



**Klassifizierung der Treibhausgas- und
Energiebilanz
landwirtschaftlicher Biogasanlagen
(„THG-Rechner Biogas“)
Abschlussbericht**

Mathias Effenberger

Mona Maze

Bianca Zerhusen

Auftraggeber: Bayerisches Staatsministerium für Ernährung,
Landwirtschaft und Forsten
Ludwigstraße 2
86179 München

Auftragsdatum: 06.12.2011 N/11/33

Projektleitung: Dr. Mathias Effenberger

Bearbeiter: Dr. Mona Maze
Bianca Zerhusen

Berichtsabschluss: 19.12.2014

Berichtsumfang: 59 Seiten

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund	9
2	Stand des Wissens	10
2.1	Treibhausgasemissionen von Biogasketten.....	10
2.2	Kumulierter Energieaufwand für Biogasketten.....	14
2.3	Hilfsmittel für die Bilanzierung der Umweltwirkungen von Biogasanlagen	16
3	Zielsetzung	17
4	Methodisches Vorgehen	18
4.1	Methodische Konzeption des Bilanzierungsmodells	18
4.2	Bilanzierungsstandards.....	18
4.2.1	Systemgrenzen und funktionelle Einheiten.....	18
4.3	Treibhausgas- und Energiebilanz der Substratbereitstellung	20
4.3.1	Energiepflanzen.....	20
4.3.1.1	Erträge	20
4.3.1.2	Verluste	20
4.3.1.3	Saat- und Pflanzgut	21
4.3.1.4	Pflanzenschutzmittel	21
4.3.1.5	Kraftstoffbedarf.....	21
4.3.1.6	Dieselherstellung und –verbrauch.....	22
4.3.1.7	Kalkung	22
4.3.1.8	Maschinen	22
4.3.1.9	Direkte Lachgasemissionen.....	22
4.3.1.10	Indirekte Lachgasemissionen	22
4.3.1.11	Düngebedarf der Energiepflanzen.....	23
4.3.1.12	Organische Gärrest-Düngung.....	24
4.3.1.13	Gutschrift für überschüssigen Stickstoff	24
4.3.1.14	Mineralische Düngung	24
4.3.2	Gülle/Mist.....	24
4.3.3	Reststoffe.....	25
4.4	Treibhausgas- und Energiebilanz der Biogasproduktion und –Verwertung	25
4.4.1.1	Baustoffe zur Errichtung der Biogasanlage sowie Betriebsmittel	25
4.4.1.2	Berechnung der produzierten Methanmenge	25
4.4.1.3	Indirekte Lachgas- (NH_3 -) Emissionen aus einem offenen Gärrestlager.....	26

4.4.1.4	Methanemissionen aus einem offenen Gärrestlager.....	26
4.4.1.5	Methanemission mit dem BHKW-Abgasstrom	26
4.4.1.6	CO-Emission mit dem BHKW-Abgasstrom	27
4.4.1.7	Diffuse Methanemissionen: unvermeidbare/vermeidbare Emissionen und Überdruck-Ereignisse	27
4.4.1.8	Nutzungsgrad des BHKW-Motors	27
4.4.1.9	Zündölbedarf	28
4.4.1.10	Strombedarf der Biogasanlage	28
4.4.1.11	Wärmebedarf der Biogasanlage	28
4.4.1.12	Wärmenachverstromung	28
4.4.1.13	Wärmenutzung	29
4.4.1.14	Berechnung der spezifischen Umweltwirkungen.....	29
4.5	Technische Konzeption der Web-Anwendung	30
4.5.1	Daten zu den Einsatzstoffen	30
4.5.2	Daten zum Kraftstoffverbrauch für die Pflanzenproduktion.....	32
4.5.3	Daten zum Betriebsstandort	32
4.5.4	Angaben zur Sprache	32
4.5.5	Weitere Daten.....	32
4.6	Berechnungsergebnis	33
4.7	Szenario-Analyse	33
5	Beispieldokumentation.....	35
6	Diskussion und Schlussfolgerungen.....	46
7	Veröffentlichungen aus dem Projekt.....	49
8	Quellenverzeichnis	50
Anhang	56

