Anlagen beeinflusst. Zum Beispiel spielen bei den gesamten Realisierungskosten die Erdarbeiten eine wichtige Rolle. Bei Biogasanlagen, deren Fermenter und Nachgärbehälter unterirdisch gebaut wurden, betragen die Erdarbeiten 13 bis 20% der Gesamtkosten.

Ebenso machen die Bauarbeiten einen großen Teil aus und entsprechen zwischen 25 und 45% der gesamten Investitionskosten.

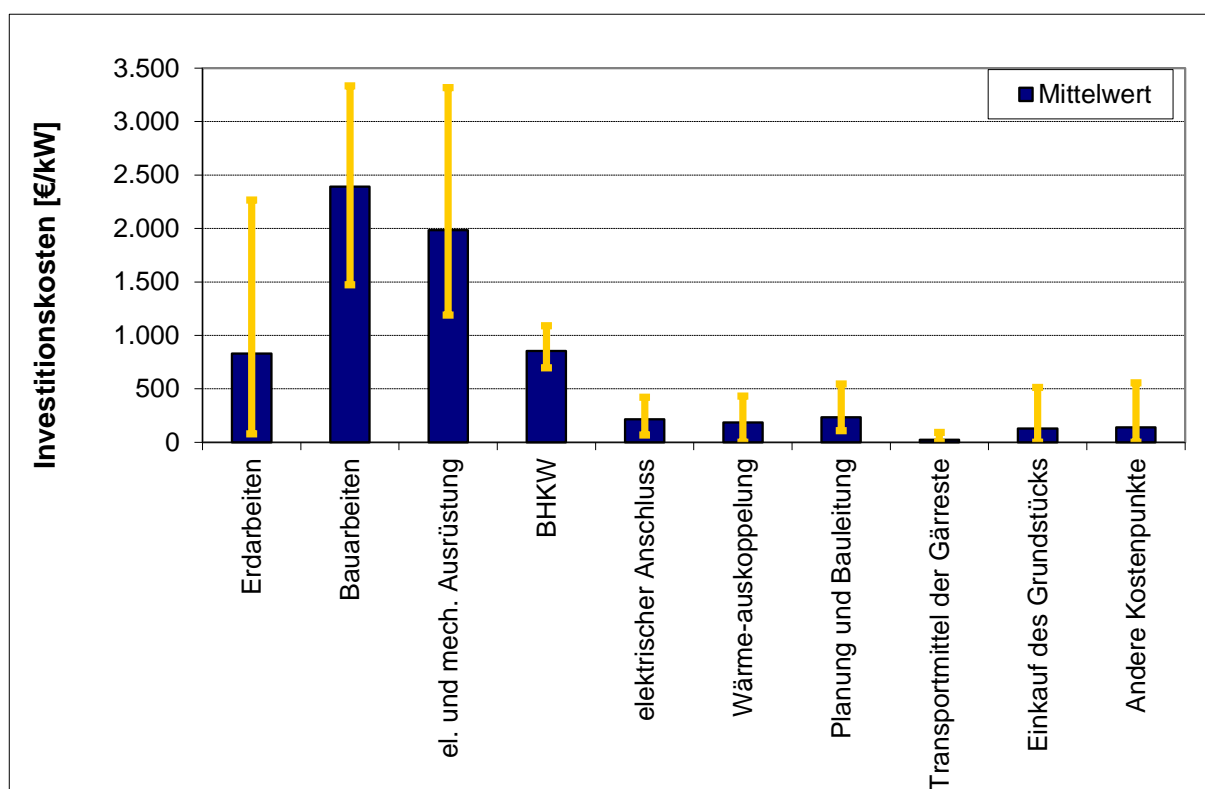
Die spezifischen Gesamtkosten für die Realisierung einer Biogasanlage schwanken von 4.300 €/kW bis über 10.000 €/kW.

Kostenpunkt <sup>1</sup>	Privatanlage kleiner Größe		Genoss.-anlage kleiner Größe		Genoss.-anlage mittlerer Größe		Genoss.-anlage mittel-großer Größe	
	[€/kW]	[%]	[€/kW]	[%]	[€/kW]	[%]	[€/kW]	[%]
Erdarbeiten	216	5,0	2.266	21,0	763	13,2	79	1,1
Bauarbeiten	1.622	37,3	3.333	30,9	1.474	25,5	3.135	44,4
Elektrische und mechanische Ausrüstung	1.189	27,4	3.317	30,8	1.474	25,5	1.958	27,7
BHKW	703	16,2	923	8,6	697	12,1	1.091	15,4
Elektrischer Anschluss	73	1,7	296	2,7	421	7,3	69	1,0
Wärmeaus- koppelung	432	10,0	101	0,9	211	3,6	0	0
Monitoring	0	0	0	0	0	0	23	0,3
Planung und Bauleitung	108	2,5	546	5,1	132	2,3	155	2,2

Transportmittel frischer Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0
Transportmittel der Gärreste	0	0	0	0	92	1,6	0	0
Einkauf des Grundstücks	0	0	0	0	513	8,9	0	0
Anders	0	0	0	0	0	0	557	7,9
<b>Gesamte Investition:</b>	<b>4.343</b>	<b>100</b>	<b>10.781</b>	<b>100</b>	<b>5.776,3</b>	<b>100</b>	<b>7.065,1</b>	<b>100</b>

<sup>1</sup> Erdarbeiten: Vorbereiten des Baugeländes, Gräben, Schächte, ...  
 Bauarbeiten: Güllegrube, Fermenter, Endlager, Dienstgebäude, ...  
 Elektrische und mechanische Ausrüstung: Pumpen, Messgeräte Thermohydraulik, ...  
 Block-Heiz-Kraft-Werk: komplett mit Abgaslinie, Wärmetauscher, ...  
 Elektrischer Anschluss: komplett mit TRAFU und Schaltschränke

**Tabelle 46: Unterteilung der spezifischen Investitionskosten der vier untersuchten Biogasanlagen in die wichtigsten Kostenpunkte.**



**Abbildung 34: Durchschnittliche spezifische Kostenpunkte für die Realisierung der vier untersuchten Biogasanlagen und Anzeige der möglichen Schwankungswerte.**

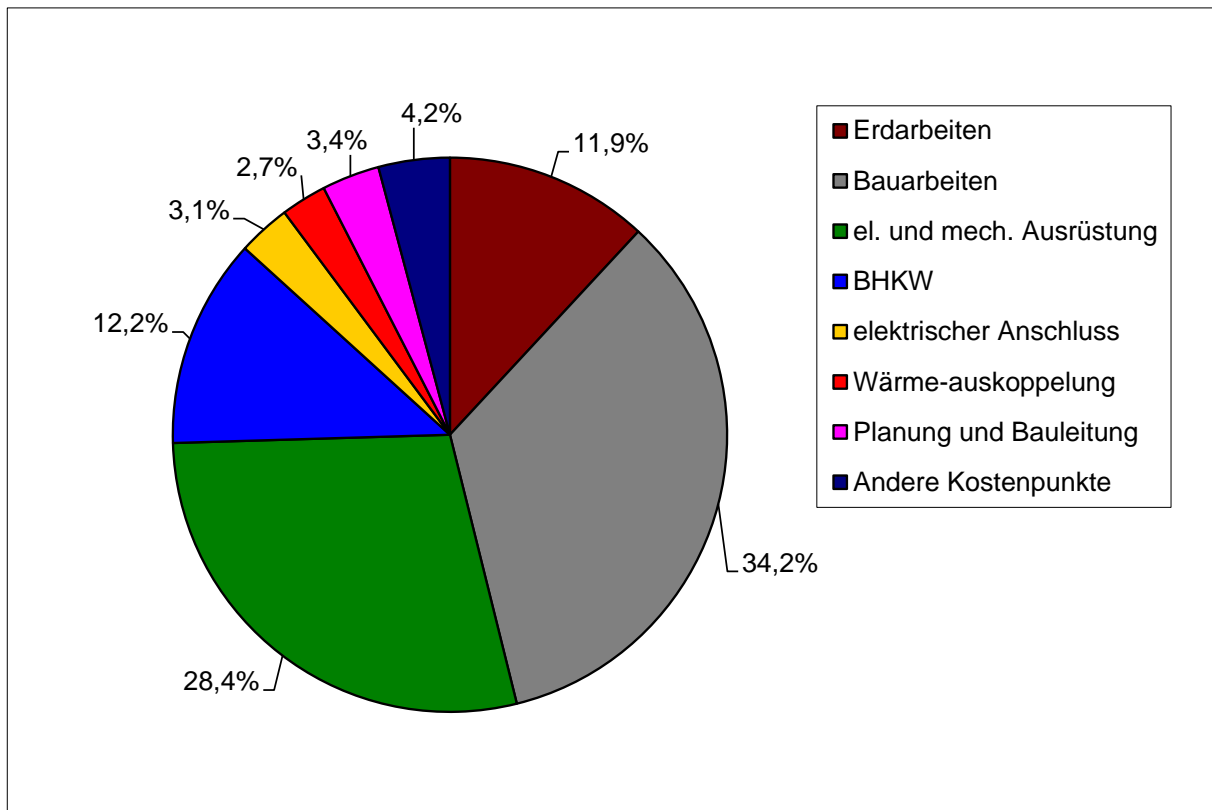


Abbildung 35: Prozentuelle Aufteilung der durchschnittlichen Kostenpunkte für die Realisierung der vier untersuchten Biogasanlagen.

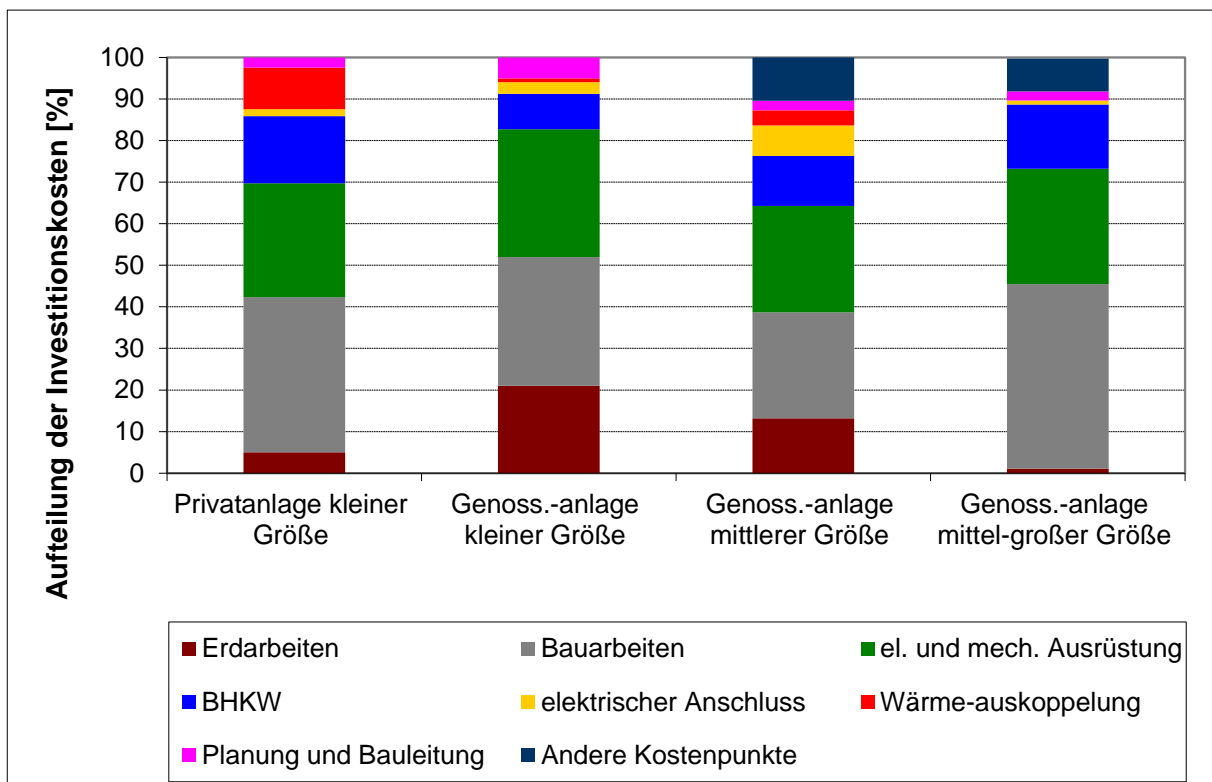


Abbildung 36: Prozentuelle Aufteilung der Realisierungskosten der vier untersuchten Biogasanlagen.

### 4.3.2 Art der Finanzierung

Seit 1993 werden in der Provinz Bozen, im Rahmen des provinziellen Gesetzes zur Energieeinsparung, Maßnahmen gefördert, die auf eine nachhaltige Energienutzung abzielen. Unter diesen Maßnahmen zählte bis 2010 auch die Errichtung von Biogasanlagen, für die ein Landesbeitrag von 30% der Kosten für die elektrische und mechanische Ausrüstung in Anspruch genommen werden konnte.