Abbildungsverzeichnis

1. Sensitivitätsanalyse der spezifischen THG-Emissionen der Nettostromproduktion aus Biogas für eine Modellanlage mit Einsatz von 80 % Maissilage und 20 % Rindergülle nach [10]	12
2. Relative und kumulierte Häufigkeit der THG-Emissionen der Strombereitstellung für 21 Varianten realer Biogasanlagen, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation nach [12]	13
3. KEA und THG-Emissionen der Nettostromerzeugung für 21 reale Biogasanlagen sowie für alternative Stromerzeugungstechniken nach [12]. Für die Biogasanlagen ist jeweils die Spannweite zwischen 5 %- und 95 %- Quartil aufgetragen.	15
4. Schematische Darstellung der betrachteten Prozesskette, gegliedert in die Bereiche der Substratbereitstellung und der Biogasproduktion/-verwertung	19
5. Modellhafter Bilanzzeitraum für die Energiepflanzenproduktion	23
6. Sankey-Diagramm für die betrachteten Energieströme anhand eines Rechenbeispiels für ein Zündstrahl-BHKW	26
7. Datenmodell der Web-Anwendung.....	30
8. Ausschnitt aus dem Datenmodell der Web-Anwendung: Tabellen und Relationen zu den Einsatzstoffen	31
9. Ausschnitt aus dem Datenmodell der Web-Anwendung: Tabellen und Relationen zum Kraftstoffverbrauch	32
10. Funktionsskizze der bilanzierten Biogasanlage	35
11. Eingabeformular zum Aufbau und Betrieb der Biogasanlage.....	36
12. Eingabeformular für die Angaben zum landwirtschaftlichen Betrieb.....	36
13. Formular für die Eingabe der Anzahl und Art der Substrate	37
14. Eingabeformular für die Menge und die Beschaffenheit der Einsatzstoffe	38
15. Formular für weitere Angaben zur Substratbereitstellung	39
16. Formular für Angaben zur Biogasverwertung und weiteren energetischen Kennwerten	40
17. Ergebnisausgabe – Aufteilung der gesamten THG-Emissionen nach Kategorien (tabellarisch)	41
18. Ergebnisausgabe – Detaillierte Aufteilung der gesamten THG-Emissionen (grafisch)	42
19. Ergebnisse der Szenario-Analyse für die mögliche Verringerung der THG-Emissionen und die Einsparung von Anbaubiomasse.....	43
20. Ergebnisse der Szenario-Analyse für die mögliche Verringerung der THG-Emissionen durch die Steigerung des Energieertrags	44
21. Aufteilung des gesamten nicht erneuerbaren Energieaufwands für den ökologisch wirtschaftenden Beispielbetrieb (links) bzw. unter der Annahme, dass dieser Betrieb konventionell wirtschaften würde (rechts).....	45

Tabellenverzeichnis

1. Verwendete Emissionsfaktoren für die diffusen Methanemissionen	27
2. Werte zur Emissions- und Energieintensität verschiedener Stromquellen nach [59],[68],[69] (Betrachtungsjahr 2011)	28

Abkürzungsverzeichnis

AHL	Ammoniumnitrat-Harnstofflösung
BGA	Biogasanlage
CaCO ₃	Calciumcarbonat (Kalkstein)
CaO	Calciumoxid („Brannkalk“)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
EE	Erneuerbare Energien
EF	Emissionsfaktor
FM	Frischmasse
g	Gramm
GJ	Gigajoule
GWP	Global Warming Potential (Treibhauspotential)
h	Stunde
ha	Hektar
H _u	unterer Heizwert
ILT	Institut für Landtechnik und Tierhaltung der LfL
IPCC	International Panel on Climate Change
K	Kalium
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KEV	Kumulierter Energieverbrauch
kg	Kilogramm
kmol	Kilomol
kW _{el}	Kilowatt elektrisch
kWh _{el}	Kilowattstunde elektrisch
kWh _{th}	Kilowattstunde thermisch
l	Liter
LfL	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
m ³ _N	Norm-Kubikmeter
MW _{el}	Megawatt elektrisch
MWh _{el}	Megawattstunde elektrisch
N	Stickstoff
N ₂ O	Lachgas
NH ₃	Ammoniak
NO ₃ ⁻	Nitrat
ORC	Organic Rankine Cycle
oTM	organische Trockenmasse
P	Phosphor
PSM	Pflanzenschutzmittel
RME	Rapsölmethylester
t	Tonne
THG	Treibhausgas
TM	Trockenmasse
η _{el}	Elektrischer Wirkungsgrad
η _{th}	Thermischer Wirkungsgrad

1 Hintergrund

Weltweit werden aktuell ca. 80 % des Energiebedarfs durch den Verbrauch fossiler Rohstoffe gedeckt [1]. Unter Fachleuten und in der Öffentlichkeit gibt es mittlerweile eine mehrheitliche Zustimmung, dass eine zukunftsfähige Energieversorgung überwiegend bzw. ausschließlich auf sogenannten erneuerbaren Energieträgern (EE) basieren muss. Hierbei erscheint der Klimaschutz oft als vordringliches Argument für die Abkehr von fossilen Energieträgern. Mit der Nutzung von EE können des Weiteren vielfältige technologische, wirtschaftliche, ökologische und soziale Vorteile verbunden werden [2]. Dennoch konnte das Wachstum der EE-Nutzung in der ersten Dekade des 21. Jahrhunderts nur die Zunahme des Weltprimärenergiebedarfs decken.

Auf der Ebene einzelner Länder oder Ländergemeinschaften stellt sich die Entwicklung der EE beeindruckender dar. So basierten in der Europäischen Union 72 % der neu installierten Stromerzeugungskapazität in 2013 auf EE, und in China wurden im selben Jahr erstmals mehr EE-Kapazitäten zugebaut als fossile und nukleare Kapazitäten [3].

In Deutschland wuchs der Anteil der EE am gesamten Endenergieverbrauch von 3,8 % in 2000 auf 12,7 % in 2012, hiervon ca. 50 % aus Biomasse [4]. Der Anteil der EE am Stromverbrauch wuchs hierbei am stärksten und erreichte in 2013 erstmals knapp über 25 %, hiervon 6,8 % aus Biomasse [5].

Die durch die Nutzung von EE vermiedenen Treibhausgas(THG)-Emissionen wurden für 2013 zu knapp 148 Mio. t CO₂-Äquivalenten berechnet, davon 108 Mio. t im Stromsektor, 35 Mio. t im Wärmesektor und 5 Mio. t CO₂-Äquivalente durch Biokraftstoffe. Mit 64,4 Mio. t CO₂-Äquivalenten entsprechend 43,5 % war der Anteil der Bioenergie an den vermiedenen THG-Emissionen deutlich geringer als ihr Anteil am Endenergieverbrauch.

Durch die Nutzung von Biogas bzw. Biomethan wurden rechnerisch 9,9 Mio. t CO₂-Äquivalente in der Stromerzeugung (9,2 %), 2,4 Mio. t CO₂-Äquivalente in der Wärmeerzeugung (6,9 %) und 0,060 Mio. t CO₂-Äquivalente durch den Einsatz als Kraftstoff (0,1 %) vermieden [5]. Der Anteil von Biogas bzw. Biomethan an der Energiebereitstellung aus EE betrug demgegenüber 18,3 % für Strom, 8,9 % für Wärme und 0,07 % für Kraftstoffe. Hieraus lässt sich erkennen, dass die spezifischen THG-Emissionen der Nutzung von Biogas bzw. Biomethan im Vergleich zum Mix der EE in Deutschland für die Strom- und Wärmeerzeugung höher, für die Kraftstoffbereitstellung niedriger sind.

2 Stand des Wissens

Beginnend Ende der 1990er Jahren wurden bisher zahlreiche Studien zur Bilanzierung der Umweltwirkungen der Energiebereitstellung aus Biomasse („Bioenergie“) und damit auch von Biogasketten durchgeführt. Wenn diese entsprechend den Normen der Reihe DIN EN ISO 1404* erstellt wurden, handelt es sich dabei je nach Auswahl der Wirkungskategorien um „Teil-Ökobilanzen“, vorbehaltlich der normativ geforderten kritischen Prüfung durch unabhängige Sachverständige. Im Folgenden werden die Ergebnisse einiger wichtiger Studien aus dem wissenschaftlichen Bereich zusammengefasst.