Außer des Fördermechanismus des Amtes für Energieeinsparung erhalten Biogasanlagen einen Beitrag bis zu 50% der Kosten für die Bauarbeiten von der Abteilung Landwirtschaft.

Durchschnittlich haben die untersuchten Anlagen einen öffentlichen Beitrag in Höhe von 34,6% der Investitionskosten bekommen. 80% dieser Beitragssumme stammt direkt von der Provinz Bozen und der Rest stammt von anderen öffentlichen Geldmitteln (Gemeinde, Mutualitätsfond).

Die restliche Summe für die Realisierung der Anlagen wurde vor allem (durchschnittlich mehr als 50% der Investitionskosten) mittels Bankkredite abgedeckt. Die Dauer des Darlehens beträgt durchschnittlich 15 Jahre. Die Zinsen hängen stark von der Art des Kredites (fixer oder variabel Zinssatz) und von dem Jahr, in dem der Finanzierungsvertrag abgeschlossen worden ist, ab. Der Zinssatz für die untersuchten Anlagen betrug zwischen 3,1 und 6 %.

	Einheit	Privatanlage kleiner Größe	Genossenschaftsanlage			Mittelwert
			kleiner Größe	mittlerer Größe	mittel- großer Größe	
<b>Art der Finanzierung</b>						
Öffentliche Förderung	[%] <sup>1</sup>	43,6	27,3	29,0	38,7	34,6
Eigenkapital	[%] <sup>1</sup>	43,6	5,9	3,1	7,8	15,1
Fremdkapital:	[%] <sup>1</sup>	12,9	66,8	67,9	53,4	50,3
- Fremdkapital Zinsrate	[%]	6	2,79	4	2,8	3,9
- Fremdkapital Laufzeit	[a]	15	15	12	17	14,8
<sup>1</sup> % der gesamten Investitionskosten						
<b>Öffentliche Fördermittel</b>						
Provinz:	[%] <sup>2</sup>	100	100	70,1	52	80,5
- Amt für Energieeinsparung	[%] <sup>2</sup>	100	43,3	26,1	N.d.	42,3
- Abteilung Landwirtschaft	[%] <sup>2</sup>	0	56,7	44,0	N.d.	25,2
Gemeinde	[%] <sup>2</sup>	0	0	12,6	0	3,1
Mutualitätsfond	[%] <sup>2</sup>	0	0	17,3	10,4	6,9
Anderes	[%] <sup>2</sup>	0	0	0	37,6	9,4
<sup>2</sup> % bezogen auf den gesamten Förderungsanteil						

**Tabelle 47: Art der Finanzierung der vier untersuchten Biogasanlagen.**

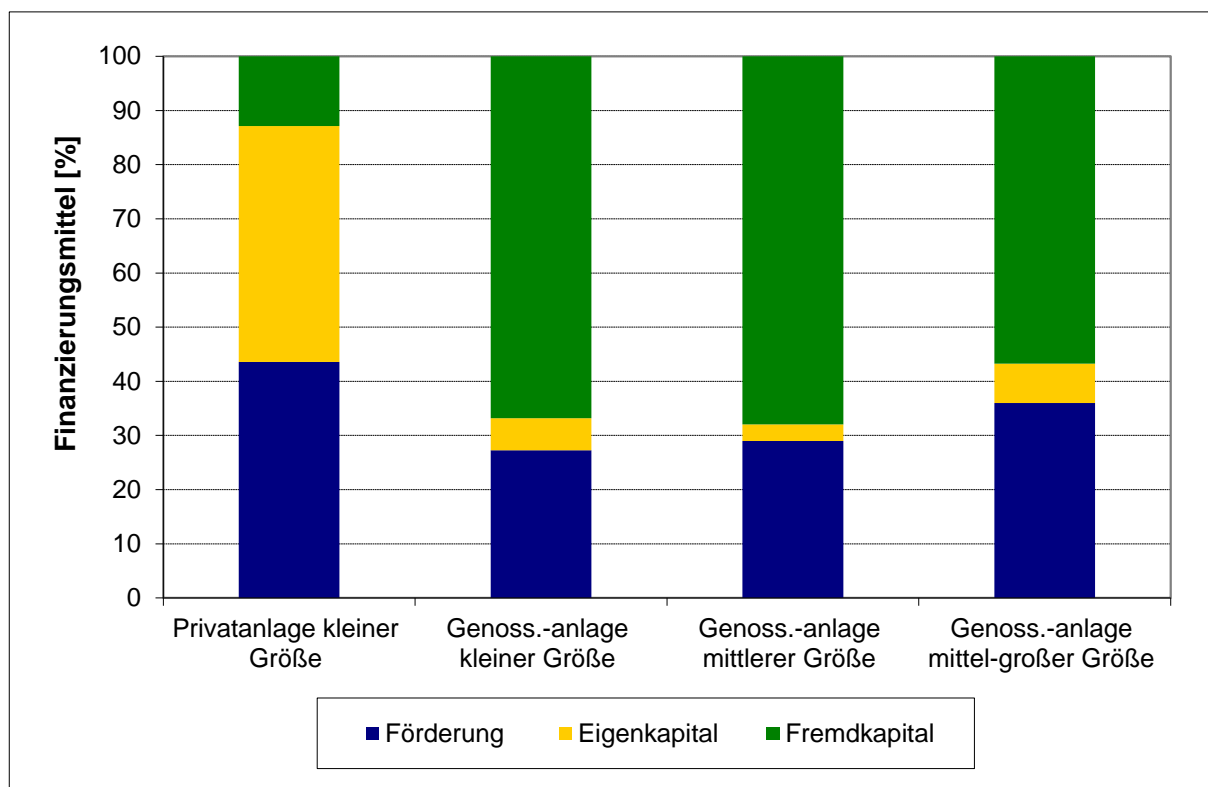


Abbildung 37: Prozentuelle Aufteilung der Finanzierungsmittel der vier untersuchten Biogasanlagen.

### 4.3.3 Laufende Kosten

Wie aus Tabelle 48, Abbildung 38 und Abbildung 39 zu entnehmen ist, schwanken die laufenden Betriebskosten der einzelnen Anlagen stark und hängen von den spezifischen Eigenschaften und Besonderheiten der Anlagen ab. In der Analyse wurden die laufenden Kosten in kapitalgebundene, verbrauchsgebundene und betriebsgebundene Kosten unterteilt und können in Tabelle 48 eingesehen werden. Nachfolgend werden zu den laufenden Kosten zusammenfassende Anmerkungen gemacht.

#### **Kapitalgebundene Kosten**

Unter kapitalgebundene Kosten verstehen sich die Kosten, die für die Finanzierung, Reparatur und Wartung der Anlage entstehen. Diese belaufen sich zwischen 30 und 50% der jährlich laufenden Kosten. Die Finanzierungskosten sind abhängig von dem Anteil der Fremdfinanzierung, Zinssatz und Dauer der Finanzierungsperiode. Die ordentliche Wartung und die Reparaturen der Anlagen machen zusammen durchschnittlich fast 10% der gesamt laufenden Kosten aus.

#### **Verbrauchsgebundene Kosten**

Die verbrauchsgebundenen Kosten bestehen hauptsächlich aus den Kosten für den Zukauf der Co-Fermente, den Kosten für den Transport der Biomasse und den Energiekosten für den Teil des Energiebedarfes, der nicht mit Eigenproduktion abgedeckt werden kann.

Im Fall der in dieser Studie analysierten Anlagen, besteht die verarbeitete Biomasse zu mehr als 90% aus landwirtschaftlichen Nebenprodukte (Gülle und Mist). Die größeren Anlagen (Anlage 3 und 4) haben während der Jahre 2009 – 2010 Co-Fermente hinzugekauft, die eine sehr wichtige Rolle für die Biogasproduktion gespielt haben. (siehe Kapitel 4.3.6.3). Die Kosten für den Zukauf der Co-Fermente betragen in diesen zwei Fällen 20 bis über 25% der jährlich laufenden Gesamtkosten, da der Marktpreis einiger Co-Fermente im Jahre 2010 sehr hoch war. Vergleicht man diese Preise mit den entsprechenden Einnahmen aus der Energieproduktion, sind die Zukauf-Kosten durchaus gerechtfertigt.

Unter Transportkosten versteht man die Kosten für die Lieferung der frischen Substrate und Co-Substrate von dem Produktionsort zur Anlage, wie auch die Kosten für die Rücklieferung des Gärrestes zu den jeweiligen Landwirten.

Dieser Kostenpunkt ist abhängig von der Anzahl der Mitglieder, der Entfernung der Landwirte zur Anlage und der Art des Transportmittels.

Anlage 1 bezahlt nur für den Transport der vergorenen Gülle auf die Äcker: die Frischsubstanz wird nämlich vor Ort produziert, da sich die Biogasanlage direkt am landwirtschaftlichen Betrieb befindet.

Für die Anlage 2 fallen die Transportkosten nicht unter die Bilanz der Biogasanlage, da in diesem Fall der Transport zu Lasten der Landwirte geht. Da die landwirtschaftlichen Betriebe nur zwei bis vier km von der Anlage entfernt sind, fallen die Transportkosten der Frischsubstanz und der vergorenen Gülle gering aus. Diese wurden trotzdem geschätzt und in die Berechnungen berücksichtigt, damit ein sinnvoller Vergleich mit den anderen Anlagen (d.h. unter denselben Voraussetzungen) hergestellt werden kann.

Bei den Anlagen 3 und 4 wird der Transport der frischen und vergorenen Biomasse von der Genossenschaft übernommen. Im Falle der Anlage 3 wird dieser Dienst mit Hilfe eines eigenen Tanklastwagens und eines externen Beauftragten erledigt. Diese Kosten betragen insgesamt ca. 3 € pro Tonne Biomasse (frisch oder vergoren). Bezogen auf die gesamte Transportstrecke entspricht dies einem Wert von 3,32 €/km.

Was den Energiebedarf der Biogasanlagen betrifft, muss jede Anlage eine bestimmte Menge an elektrischer Energie aus dem Netz beziehen. Die entsprechenden Kosten sind

von Anlage zu Anlage sehr unterschiedlich. Zum Beispiel speist Anlage 4 die gesamte produzierte Strommenge ins Netz ein, weil sie den Einheitstarif auf die eingespeiste Strommenge erhält. Dementsprechend ist der Anteil an Eigenverbrauch gering und desto mehr Strom muss aus dem Netz bezogen werden.

Das Gegenteil gilt für Anlage 3, bei der die Förderung (Grüne Zertifikate) auf die Stromproduktion und nicht auf die ins Netz geleitete Strommenge anerkannt wird. Es ist in diesem Fall günstiger den Strombedarf hauptsächlich mittels Eigenproduktion abzudecken, anstatt die Energie aus dem Netz zu beziehen.

Pro Tonne verarbeitete Biomasse werden zwei bis fast zehn kWh Strom aus dem Netz benötigt, was 0,30 bis fast 2 € pro Tonne entspricht.

Für die Anlagen 2 und 4 reicht an bestimmten Wintertagen die vom BHKW rückgewonnene Wärmeenergie nicht aus, um die notwendige Temperatur im Fermenter aufrechtzuerhalten. Deswegen wird zusätzliche Energie benötigt, die in beiden Fällen durch das Fernheiznetz geliefert wird. Deswegen werden diese Biogasanlagen von dem Fernwärmenetz als Produzent aber auch als Endverbraucher betrachtet. Der Bedarf an zusätzlicher thermischer Energie kann bis über 15% der gesamten rückgewinnbaren Wärmeenergie betragen. Wegen Mangels an spezifischen Messungen wurden die entsprechenden Kosten im Fall von Anlage 2 nur geschätzt.

### Betriebsgebundene Kosten

Unter den betriebsgebundenen Kosten versteht man jene Kosten, die auf die Führung der Anlage zurückzuführen sind. Außer der Privatanlage kleiner Größe, hat jede Anlage eins bis zwei Beschäftigte angestellt. Die Lohnkosten für das Personal stellen deshalb einen nicht zu vernachlässigenden Kostenpunkt dar, der durchschnittlich 8% der jährlich laufenden Kosten ausmacht.

Andere betriebsgebundenen Kosten wie z.B. für externe Beratungen, für die Steuererklärung, Versicherungskosten, eventuelle Pacht- oder Mietkosten betragen durchschnittlich 5% der jährlich laufenden Kosten.