2.1 Treibhausgasemissionen von Biogasketten

Als Indikator für den anthropogenen Treibhauseffekt („globale Erwärmung“) dienen die Emissionen an klimarelevanten Spurengasen, aggregiert in sogenannte CO₂-Äquivalente entsprechend der vom International Panel on Climate Change (IPCC) veröffentlichten Treibhausgaspotentiale (vergleiche 4.3).

Jungmeier et al. [6] vergleichen die THG-Emissionen von 243 Bioenergiesystemen und 96 fossilen Energiesystemen. Beispielsweise werden für die Nahwärmeversorgung auf der Basis von Biogas aus Gülle spezifische THG-Emissionen von $-637 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{th}}^{-1}$ im Vergleich zu $297 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{th}}^{-1}$ auf der Basis von Erdgas errechnet.

Scholwin et al. [7] nehmen auf Basis von Modellbetrieben eine ökologische Analyse der Bereitstellung von elektrischem Strom aus Biogas bei Nutzung von Gülle und nachwachsenden Rohstoffen (Energiepflanzen) vor. Neben der Wirkungskategorie „anthropogener Treibhauseffekt“ mit dem Wirkungsindikator CO₂-Äq. werden der Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen, die Emissionen mit versauernder Wirkung und die Emissionen mit eutrophierender Wirkung betrachtet. Modelliert werden Milchvieh- und Schweinemastbetriebe jeweils mit Verwertung der anfallenden Gülle. Zusätzlich verwertet werden Energiepflanzen, die auf einem Teil oder auf der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche des Betriebes angebaut wurden. In der Studie werden unterschiedliche Anteil der Wärmeauskopplung betrachtet. Es resultiert eine sehr große Spannweite der THG-Emissionen je kWh_{el} von ca. -1500 bis $300 \text{ kg CO}_2\text{-Äq.}$ Die negativen Werte ergeben sich vor allem aus der Vermeidung der Emissionen aus der konventionellen Güllelage und der Substitution fossiler Energieträger. Die Maximalwerte ergeben sich bei ausschließlicher Nutzung von Energiepflanzen und fehlender Wärmeauskopplung.

Vogt et al. [8] ermitteln die THG-Bilanz einer Vielzahl modellhafter Biogaspfade. Differenziert werden verschiedene Substrate (Gülle, Energiepflanzen und Bioabfälle), Verstromungsleistungen von $30 \text{ kW}_{\text{el}}$ bis 2 MW_{el} , unterschiedliche Pfade der Wärmenutzung (0/20/80 % Auskopplung, Nachverstromung mit ORC), offene / geschlossene Gärrestlagerung, verschiedene Ausbringtechniken für den Gärrest sowie verschiedene Verfahren der Aufbereitung des Biogases zu Biomethan. Als Basisszenarien werden die Biogaserzeugung aus entweder 100 % Rindergülle oder 100 % Maissilage betrachtet. Das Biogas wird in einem Gasmotor-BHKW mit einer Leistung von $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ energetisch genutzt, um Strom (Netzeinspeisung) und Wärme (Auskopplung von 20 % der verfügbaren Wärme) zu erzeugen. Weiterhin wird zugrunde gelegt, dass die eingesetzte Gülle in einer offenen Vorgrube gesammelt wird, die Gärreste offen gelagert, mit einem Breitverteiler ausgebracht und nach durchschnittlich 24 Stunden eingearbeitet werden. Für die hierdurch substituierten Energiemengen aus fossilen Energieträgern wurden Gutschriften nach einer Marginalbetrachtung berechnet: 70 % Steinkohle und 30 % Erdgas für die Stromerzeugung.

gung, 57 % Erdgas und 43 % Heizöl für die Wärmeerzeugung. Es ergibt sich für das Basisszenario Maissilage ein Wert von ca. $-40 \text{ g CO}_2\text{-Äq. MJ}^{-1}$ und für das Basisszenario Rindergülle ein Wert von ca. $-140 \text{ g CO}_2\text{-Äq. MJ}^{-1}$ (funktionelle Einheit: Heizwert Biogas). Die Autoren folgern daraus, dass die Produktion von Strom und Wärme aus Biogas im BHKW geeignet ist, den Treibhauseffekt im Vergleich zur Nutzung fossiler Energieträger zu mindern. Die spezifischen THG-Emissionen sind allerdings sehr sensitiv gegenüber Methanverlusten aus dem Gärrestlager: für Maissilage $-60 \text{ g CO}_2\text{-Äq. MJ}^{-1}$ bei Abdeckung und Restgasnutzung bzw. bis $50 \text{ g CO}_2\text{-Äq. MJ}^{-1}$ (also eine Nettoerhöhung in der Marginalbetrachtung) bei 15 % Methanemissionen aus der offenen Gärrestlagerung.