	Anlage				Mittelwert	
	1 <sup>1</sup>	2 <sup>1</sup>	3 <sup>1</sup>	4 <sup>1</sup>		
	[€/t] <sup>2</sup>	[€/t] <sup>2</sup>	[€/t] <sup>2</sup>	[€/t] <sup>2</sup>	[€/t] <sup>2</sup>	[%]
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>	<b>1,60</b>	<b>7,73</b>	<b>11,17</b>	<b>12,63</b>	<b>8,28</b>	<b>48,0</b>
Finanzierungsrate:	1,09	6,81	10,21	7,60	6,43	37,3
- durchschnittliche Tilgung	0,70	5,50	7,98	4,88	4,77	27,7
- durchschnittliche Zinsen	0,38	1,31	2,22	1,32	1,31	7,6
Reparaturen	0,41	0	0	2,75	0,79	4,6
Wartungen	0,10	0,92	0,96	2,28	1,07	6,2

<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>	<b>1,92</b>	<b>2,59</b>	<b>8,99</b>	<b>15,44</b>	<b>6,50</b>	<b>37,7</b>
Zukauf der Co-Fermente	0,86	0	5,07	8,34	3,40	19,7
Kosten für den Transport der Biomasse	0,45	1,76	3,02	2,92	2,04	11,8
- Kosten für den Transport der Fermente und Co-Fermente	0	1,76	3,02	2,92	2,04	11,8
- Kosten für die Entsorgung des Gärrestes	0,45					
Ölkosten <sup>3</sup>	0,27	0	0,61	0	0,22	1,3
Kosten für die aus dem Netz entnommenen elektr. Energie	0,35	0,35	0,29	1,94	0,84	4,9
Kosten für die aus dem FHW-Netz entnommenen th. Energie	0	0,47	0	2,24	0,68	3,9
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>	<b>0,37</b>	<b>3,89</b>	<b>2,89</b>	<b>2,70</b>	<b>2,46</b>	<b>14,3</b>
Lohnkosten	0	2,11	2,15	2,16	1,61	9,3
Steuererklärung	0,27	0,26	0,19	0,18	0,23	1,3
Versicherungskosten	0,10	0,99	0,55	0,22	0,46	2,7
Pacht, Mieten	0	0,53	0	0	0,13	0,8
Substratanalyse	0	0	0	0,15	0,04	0,2
<b>Laufende Kosten</b>	<b>3,88</b>	<b>14,21</b>	<b>23,05</b>	<b>30,77</b>	<b>17,24</b>	<b>100</b>
<sup>1</sup> für Beschreibung der Anlagen siehe Tabelle 45						
<sup>2</sup> Laufende Kosten in € pro Tonne verarbeiteter Biomasse						
<sup>3</sup> Wenn diese 0 betragen, sind sie bereits in den Wartungskosten inbegriffen						

**Tabelle 48: Laufende Kosten der vier untersuchten Biogasanlagen.**

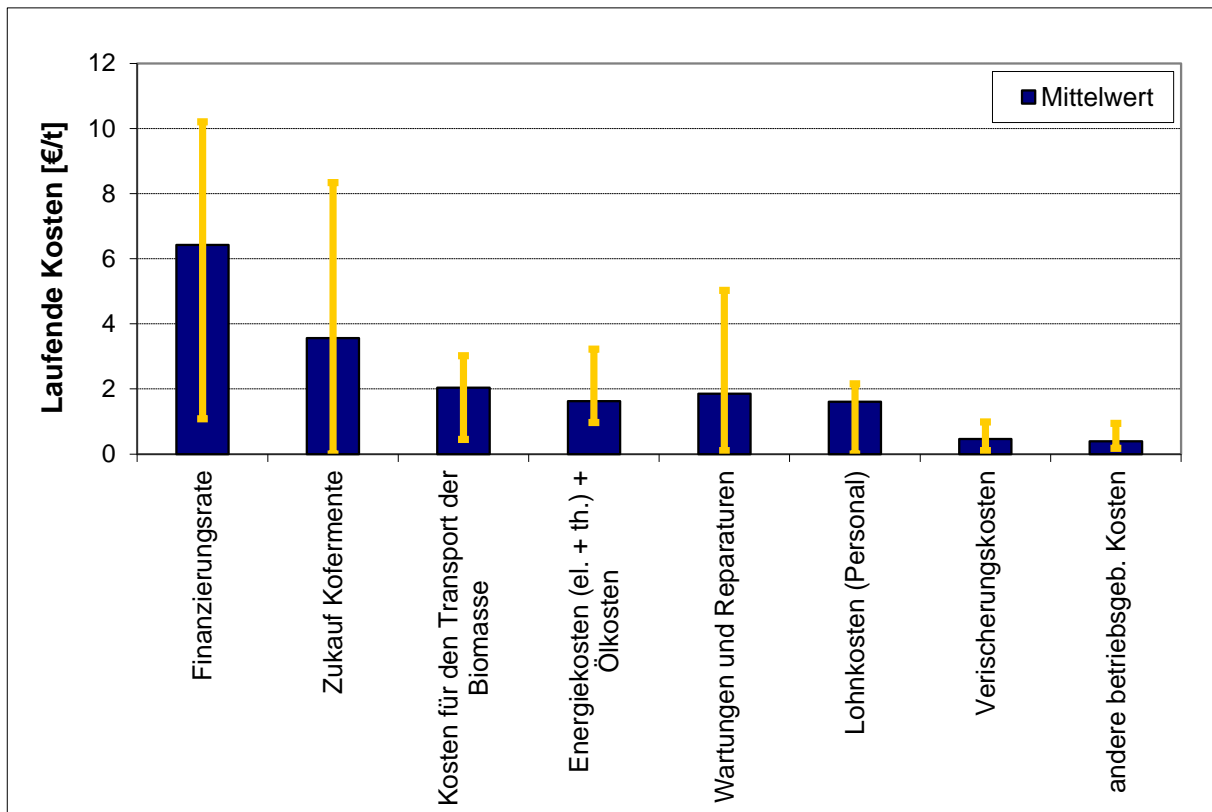


Abbildung 38: Durchschnittswerte der jährlich laufenden Kosten der vier untersuchten Biogasanlagen, ausgedrückt in € pro Tonne verarbeiteter Biomasse.

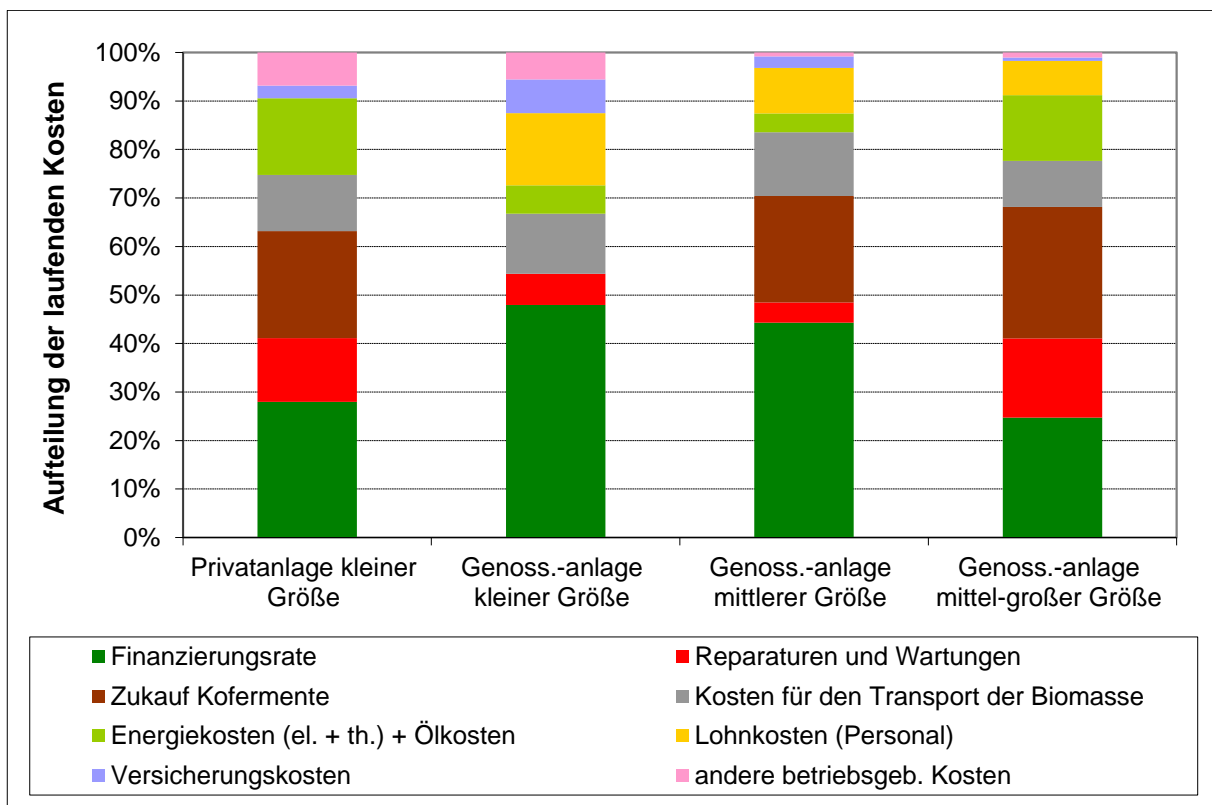


Abbildung 39: Prozentuelle Aufteilung der jährlich laufenden Kosten der vier untersuchten Biogasanlagen.

#### 4.3.4 Einnahmen

Die Einnahmen der Anlagen bestehen aus der Verwertung der elektrischen und thermischen Energie, sowie aus den Fördertarifen von Seiten des GSE. Die entsprechenden Einnahmen der untersuchten Anlagen sind in Tabelle 49 angeführt.

Die produzierte elektrische Energie wird verschiedenartig verwertet, je nach dem in welchem Jahr die Anlage in Betrieb gegangen ist. Alle Anlagen, außer der Privatanlage kleiner Größe, bekommen eine Fördervergütung vom GSE und zwar entweder die grünen Zertifikate („certificati verdi“) oder den Einheitstarif („tariffa onnicomprensiva“).

Den Genossenschaftsanlagen kleiner und mittel-großer Größe werden ein Einheitstarif von 28 €cent/kWh der ins Netz eingespeisten elektrischen Energie anerkannt. In diesem Tarif ist sowohl die Förderung als auch der Verkauf der Energie inbegriffen.

Die Genossenschaftsanlage mittlerer Größe bekommt dagegen die grüne Zertifikate auf die produzierte Energiemenge. Die produzierte und nicht selbstverbrauchte Energie wird ins Netz eingespeist und mit einem sogenannten Mindestpreis („prezzo minimo garantito“) verkauft.

Derselbe Mindestpreis wird auch der Privatanlage kleiner Größe zuerkannt. Fördertarife kann diese Anlage nicht mehr in Anspruch nehmen, da die Förderperiode für diese Anlage bereits abgelaufen ist.

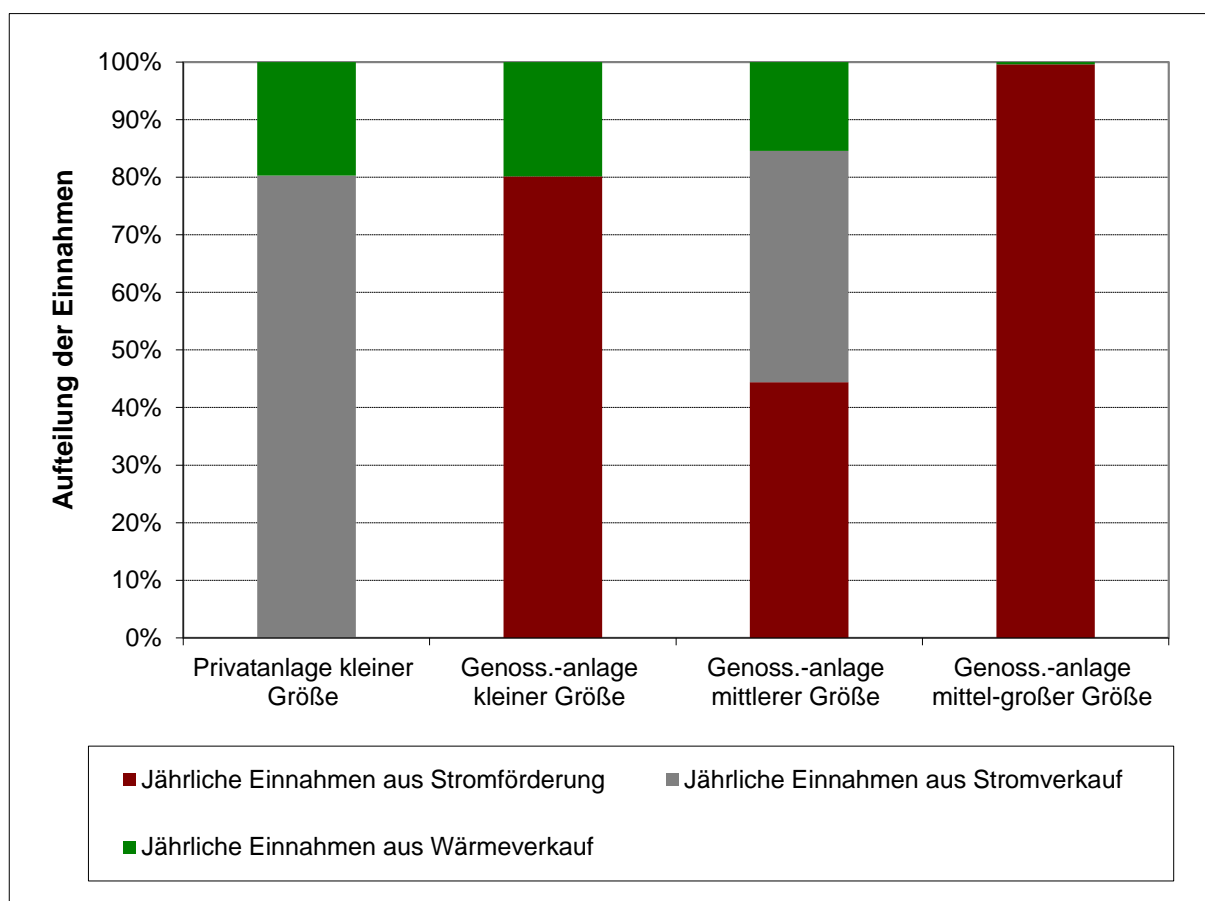
Die Einnahmen aus der Verwertung der thermischen Energie ändern sich stark von Fall zu Fall.