Vetter & Arnold [9] untersuchen die THG-Emissionen der Biomethanbereitstellung für zwei Anlagentypen: eine großmaßstäbliche Anlage nach „Stand der Technik 2008“ und eine „optimierte Anlage“, die das mittelfristige Verbesserungspotential ausschöpft. Hierbei werden neben den Umwelteffekten der Bereitstellung von Biogassubstraten aus der Landwirtschaft die Optimierungspotentiale in der Pflanzenproduktion und in der Anlagentechnik betrachtet. Die exemplarische Berechnung der spezifischen THG-Emissionen der Biomethanproduktion aus Mais ergibt $97 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}^{-1}$ (funktionelle Einheit: Heizwert Biomethan) für die Anlage nach „Stand der Technik 2008“ (1 % Biogasverlust aus Biogasanlage (BGA) / kein Gasverlust aus dem Gärrestlager / 2 % Methanverlust bei der Biogasaufbereitung), bzw. $68 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}^{-1}$ für die „optimierte Anlage“ (0,5/0/2 %). Die Sensitivitätsanalyse in Bezug auf erhöhte Methanverluste liefert einen Wert von $109 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}^{-1}$ (1,5 % Gasverlust aus BGA), $134 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}^{-1}$ (2 % Methanschleupf bei der Biogasaufbereitung) bzw. $159 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}^{-1}$ (2,5 % Methanverlust aus dem Gärrestlager). Für die optimierte Anlagenkonfiguration teilen sich die THG-Emissionen der Prozesskette wie folgt auf: Substratbereitstellung 52 %, Energiebedarf 24 %, Vergärung 18 %, Gärrestmanagement 6 % und Biogasaufbereitung 0,3 %. Des Weiteren wurde die Bereitstellung der Substrate aus regional angepassten Anbausystemen für fünf Modellstandorte bilanziert. Die Unterschiede sind jedoch mit Werten von 78 bis $88 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}^{-1}$ gering. Im Ausblick bis 2030 erwarten die Autoren eine Verbesserung des Optimalfalls auf rund $53 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}^{-1}$.

Koch [10] entwickelte ein Planungsmodell zur Nutzung von organischen Stoffströmen in Co-Vergärungsanlagen unter ökonomischen und ökologischen Kriterien. Hiermit bilanzierte er die Stoffströme verschiedener Typen von Biogasanlagen, darunter zwei landwirtschaftliche Anlagentypen auf Basis von (1) 80 % Gülle und 20 % Maissilage (Massenanteile in der Substratmischung) bzw. (2) 80 % Maissilage und 20 % Gülle. Bezogen auf die Netto-Stromerzeugung ergeben sich THG-Emissionen von $190 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{el}}^{-1}$ für (1) bzw. $230 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{el}}^{-1}$ für (2). Die Gutschriften für die Güllenutzung, 25 % Wärmeauskopplung und Gärrestnutzung summieren sich auf $300 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (1) bzw. $180 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (2). In der Bilanz ergeben sich daraus $-110 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{el}}^{-1}$ für Anlagentyp 1 bzw. $50 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{el}}^{-1}$ für Anlagentyp 2. In der Sensitivitätsanalyse treten die Lachgasemissionen aus dem Maisanbau sowie der Wärmenutzungsgrad am stärksten hervor (Abbildung 1).