Die Anlage kleiner Größe verwendet die rückgewonnene Wärmeenergie für die Heizung des anliegenden Wohngebäudes. Die Einnahmen aus dieser Art der Wärmeverwertung können als implizite Einnahmen betrachtet werden, da sie aufgrund der Einsparung von fossilen, traditionellen Brennstoffen entstehen. Die anderen Anlagen speisen die thermische Energie, die nicht für Prozesszwecke verwendet wird, in Fernwärmenetze, mit einem Preis der zwischen 4 bis ungefähr 7 €cent/kWh schwanken kann.

	Einheit	Privat-anlage kleiner Größe	Genossenschaftsanlage		
			kleiner Größe	mittlerer Größe	mittel-großer Größe <sup>3</sup>
<b>Elektrische Energie</b>					
produzierte elektrische Energie	[kWh/t] <sup>1</sup>	71	57	116	123
eingespeiste elektrische Energie	[kWh/t] <sup>1</sup>	54	51	104	108
Art der Stromvergütung		-	TO	CV	TO
Fördertarif	[€cent/kWh]		28	8,50	28
Preis der verkauften elektrischen Energie	[€cent/kWh]	10,8	-	8,64	-
Jährliche Einnahmen aus der Stromverwertung	[€/t] <sup>1</sup>	5,8	14,3	18,9	30,4
- jährliche Einnahmen aus der Förderung	[€/t] <sup>1</sup>	0	14,3	9,9	30,4
- jährliche Einnahmen aus dem Stromverkauf	[€/t] <sup>1</sup>	5,8	0	9,0	0

<b>Thermische Energie</b>					
produzierte thermische Energie	[kWh/t] <sup>1</sup>	82	95	125	136
eingespeiste thermische Energie	[kWh/t] <sup>1</sup>	36	51	76	3
Art der Wärmeverwertung		Nahwärme netz <sup>2</sup>	Fernwärme netz	Fernwärme netz	Fernwärme netz
Preis der verkauften thermischen Energie	[€cent/kWh]	4	6,90	4,50	4 <sup>4</sup>
Jährliche Einnahmen aus dem Wärmeverkauf	[€/t] <sup>1</sup>	1,4	3,5	3,4	0,1
<b>Gesamteinnahmen</b>	<b>[€/t]<sup>1</sup></b>	<b>7,3</b>	<b>17,8</b>	<b>22,3</b>	<b>30,6</b>
<sup>1</sup> pro Tonne verarbeiteter Biomasse <sup>2</sup> Heizung des Wohngebäudes des Anlagebetreibers <sup>3</sup> Werte bezogen auf das Jahr 2010 und nicht Durchschnitt 2009-2010 <sup>4</sup> angenommener vorsichtiger Wert					

**Tabelle 49: Einnahmen aus der Verwertung der Energie der untersuchten Biogasanlagen.**



**Abbildung 40: Prozentuelle Aufteilung der jährlichen Einnahmen aus der Energieproduktion der vier untersuchten Biogasanlagen.**

### 4.3.5 Netto Kassenfluss

Die Berechnung der wirtschaftlichen Bilanz der Anlagen (siehe Abbildung 41) zeigt, dass nur zwei Anlagen einen positiven Kassenfluss während der untersuchten Betriebsjahre (2009 – 2010) aufweisen. Die Anlagen größerer Leistung haben mehr Schwierigkeiten die laufenden Kosten durch die jährlichen Einnahmen abzudecken. Die Gründe dafür sind auf verschiedene Faktoren zurückzuführen.

Aus Abbildung 41 geht außerdem hervor, dass die Finanzierungsrate einen wichtigen Einfluss auf die gesamte Bilanz hat: Anlage 3 bezahlt für die Rückzahlung des Darlehens (Tilgung und Zinsen) bezogen auf die verarbeitete Biomasse am meisten. Auch die Kosten für den Zukauf und Transport der Biomasse machen einen großen Teil der laufenden Kosten bei den Anlagen großer Leistung aus.

Im Falle der Anlage 3 soll zusätzlich unterstrichen werden, dass die jährlichen Einnahmen aus der Stromverwertung niedriger als jene der anderen Anlagen sind, was auf den unterschiedlichen Fördermechanismus (grüne Zertifikate anstatt Einheitstarif, wie im Fall der Anlagen 2 und 4) zurückzuführen ist. Die Bedeutung des Fördertarifs für die wirtschaftliche Nachhaltigkeit der Anlage wird im folgenden Kapitel der Sensitivitätsanalyse genauer untersucht.

Zusätzlich geht aus Abbildung 41 hervor, dass für die Anlagen 1, 2 und 3 die Einnahmen aus der Wärmeverwertung maßgeblichen Einfluss auf die Gesamtbilanz haben.

	Einheit	Privat-anlage kleiner Größe	Genossenschaftsanlage			Mittelwert
			kleiner Größe	mittlerer Größe	mittel-großer Größe	
<b>Laufende Kosten</b>						
Finanzierungsrate	[€/t] <sup>1</sup>	-1,1	-6,8	-10,2	-7,6	-6,4
Zukauf von Co-Fermente	[€/t] <sup>1</sup>	-0,9	-0,0	-5,1	-8,3	-3,4
Transport der Biomasse	[€/t] <sup>1</sup>	-0,4	-1,8	-3,0	-2,9	-2,0
Stromkosten (vom Netz) + Ölkosten	[€/t] <sup>1</sup>	-0,6	-0,8	-0,9	-4,2	-1,7
Wartungen und Reparaturen	[€/t] <sup>1</sup>	-0,5	-0,9	-1,0	-5,0	-1,9
Lohnkosten (Personal)	[€/t] <sup>1</sup>	0	-2,1	-2,2	-2,2	-1,6
andere betriebsgebundene Kosten	[€/t] <sup>1</sup>	-0,4	-1,8	-0,7	-0,5	-0,9
<b>Einnahmen</b>						
Jährliche Einnahmen aus der Stromverwertung	[€/t] <sup>1</sup>	5,8	14,3	18,9	30,4	17,4
Jährliche Einnahmen aus dem Wärmeverkauf	[€/t] <sup>1</sup>	1,4	3,5	3,4	0,1	1,9
<b>Netto Kassenfluss</b>	<b>[€/t]<sup>1</sup></b>	<b>3,4</b>	<b>3,6</b>	<b>-0,7</b>	<b>-0,2</b>	<b>1,3</b>

<sup>1</sup> pro Tonne verarbeiteter Biomasse

**Tabelle 50: Zusammenfassung der spezifischen Kassenflüsse der vier untersuchten Biogasanlagen.**

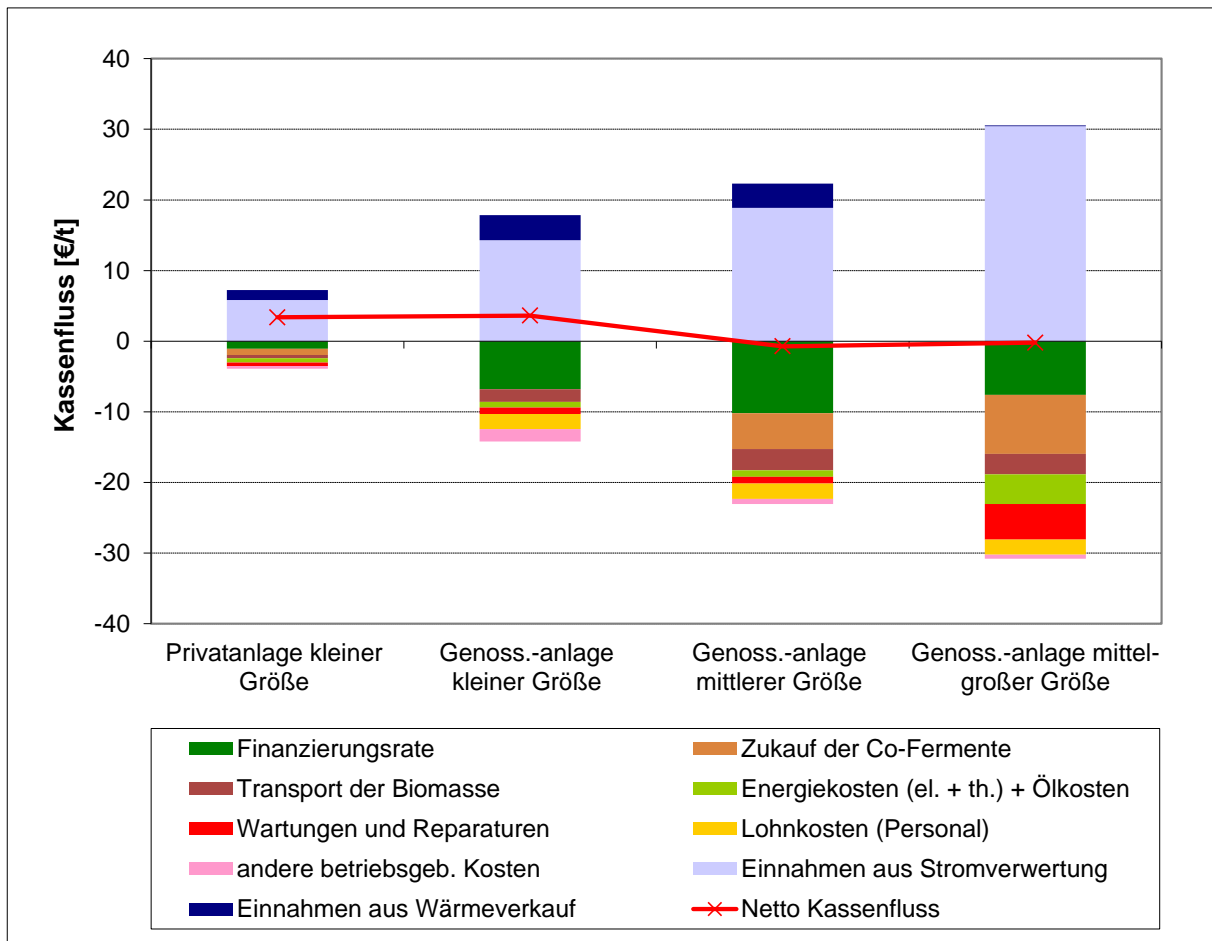


Abbildung 41: Jährliche Kassenflüsse der vier untersuchten Biogasanlagen.

### 4.3.6 Sensitivitätsanalyse

Aufbauend auf die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, welches das Ziel verfolgt, die Abhängigkeit des Kassenflusses von einzelnen wirtschaftlichen Parameter zu untersuchen. Als wichtigste Parameter, welche die Wirtschaftlichkeit beeinflussen, wurden folgende identifiziert:

- Höhe des Fördertarifs;
- Preis des Wärmeverkaufs;
- Einsatz von Co-Fermenten;
- Änderung der Höhe des Landesbeitrags.

#### 4.3.6.1 Variierung des Fördertarifs

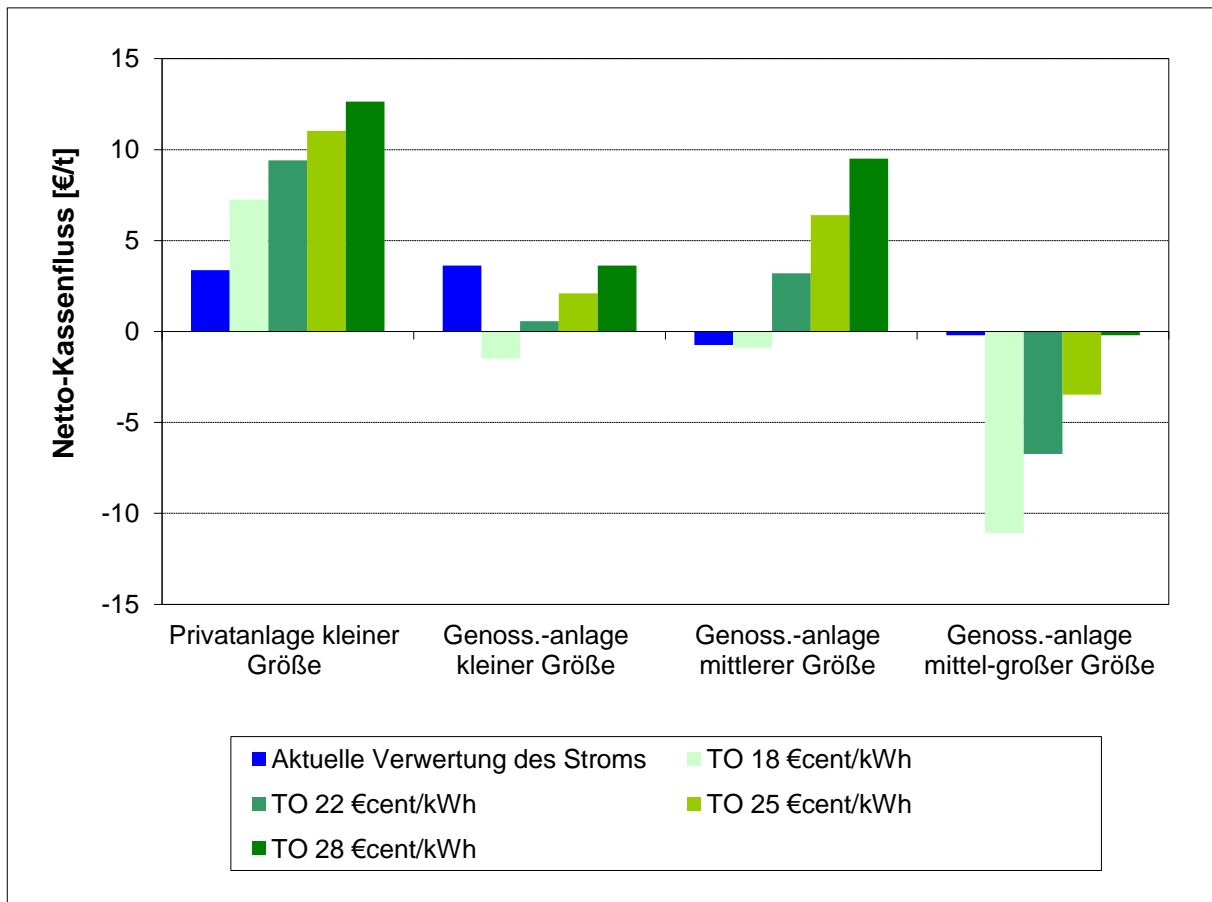
Die Art des Fördermechanismus bzw. die Höhe des Fördertarifes spielen klarerweise eine entscheidende Rolle in der Bestimmung der Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage.

Die untersuchten Anlagen nehmen, wie bereits erläutert, unterschiedliche Fördermechanismen in Anspruch (grüne Zertifikate, Einheitstarif und keine Fördertarife), je nach dem in welchem Jahr die Anlage in Betrieb gegangen ist.

Tabelle 51 und Abbildung 42 zeigen wie sich der Netto-Kassenfluss ändern würde, wenn die Anlagen einen Einheitstarif unterschiedlicher Höhe („Tariffa Onnicomprensiva“ TO) für die eingespeiste elektrische Energiemenge bekommen würden.

	Einheit	Privat-anlage kleiner Größe	Genossenschaftsanlage		
			kleiner Größe	mittlerer Größe	mittel-großer Größe
<b>Aktuelle Verwertung der elektrischen Energie</b>					
Art des Fördermechanismus		-	TO	CV	TO
Fördertarif	[€cent/kWh]		28	8,50	28
Preis der verkauften elektrischen Energie	[€cent/kWh]	10,8	-	8,64	-
Aktueller Netto-Kassenfluss	[€/t] <sup>1</sup>	3,4	3,6	-0,7	-0,2
<b>Netto-Kassenfluss bei Stromverwertung mit Einheitstarif (TO)</b>					
Fördertarif 18 €cent/kWh	[€/t] <sup>1</sup>	7,3	-1,5	1,3	-11,1
Fördertarif 22 €cent/kWh	[€/t] <sup>1</sup>	9,4	0,6	6,0	-6,7
Fördertarif 25 €cent/kWh	[€/t] <sup>1</sup>	11,0	2,1	9,5	-3,5
Fördertarif 28 €cent/kWh	[€/t] <sup>1</sup>	12,6	3,6	13,0	-0,2
Fördertarif für einen Kassenfluss gleich Null	[€cent/kWh]	5	21	19	29
<sup>1</sup> € pro Tonne verarbeiteter Biomasse					

**Tabelle 51: Vergleich zwischen aktuellem Netto-Kassenfluss und jenen bei Stromverwertung mit unterschiedlichen Werten des Einheitstarifes (TO).**



**Abbildung 42: Auswirkungen von Veränderungen der Höhe des Einheitstarifes (TO) auf den Kassenfluss der vier untersuchten Biogasanlagen.**

Die Höhe des Fördertarifs variiert in dieser Analyse zwischen 18 und 28 €cent pro kWh. Diese Analyse ist besonders interessant, da der aktuelle Wert des Fördertarifs (28 €cent/kWh) nur für Anlagen, die bis Ende 2012 in Betrieb gehen, gesichert ist. Ab 2013 wird eine neue Förderregelung in Kraft treten, wobei der Fördertarif mit großer Wahrscheinlichkeit reduziert wird. Wie stark die Verminderung sein wird, ist zurzeit ein politisches Besprechungsthema.

Aus der durchgeführten Analyse können folgende Erkenntnisse gewonnen werden: bei den Anlagen 2 und 4, die aktuell den Fördertarif von 28 €cent/kWh zugesprochen bekommen, würde sich bei einer Verminderung des Fördertarifes der Kassenfluss klarerweise nur verschlechtern. Hingegen bei der Anlage 1, die eine positive wirtschaftliche Bilanz aufweist, obwohl sie keine Fördertarife bekommt (der Strom wird nur im Rahmen des Vertrages „ritiro dedicato“ verkauft), könnte sich die Wirtschaftlichkeit weiter verbessern.

Die Anlage 3 erhielt während der betrachteten Jahre grüne Zertifikate auf die produzierte Energie, zusätzlich zu den Einnahmen aus dem Stromverkauf der eingespeisten Energie. Werden diese Einnahmen zusammengefasst, ergibt sich ein Tarif von 18,2 €cent pro eingespeiste Kilowattstunde. Eine Förderung mittels dem Einheitstarif „tariffa onnicomprensiva“ würde deshalb nur in jenen Fällen zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Anlage führen, wenn der Tarif höher als 18,2 €cent/kWh wäre. Die Grenze der Wirtschaftlichkeit der Anlage (Netto-Kassenfluss gleich Null) wird mit einem Förderungstarif von ungefähr 19 €cent/kWh erreicht.

#### 4.3.6.2 Variierung des Wärme-Verkaufspreises

Für drei Anlagen spielt die Wärmeverwertung eine nicht zu vernachlässigende Rolle in der wirtschaftlichen Bilanz. Daher wurde untersucht, welche Auswirkungen eine Änderung des Verkaufspreises der Wärmeenergie auf den Netto-Kassenfluss haben könnte.

Die Anlagen 1 bis 3 verwerten fast vollkommen die zur Verfügung stehende thermische Energie. Die Tabelle 52 liefert einen Überblick über die Verwertungsmethode der thermischen Energie der einzelnen Biogasanlagen. Anlage 1 liefert die Wärme an ein anliegendes Wohngebäude, hingegen die Anlagen 2 bis 4 geben die Wärme an ein Fernwärmenetz ab. Der Verkaufspreis der Energie an Fernwärmenetze liegt zwischen 4 und 6,9 €cent/kWh.

Es ist außerdem interessant zu beobachten, dass im Fall von Anlage 3, ein positiver Netto-Kassenfluss mit einer Erhöhung des Verkaufspreises der Wärme erreicht werden könnte.

Bei der Anlage 4 hat eine Veränderung des Verkaufspreises nur geringe Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit, was auf die geringe verkaufte Wärmemenge zurückzuführen ist.

	Einheit	Privat-anlage kleiner Größe	Genossenschaftsanlage		
			kleiner Größe	mittlerer Größe	mittel- großer Größe
<b>Aktuelle Verwertung der thermischen Energie</b>					
Art der Wärmenutzung		Nahwärm enetzt	Fernwärme -netz	Fernwärme -netz	Fernwärme -netz
Verhältnis von eingespeister zu rückgewonnener Wärmeenergie	[%]	46	54	61	2
Preis der verkauften thermischen Energie	[€cent/ kWh]	4	6,90	4,50	4
Aktueller Netto-Kassenfluss	[€/t] <sup>1</sup>	3,4	3,6	-0,7	-0,2
<b>Netto-Kassenfluss bei Wärmeverwertung mit einem Preis von</b>					
0 €cent/kWh	[€/t] <sup>1</sup>	1,9	0,1	-4,2	-0,3
4 €cent/kWh	[€/t] <sup>1</sup>	3,4	2,1	-1,1	-0,2
7 €cent/kWh	[€/t] <sup>1</sup>	4,4	3,7	1,2	-0,1
10 €cent/kWh	[€/t] <sup>1</sup>	5,5	5,2	3,5	0
<sup>1</sup> € pro Tonne verarbeiteter Biomasse					

**Tabelle 52: Vergleich zwischen aktuellem Netto-Kassenfluss und jenen bei einer Änderung des Wärme-Verkaufspreises.**

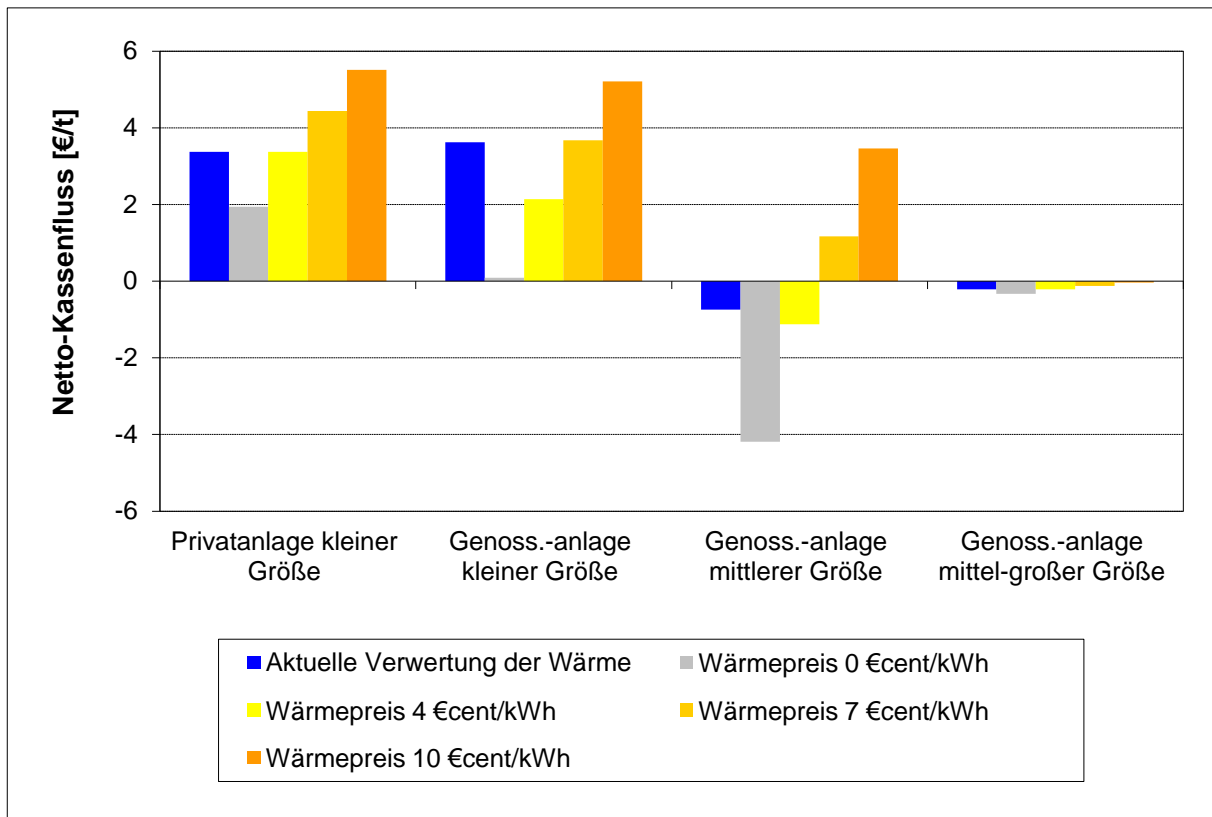


Abbildung 43: Auswirkungen von Veränderungen der Höhe des Wärme-Verkaufspreises auf den Kassenfluss der untersuchten Biogasanlagen.