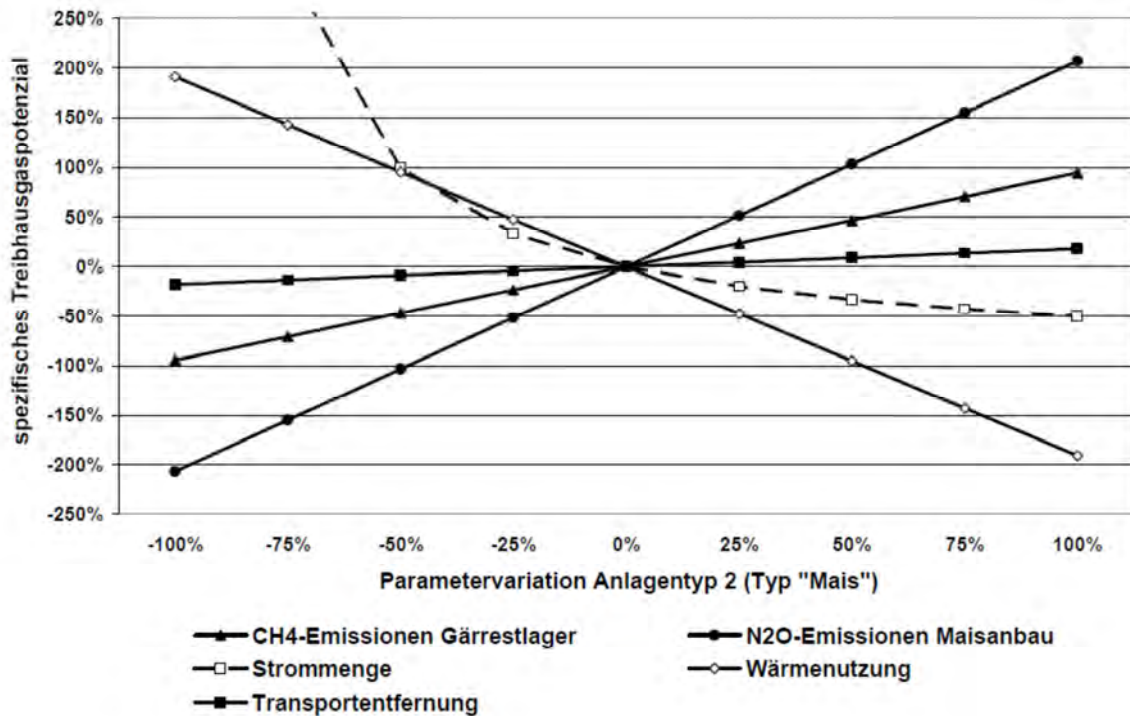


Abbildung 1: Sensitivitätsanalyse der spezifischen THG-Emissionen der Nettostromproduktion aus Biogas für eine Modellanlage mit Einsatz von 80 % Maissilage und 20 % Rindergülle nach [10]

Meyer-Aurich et al. [11] richten in ihren Untersuchungen den Fokus auf die Variabilität des THG-Minderungspotentials der Strom- und Wärmebereitstellung aus Biogas aufgrund der Unsicherheiten in der Beschreibung der technologischen und natürlichen Prozesse. Sie verwenden das Modell eines gemischten Betriebes mit Milchviehhaltung und Getreideproduktion in Ostdeutschland. Hierfür werden sechs Szenarien konstruiert, die mit dem Referenzszenario eines Systems ohne Biogasproduktion verglichen werden. Die sechs Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Einsatzstoffe (Rindergülle mit Maissilage oder nur Maissilage), Wärmeauskopplung, Restgaserfassung aus dem Gärrestlager oder offene Gärrestlagerung sowie Berücksichtigung von Landnutzungsänderungen. Die resultierenden THG-Emissionen betragen 110 bis 400 g CO₂-Äq. kWh_{el}⁻¹. Mittels einer Monte-Carlo-Simulation wird der Effekt der Unsicherheit der folgenden Parameter quantifiziert: bodenbürtige Lachgasemissionen, Emissionsfaktoren (EF) für das Referenzszenario sowie Biogasausbeute, Energiebedarf der BGA und direkte Methanemissionen. Die größte Fehlerquelle stellen demnach die bodenbürtigen Lachgasemissionen sowie der Methanverlust aus dem offenen Gärrestlager dar. Hieraus ergeben sich für die drei ungünstigsten Szenarien mit einer Wahrscheinlichkeit von 10 bis 30 % höhere THG-Emissionen als für die Stromerzeugung aus Erdgas mit 470 g CO₂-Äq. kWh_{el}⁻¹.

Bachmaier [12] errechnet für 21 Varianten realer landwirtschaftlicher BGA in Bayern mit Einsatz unterschiedlicher Anteile an Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft und Energiepflanzen sowie Verwertung des Biogases in Kraft-Wärme-Kopplung spezifische THG-Emissionen der Strombereitstellung von -343 bis 264 g CO₂-Äq. kWh_{el}⁻¹. Der Mittelwert liegt bei 83 g CO₂-Äq. kWh_{el}⁻¹, der Median bei 120 g CO₂-Äq. kWh_{el}⁻¹. Die Analyse stützt sich auf Daten aus dem Biogas-Monitoring der LfL [13],[14]. Anhand einer Monte-Carlo-Simulation wird auch hier die Ergebnisunsicherheit analysiert. Hieraus ergibt sich, dass

die spezifischen THG-Emissionen mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % in einer Ergebnisspanne von -186 bis 291 g CO₂-Äq. kWh_{el}⁻¹ liegen (Abbildung 2).

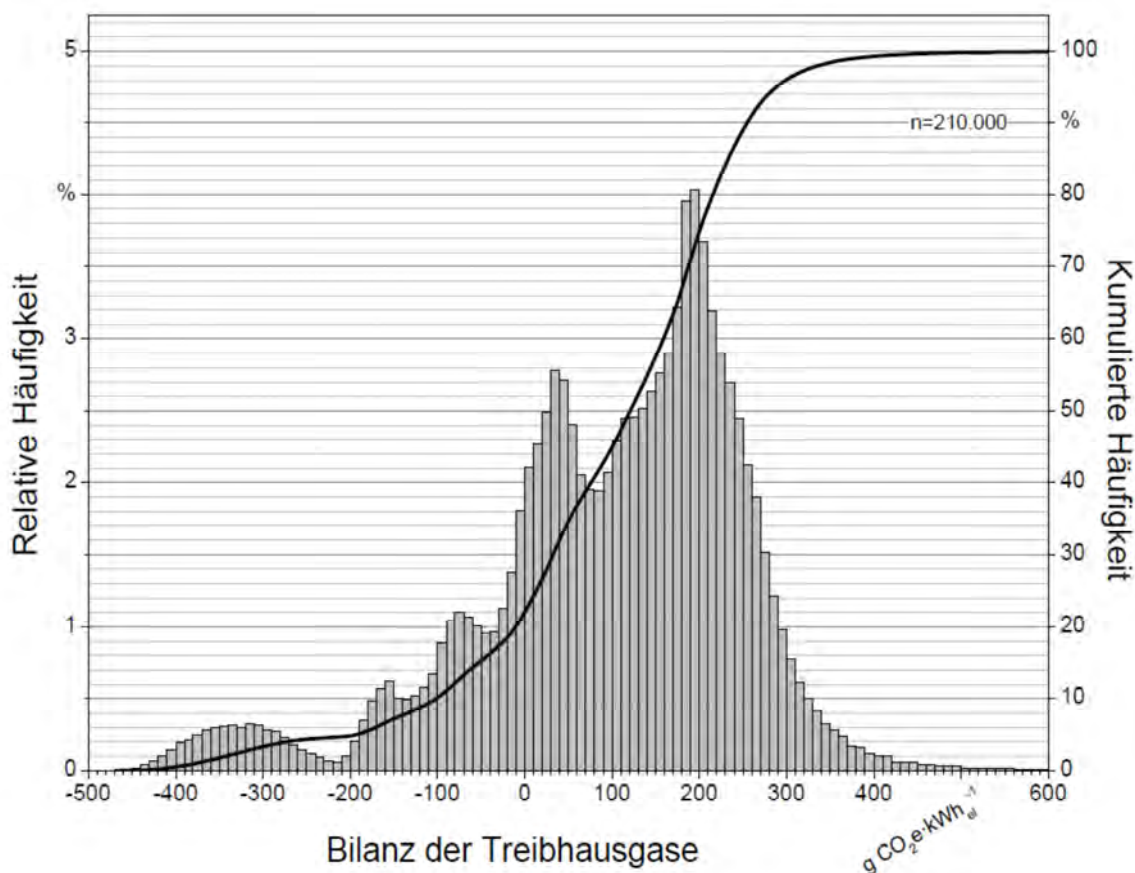


Abbildung 2: Relative und kumulierte Häufigkeit der THG-Emissionen der Strombereitstellung für 21 Varianten realer Biogasanlagen, berechnet mit Monte-Carlo-Simulation nach [12]