#### 4.3.6.3 Einsatz von Co-Fermenten

Die untersuchten landwirtschaftlichen Anlagen verarbeiten vor allem Gülle und Mist aus der Viehzucht. Trotz des geringen Anteils an Co-Fermenten bezogen auf die Gesamtmenge von verarbeiteter Biomasse, tragen die Co-Fermente in zwei Anlagen mehr als 30% zur Biogasproduktion bei. Die nachfolgende Abbildung zeigt den prozentuellen Anteil der Co-Fermente an der gesamten Biogasproduktion.

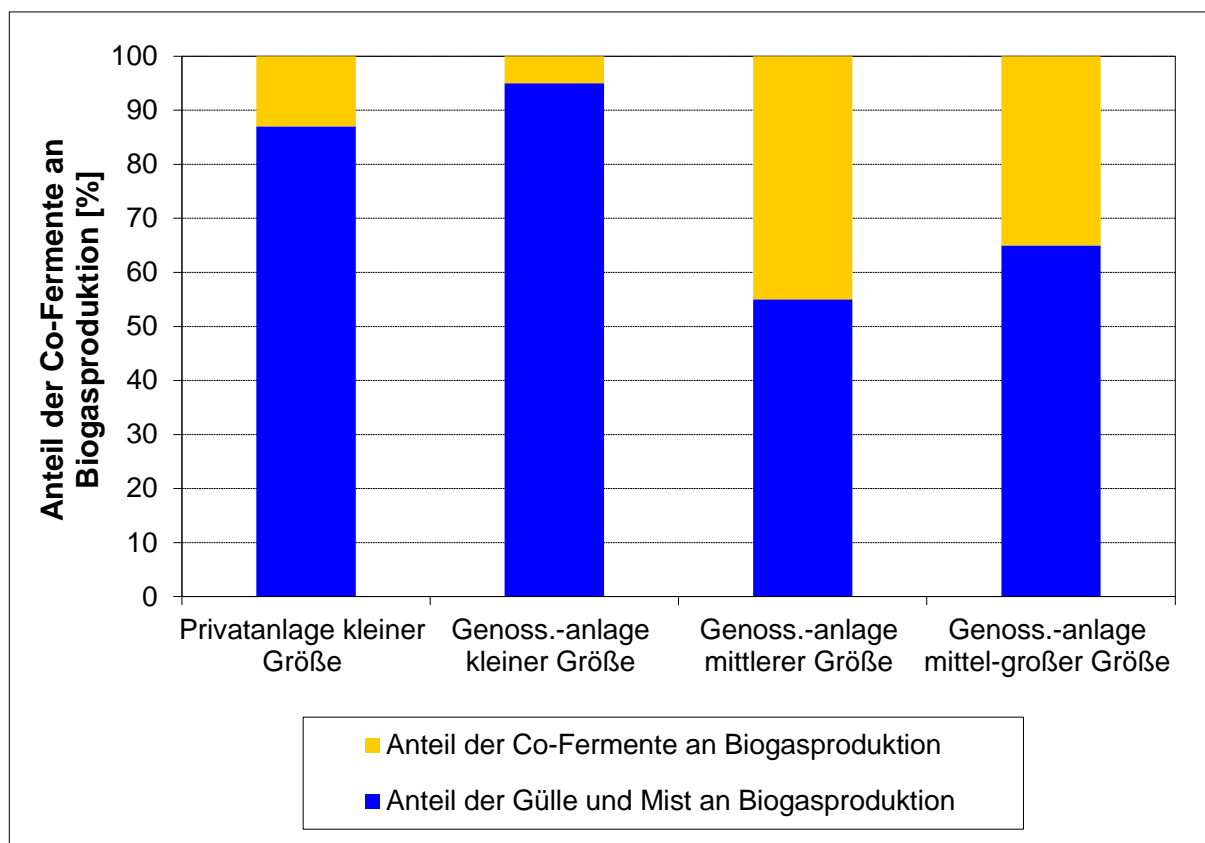


Abbildung 44: Prozentueller Anteil der Co-Fermente an der gesamten Biogasproduktion der vier untersuchten Biogasanlagen.

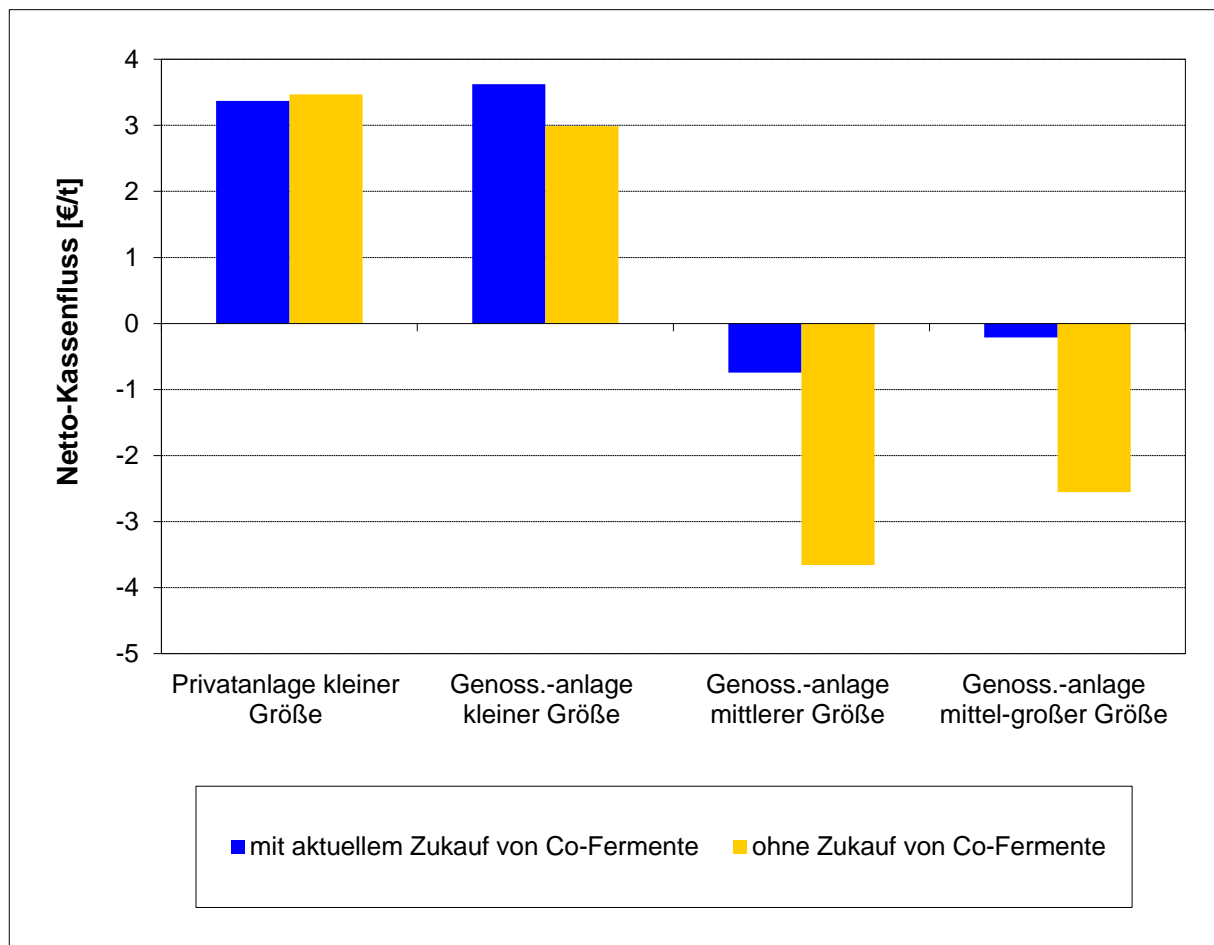
Es wurde untersucht wie sich der Kassenfluss ändern würde, wenn keine Co-Fermente zugekauft würden. Diese Analyse ist besonders für jene Anlagen interessant, deren Anteil an Biogasproduktion aus Co-Fermente hoch ist (Anlage 3 und 4).

Wie aus den Ergebnissen hervorgeht, hätte die Nichtverwendung von Co-Fermente aufgrund der verringerten Biogasproduktion eine starke Verminderung der Einnahmen zur Folge, was sich negativ auf den Netto-Kassenfluss auswirkte (siehe Tabelle 53 und Abbildung 45).

	Einheit	Privatanlage kleiner Größe	Genossenschaftsanlage		
			kleiner Größe	mittlerer Größe	mittel-großer Größe
<b>Aktueller Zukauf von Co-Fermente</b>					
Durchschnittlicher Biogasertrag pro Tonne verarbeiteter Biomasse	[m <sup>3</sup> /t]	48,5	33,2	55,3	42,7
Anteil der Co-Fermente auf die Menge der verarbeiteten Biomasse	[%]	1,4	0,1	3,5	11,8
Beitrag der Co-Fermente zur Biogasproduktion	[%]	10÷15	<5	40÷45	30÷40
Aktueller Netto-Kassenfluss	[€/t] <sup>1</sup>	3,4	3,6	-0,7	-0,2

Kein Zukauf von Co-Fermente					
Verminderung der Einnahmen aus der Stromverwertung	[%]	-15	-4	-40	-30
Verminderung der laufenden Kosten	[%]	-22,1	0	-22,0	-27,1
Kassenfluss ohne Zukauf von Co-Fermente	[€/t] <sup>1</sup>	3,5	3,0	-3,7	-2,6
<sup>1</sup> € pro Tonne verarbeiteter Biomasse					

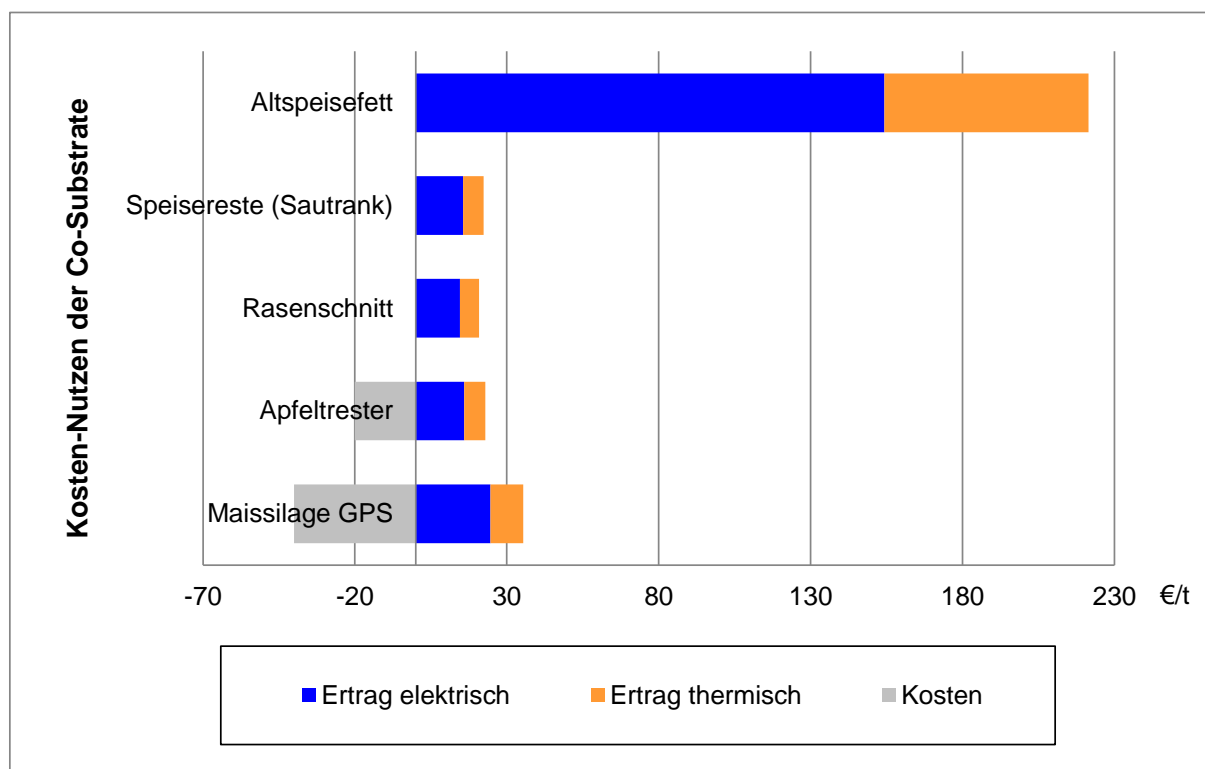
**Tabelle 53: Vergleich zwischen aktuellem Netto-Kassenfluss und jenem ohne Ankauf von Co-Fermente für die vier untersuchten Biogasanlagen.**



**Abbildung 45: Netto Kassenflusses der vier untersuchten Biogasanlagen mit und ohne Zukauf von Co-Fermente.**

Es kann beobachtet werden, dass der Kassenfluss der Anlage 3 und 4 sich stark verschlechtern würde.

In Anlage 2 werden Altspesiefete als Co-fermente eingesetzt, die allerdings aufgrund der geringen Menge nur wenig Einfluss auf die Biogasproduktion haben. In Anlage 1 kommen unterschiedliche Co-Fermente zum Einsatz: Altspesiefete, Speisereste, Rasenschnitt, Apfeltrester und Maissilage GPS. Bei dieser Anlage würde sich der Kassenfluss bei Nichteinsatz der Co-Fermente erhöhen. Der Grund dafür liegt im Kosten-Nutzen-Verhältnis der verschiedenen Co-Fermente, was in Abbildung 45 genauer untersucht wurde.



**Abbildung 46: Kosten-Nutzen Berechnung der in Anlage 1 eingesetzten Co-Substrate, ausgedrückt in € pro behandelter Tonne Biomasse.**

In diesem konkreten Fall der Anlage 1 fallen Kosten nur für den Einkauf von Apfeltrester (20 €/t) und von Maissilage GPS (40 €/t) an. Die Einnahmen aus der Energieproduktion aufgrund des Einsatzes dieser Co-Fermente decken nur knapp bzw. nicht die entsprechenden Kosten ab. Daher würde sich der Einsatz dieser Co-Fermente zu diesem Ankaufspreis rein aus wirtschaftlicher Sicht nicht lohnen. Allerdings werden diese über den Wintermonaten benötigt, um die Wärmenachfrage des Wohngebäudes abdecken zu können.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Biogasanlagen in Südtirol in den kommenden Jahren nur mehr jene Co-Fermente einsetzen dürfen, die in der Provinz hergestellt werden. Das Landesgesetz (Nr. 6 von 2008) verbietet nämlich die Verwendung von Co-Fermente, die nicht in der Provinz produziert werden.

#### 4.3.6.4 Variierung des Landesbeitrages

Letztendlich wurde untersucht welche Rolle der Landesbeitrag für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen spielt und ob es möglich wäre eine Verminderung der Beitragshöhe vorzunehmen, ohne die Nachhaltigkeit der Investition zu beeinträchtigen.

Für die Abdeckung der anfänglichen Realisierungskosten haben alle Anlagen einen öffentlichen Beitrag erhalten, der von 27% bis 44% der Gesamtinvestition ausmacht.

In der Sensitivitätsanalyse wurde angenommen, den Beitrag der Provinz um 50% zu reduzieren und anschließend komplett abzuschaffen. Die entsprechende Restsumme wird mit einem Bankkredit abgedeckt (mit denselben Vertragsbedingungen des ursprünglichen Darlehens der jeweiligen Anlagen).

Trotz der Reduzierung von 50% des Landesbeitrags wären die Netto-Kassenflüsse der Anlagen 1 und 2 weiterhin positiv.

Allerdings würde die wirtschaftliche Nachhaltigkeit der Anlagen 3 und 4 bei einer Reduzierung des Landesbeitrages beeinträchtigt werden und stark in den negativen Bereich fallen.

	Einheit	Privatanlage kleiner Größe	Genossenschaftsanlage		
			kleiner Größe	mittlerer Größe	mittel- großer Größe
<b>Aktuelles Finanzierungsszenario</b>					
Gesamter Förderbeitrag	[%] <sup>1</sup>	43,6	27,3	29,0	36,0
- Förderbeitrag der Provinz	[%] <sup>1</sup>	43,6	27,3	20,3	18,7
Eigenkapital	[%] <sup>1</sup>	43,6	5,9	3,1	7,3
Fremdkapital	[%] <sup>1</sup>	12,9	66,8	67,9	56,7
- Zinsrate	[%]	6,00	2,79	4,00	3,10
- Laufzeit	[a]	15	15	12	16
Finanzierungsrate	[€/t] <sup>2</sup>	-1,1	-6,8	-10,2	-7,6
Aktueller Netto-Kassenfluss	[€/t] <sup>2</sup>	3,4	3,6	-0,7	-0,2
<b>Verminderung um 50% des Landesbeitrages</b>					
Gesamter Förderbeitrag	[%] <sup>1</sup>	21,8	13,6	18,8	26,6
- Förderbeitrag der Provinz	[%] <sup>1</sup>	21,8	13,6	10,2	9,3
Eigenkapital	[%] <sup>1</sup>	43,6	5,9	3,1	7,3
Fremdkapital	[%] <sup>1</sup>	34,7	80,5	78,1	66,1
Finanzierungsrate	[€/t] <sup>2</sup>	-2,9	-8,2	-11,7	-8,9
Netto-Kassenfluss	[€/t] <sup>2</sup>	1,5	2,2	-2,3	-1,5
<b>Kein Landesbeitrag</b>					
Gesamter Förderbeitrag	[%] <sup>1</sup>	0,0	0,0	8,7	17,3
- Förderbeitrag der Provinz	[%] <sup>1</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0
Eigenkapital	[%] <sup>1</sup>	43,6	5,9	3,1	7,3
Fremdkapital	[%] <sup>1</sup>	56,4	94,1	88,2	75,4
Finanzierungsrate	[€/t] <sup>2</sup>	-4,8	-9,6	-13,3	-10,1
Netto-Kassenfluss	[€/t] <sup>2</sup>	-0,3	0,8	-3,8	-2,7
<sup>1</sup> bezogen auf die gesamten Investitionskosten					
<sup>2</sup> € pro Tonne verarbeiteter Biomasse					

**Tabelle 54: Vergleich zwischen aktuellem Netto-Kassenfluss und jenen mit 50% weniger und keinem Landesbeitrag.**

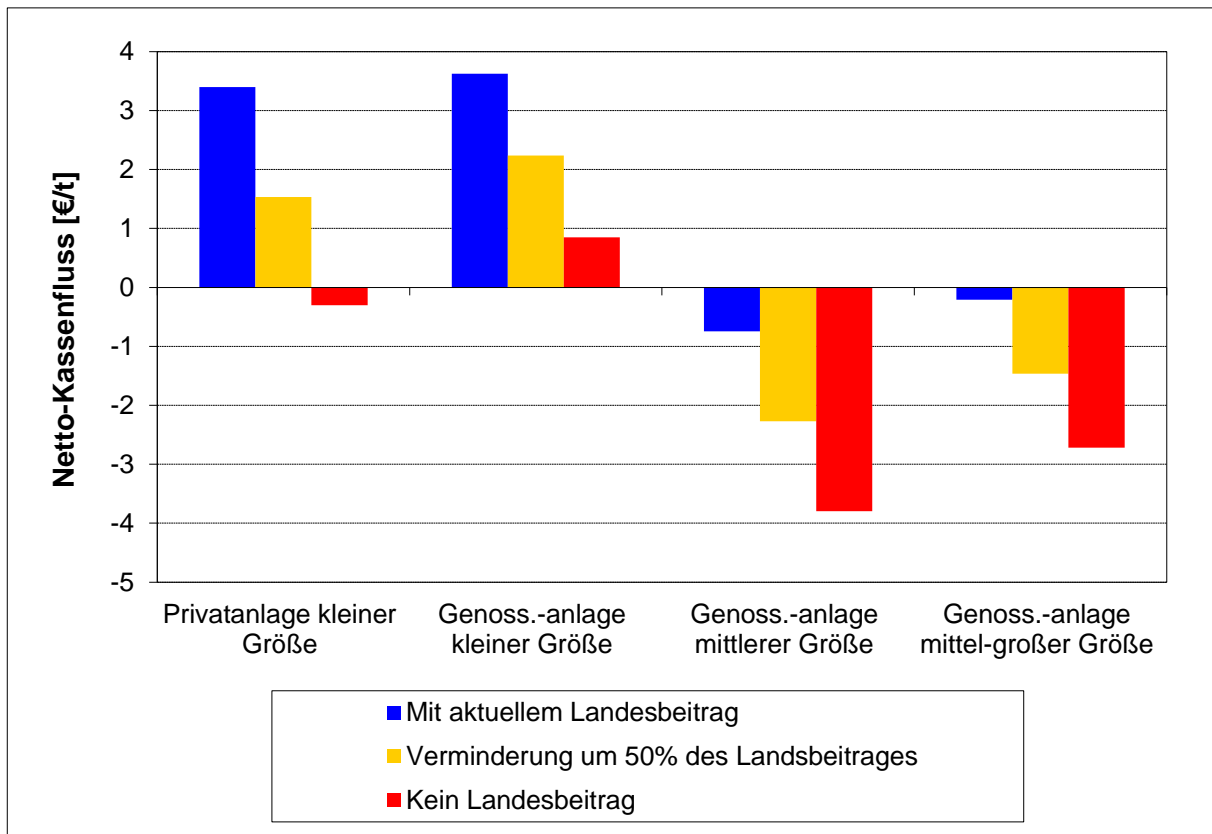


Abbildung 47: Vergleich des Netto-Kassenflusses mit aktuellem, 50% weniger und keinem Landesbeitrag.

### 4.3.7 Schlussfolgerungen

In diesem Teil der wirtschaftlichen Analyse wurde ein Vergleich zwischen den Betriebsdaten von vier landwirtschaftlichen Biogasanlagen unterschiedlicher Größe, die in der Provinz Bozen errichtet wurden, angestellt. Die Ergebnisse zeigen grundsätzlich, dass die Wirtschaftlichkeit sehr von den einzelnen Besonderheiten der Anlagen abhängt. Trotzdem können einige allgemein gültige Aussagen getroffen werden.

Die Realisierung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage in Südtirol hat durchschnittlich Kosten von 7.000 € pro installierter Leistung zur Folge. Die Investitionskosten hängen stark von den spezifischen Besonderheiten der Anlage ab und können auch 10.000 €/kW überschreiten, wie z.B. wenn große Erdbewegungen durchzuführen sind.

Die Fördermaßnahmen der Provinz Bozen ermöglichen eine Beitragszahlung von mehr als 30% der notwendigen Investitionskosten. Dieser Beitrag ist, wie aus der Sensitivitätsanalyse hervorgeht, wichtig für eine wirtschaftliche Nachhaltigkeit der untersuchten Biogasinitiativen.

Durchschnittlich wird mehr als 50% der Investitionssumme mittels eines Bankkredites abgedeckt. Großen Einfluss auf die Zinsrate und folglich auf den jährlichen Kassenfluss hat nicht nur die Höhe des Darlehens, sondern auch die Höhe des Zinssatzes.

Die laufenden Kosten für den Betrieb der Anlage werden vor allem von der Finanzierungsrate, von dem Transport der Biomasse und dem eventuellen Zukauf von Co-Fermenten bestimmt. Im Fall von Genossenschaftsanlagen, die den Transport der frischen und vergorenen Biomasse von und zu den Mitgliedern übernehmen, kostet der Transportdienst ungefähr 3 € pro Tonne Biomasse.

Die Kassenflüsse der untersuchten Anlagen (Durchschnitt der Jahre 2009-2010) für die zwei kleineren Anlagen fallen positiv aus, hingegen für die zwei größeren Anlagen knapp negativ. Die Gründe hierfür sind sehr unterschiedlich und können aus den Ergebnissen dieser Analyse (insbesondere Abbildung 41) entnommen werden:

Anlage 1 hat trotz der guten Biogasausbeute die niedrigsten Einnahmen bezogen auf die verarbeitete Menge von Biomasse, was darauf zurückzuführen ist, dass sie keine Fördertarife auf die Stromproduktion bekommt. Allerdings fallen auch die jährlichen Kosten (Kapitalkosten inbegriffen) sehr niedrig aus und daher hat die Anlage einen positiven Kassenfluss. Die Finanzierungskosten, d.h. Tilgungs- und Zinsrate fallen bei dieser Anlage sehr niedrig aus, weil die Eigenleistung beim Bau der Anlage hoch war und die Anlage einen hohen Landesbeitrag (43%) erhalten hat.

Anlage 2 hat die niedrigste Biogasausbeute bezogen auf die verarbeitete Menge von Biomasse, da keine Co-Fermente zum Einsatz kommen. Die Einnahmen aus der Stromproduktion sind daher verglichen mit jenen der Anlage 3 und 4 niedriger, weil bei diesen Co-Fermente zum Einsatz kommen. Obwohl die Investitionskosten hoch sind (mehr als 10.000 €/kWp) fällt die Finanzierungsrate eher niedrig aus, weil die Laufzeit des Darlehens 15 Jahre beträgt und der Zinssatz niedrig ist (2,79%). Aufgrund der niedrigen Finanzierungsrate und der niedrigen restlichen laufenden Kosten, fällt der Kassenfluss positiv aus. Die Transportkosten können gering gehalten werden, weil der Transport von den Landwirten selbst übernommen wird und daher kein eigenes Transportmittel angekauft werden musste. Diese Lösung geht in diesem Fall gut, weil das Einzugsgebiet klein ist.

Anlage 3 weist eine hohe Finanzierungsrate auf, da die Laufzeit des Darlehens nur 12 Jahre und der Zinssatz 4% beträgt. Die restlichen Ausgaben können in Grenzen gehalten werden. Allerdings nahm die Anlage für die Jahre 2009-2010 die grünen Zertifikate in Anspruch, was die Einnahmen geringer ausfallen lässt. Nur mit Hilfe des Einsatzes einiger Co-Fermente konnte die Wirtschaftlichkeit einigermaßen garantiert werden. Laut Dekret Nr. 28 vom 3.

März 2011 kann nun auch Anlage 3 den Einheitstarif von 28 €cent/kWh in Anspruch nehmen, was klarerweise die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflussen wird.

Bei Anlage 4 fallen die Einnahmen aus dem Stromverkauf aufgrund der hohen Biogasproduktion und dem Einheitstarif von 28 €cent/kWh hoch aus. Allerdings konnten nur geringe Einnahmen aufgrund des Wärmeverkaufes generiert werden. Im Vergleich zu den restlichen untersuchten Biogasanlagen waren die Wartungs- und Reparaturkosten sowie Kosten für den Einkauf von elektrischer und thermischer Energie in den untersuchten Jahren hoch. Hauptsächlich darin liegt der Grund für den negativen Kassenfluss. Auch für diese Anlagen ist der Einsatz von Co-Fermente notwendig um die Wirtschaftlichkeit einigermaßen garantieren zu können.

Mit Hilfe der Sensivitätsanalyse wurde schlussendlich der Einfluss einiger Parameter auf den Kassenfluss untersucht. Dabei konnte ermittelt werden, dass alle untersuchten Parameter (Fördertarif, Wärmepreis, Einsatz von Co-Fermente und Landesbeitrag) den Kassenfluss stark beeinflussen können. Die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen ist somit sehr von diesen Rahmenbedingungen abhängig.

Zusammenfassend können einige Ratschläge für einen wirtschaftlichen Betrieb von neuen Biogasanlagen aus dieser Studie abgeleitet werden.

Für den Bau von Biogasanlagen werden zurzeit öffentliche Fördermittel benötigt. Der Landesbeitrag ist neben den staatlichen Fördertarifen wichtig für die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen und sollte daher für die nächsten Jahre beibehalten werden.

Was die Investitionskosten betrifft, haben Erdbewegungs- bzw. Aushubarbeiten darauf großen Einfluss. Daher sind der Bau der Infrastrukturen sowie die Auswahl des Standortes besonders gut zu überlegen.

Bei den laufenden Kosten hat besonders die Finanzierungsrate einen hohen Einfluss. Daher sollte nicht nur versucht werden, die Investitionskosten so gering wie möglich zu halten, sondern Augenmerk auch auf die Laufzeit des Darlehens und den Zinssatz gelegt werden.

Auch die restlichen Betriebskosten sollten minimiert werden, indem die Anlage effizient geführt wird (Minimierung der Transportkosten für Biomasse, Verhinderung von Betriebsausfällen durch regelmäßige Wartungsarbeiten).

Um die Einnahmen zu erhöhen, sollte die produzierte Wärmeenergie verwertet werden. Außerdem besteht die Möglichkeit Co-Fermente einzusetzen, allerdings sind laut einer Regelung der Provinz nur jene erlaubt, die in Südtirol produziert werden und maximal 20% der Eingangsbiomasse betragen. Da für einige Anlagen die Verwendung von Co-Fermente für eine wirtschaftliche Betriebsweise notwendig ist, könnten diese in Zukunft stärker in wirtschaftliche Bedrängnis kommen. Dies könnte einer weiteren Entwicklung des Biogas-Sektors in Südtirol entgegenwirken.

## 5 Literaturverzeichnis

- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). 2010.** Gülzower Fachgespräche. [Hrsg.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). *Einsatz von Hilfsmitteln zur Steigerung der Effizienz und Stabilität des Biogasprozesses*. Gülzow: s.n., 2010. Bd. XXXV. ISBN 978-3-942-147-03-3.
- Amon, B., Wolter, M. und Wulf, S. et al. 2002.** *Methane, Nitrous Oxide and Ammonia Emissions from Management of Liquid Manures*. Wien: s.n., 2002. BMLF GZ 24.002/24.IIA1a/98.
- Arnold, Karin und Vetter, Armin. 2010.** *Klima- und Umwelteffekte von Biomethan: Anlagentechnik und Substratwahl*. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2010.
- Bachmaier, Johannes und Gronauer, Andreas. 2007.** *Klimabilanz von Biogasstrom*. Freising: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), 2007.
- Clemens, J. 2002.** *Untersuchung der Emission direkt und indirekt klimawirksamer Spurengase (NH<sub>3</sub>, N<sub>2</sub>O und CH<sub>4</sub>) während der Lagerung und nach der Ausbringung von Kofermentationsrückständen sowie Entwicklung von Verminderungsstrategien*. Bonn: Institut für Pflanzenernährung, Universität Bonn, 2002.
- Dong, Hongmin, Mangino, Joe and McAllister, Tim A. 2006.** 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. [book auth.] Simon Egglestone, et al. [ed.] Institute for Global Environmental Strategies (IGES). *Agriculture, Forestry and Other Land Use*. Hayama: s.n., 2006, Vol. IV, 10. IPCC National Greenhouse Gas Inventories Programme.
- Edelmann, Werner et al. 2001.** *Ökobilanz der Stromgewinnung aus landwirtschaftlichem Biogas*. Baar: Bundesamt für Energie, 2001.
- Edelmann, Werner. 2003.** *Umweltaspekte der Verwertung von biogenen Abfällen in Vergärungsanlagen*. Arbeitsgemeinschaft Bioenergie. Wien: arbi GmbH, 2003.
- Edelmann, Werner und Schleiss, Konrad. 2001.** *Ökologischer, energetischer und ökonomischer Vergleich von Vergärung, Kompostierung und Verbrennung fester biogener Abfallstoffe*. Baar: BFE, Bundesamt für Energie und BUWAL, Bundesamt für Umwelt, Wald und, 2001.
- Eder, B. und Schulz, H. 2006.** *Biogas Praxis*. 3. Stufen bei Freiburg: ökobuch Verlag, 2006. Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit. ISBN 978-3-936896-13-8.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2006.** Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. [Hrsg.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). *Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung*. Gülzow: s.n., 2006. 5. ISBN 3-00-014333-5.
- Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe e.V. (FNR). 2009.** Biogas – eine Einführung. [Hrsg.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Gülzow: s.n., 2009. 6.
- Institut für Energetik und Umwelt gGmbH. 2006.** *Handreichung - Biogasgewinnung und -nutzung*. [Hrsg.] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 3. Gülzow: s.n., 2006. ISBN 3-00-014333-5.
- Jäkel, K. und Mau, H. 1999.** *Umweltwirkung von Biogasgülle*. Freistaat Sachsen: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 1999.
- Jäkel, K. und Mau, S. 1999.** *Umweltwirkung von Biogasgülle*. Dresden: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 1999.

**Johann Heinrich von Thünen-Institut. 2010.** Bundesmessprogramm zur Bewertung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen. [Hrsg.] Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). [Redakt.] Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). *Biogas-Messprogramm II - 61 Biogasanlagen im Vergleich*. Braunschweig: s.n., 2010. 1.

**Linke, Bernd, et al. 2006.** *Biogas in der Landwirtschaft - Leitfaden für Landwirte und Investoren im Land Brandenburg*. [Hrsg.] Umwelt und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg Ministerium für Ländliche Entwicklung. 3. Potsdam: s.n., 2006.

**Pettenella, Davide und Gallo, Diego. 2008.** *Analisi economico-ambientale degli impianti a biogas*. s.l.: Università di Padova - Facoltà di agraria, 2008.

**Pfeifer J., Obernberger I. 2006.** Detaillierte Stoff- und Energiebilanzierung der Erzeugung und Nutzung von Biogas in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage sowie deren verfahrenstechnische Bewertung. *Österreichischer Ingenieur- und Architekten-Zeitschrift*. 10-12 2006, S. 311-326.

**Pfeifer, Jörg und Obernberger, Ingwald. 2006.** Detaillierte Stoff- und Energiebilanzierung der Erzeugung und Nutzung von Biogas in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage sowie verfahrenstechnische Bewertung. [Hrsg.] ÖIAV - Österreichische Ingenieur- und Architekten-Verein. *Österreichische Ingenieur- und Architekten-Zeitschrift*. 151. Jahrgang, 2006, 10-12.

**Ragazzoni, Alessandro. 2010.** *Biogas*. Verona: Edizioni L'Informatore Agrario S.p.A, 2010. Come ottenere nuovo reddito per l'agricoltura. ISBN 978-88-7220-279-1.

**Reinhardt, Guido et al. 2006.** *Ökobilanzen zu BTL: Eine ökologische Einschätzung*. Heidelberg: Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV), 2006.

**Scholwin, Frank et al. 2006.** *Ökologische Analyse einer Biogasnutzung aus nachwachsenden Rohstoffen*. Leipzig: Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe, 2006.

**Strogies, Michael und Gniffke, Patrick. 2010.** Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2010. [Hrsg.] Umweltbundesamt. *Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2008*. Dessau-Roßlau: s.n., 2010.

**Balsari, P. , Dinuccio, E. und Gioelli, F. 2009.** *Valutazione energetica e ambientale di impianti di digestione anaerobica: primi risultati emersi dal progetto EU AGRO BIOGAS*. Ischia Porto: Dipartimento di Ingegneria Agraria Forestale e Ambientale, Università degli Studi di Torino, 2009.

**Van Caenegem, Ludo, Dux, Dunja und Steiner, Beat. 2005.** Abdeckungen für Güllensilos - Technische und finanzielle Hinweise. [Hrsg.] Eidgenössische Forschungsanstalt für Agrarwirtschaft und Landtechnik (FAT) Agroscope FAT Tänikon. *FAT-Berichte*. 2005, Nr. 631, S. 16.

**Vogt, Regine et al. 2008.** *Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland*. Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2008.

**Wöss-Galasch, S., et al. 2007.** *Treibhausgas-Emissionen aus Biogasanlagen*. Graz: Institut für Energieforschung, 2007.

**Bayer. Landesamt für Umwelt (Hrsg.):** Biogashandbuch Bayern – Materialienband, Augsburg.

## 6 Anhang

	Gemeinde	Biomüll- menge [kg/a]	Transport- länge [km]	Anzahl der Fahrten pro Jahr	Liefer- kapazität [kg]
1	Bozen	5.945.360	45	713	8.339
2	Algund	427.680	40	132	3.240
3	Burgstall	113.080	70	77	4.186
4	Kuens	24.814			
5	Riffian	78.613			
6	Tscherms	105.780			
7	Gargazon	84.660	36	57	1.485
8	Hafling	117.000	60	70	2.031
9	Vöran	25.180			
10	Lana	622.840	30	204	3.053
11	Marling	144.510	30	114	1.268
12	Meran	1.199.880	40	456	2.631
13	Moos in Passeier	64.750	70	55	1.177
14	Nals	108.070	124	73	4.256
15	Sankt Pankraz	27.480			
16	Tisens	88.490			
17	Ulten	86.620			
18	Schenna	360.880	26	116	3.111
19	St. Leonhard in Passeier	195.400	60	64	3.053
20	St. Martin in Passeier	161.080	60	64	2.517
21	Tirol	293.552	50	57	5.150
22	Deutschnofen	206.950	160	90	3.453
23	Karneid	103.820			
24	Jenesien	55.800	70	57	1.172
25	Mölten	10.980			
26	Kastelruth	551.020	134	221	2.493
27	Ritten	106.830	80	61	1.751
28	Sarnthein	123.260	80	70	1.761
29	St. Ulrich	244.970	230	100	5.071
30	Wolkenstein	187.390			
31	St. Christina	74.760			
32	Tiers	43.200	90	40	1.080
33	Völs am Schlern	94.800	80	67	1.415
34	Welschnofen	127.420	140	112	1.138
	<b>Summe</b>	<b>12.206.919</b>		<b>133</b>	

**Tabelle 55: Liste der Südtiroler Gemeinden, deren organischer Abfall zur Biogasanlage in Lana transportiert wird, mit entsprechenden Angaben über die jährliche Menge, Transportlänge, Anzahl Fahrten und Lieferkapazität des Transportmittels.**