Was die einzelnen Abschnitte der Prozesskette angeht, so teilen sich 66 % der Ergebnisunsicherheit auf die Bereitstellung von Energiepflanzen als Einsatzstoffe auf: 60 % auf düngungsinduzierte Lachgasemissionen und 6 % auf das Anbauverfahren. Die spezifischen THG-Emissionen aus dem Anbauverfahren (ohne Lachgas) liegen mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % zwischen 44 und 76 g CO₂-Äq. kWh_{el}⁻¹ (Mittelwert: 61 g CO₂-Äq. kWh_{el}⁻¹), die direkten Lachgasemissionen liegen mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % zwischen 13 und 155 g CO₂-Äq. kWh_{el}⁻¹ (Mittelwert: 61 g CO₂-Äq. kWh_{el}⁻¹).

Bachmaier [12] schlägt vor, die Emissionsverteilung aller von ihm berechneter Anlagenvarianten als Maß für die maximale Unsicherheit der THG-Emissionen von Strom aus Biogas zu betrachten, wenn keinerlei anlagenspezifische Informationen vorhanden sind. Anhand der Differenz zwischen dieser Gesamtunsicherheit und der anlagenindividuellen Unsicherheit lässt sich beschreiben, welche Prozessabschnitte den größten Einfluss auf das Ergebnis auf Anlagenebene haben. Nach seinen Berechnungen kann der Fehler in der Abschätzung der spezifischen THG-Emissionen bereits um die Hälfte reduziert werden, wenn die Gutschriften für die Wärmeauskopplung und die Gülleverwertung im geschlossenen Biogassystem bekannt sind.

Das Umweltbundesamt gibt in der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger für die Stromerzeugung aus Biogas in Deutschland Emissionsfaktoren von $472 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{el}}^{-1}$ für Biogas aus Mais und $216 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{el}}^{-1}$ für Biogas aus Gülle an [15]. Für die Wärmebereitstellung werden Emissionsfaktoren von $122 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{th}}^{-1}$ für Biogas aus Mais bzw. $56 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{el}}^{-1}$ für Biogas aus Gülle angesetzt. Hierbei werden keine Gutschriften angesetzt, sondern es erfolgt eine Aufteilung der Emissionen auf die Endenergie in Form von Strom und Wärme zu den durchschnittlichen Jahresnutzungsgraden, den Eigenstrombedarfen und dem Umfang der externen Wärmenutzung.

Zusammenfassend lassen sich für bestehende Biogasanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung die folgenden Maßnahmen als am wirkungsvollsten für die Verringerung der spezifischen THG-Emissionen der Energiebereitstellung festhalten:

- Verwertung von Gülle und Mist aus der Tierhaltung
- Steigerung des Wärmeabsatzes zur Substitution fossiler Energieträger
- Lagerung des Gärrestes in einem geschlossenen Behälter mit Gaserfassung
- Regelmäßige Kontrolle der Biogasanlage auf Leckagen
- Bedarfsgerechte, verlustarme Gärrestdüngung im Energiepflanzenanbau.

2.2 Kumulierter Energieaufwand für Biogasketten

Als Indikator für den Verbrauch erschöpflicher Energieträger (fossile und nukleare Rohstoffe) einschließlich des nicht energetischen Aufwands (KNA) dient der kumulierte (Primär-)Energieaufwand (KEA). Letzterer wird beim kumulierten Energieverbrauch (KEV) nicht berücksichtigt. In einigen der folgenden zitierten Studien bleibt unklar, ob der KEA oder der KEV berechnet wurde.

Scholwin et al. [7] geben für die ausschließliche Strombereitstellung aus Biogas in Modellbetrieben einen Wertebereich von 1 bis $1,8 \text{ GJ MWh}_{\text{el}}^{-1}$ an. Der Einfluss einer zusätzlichen Wärmeauskopplung ist groß. Bei 100 %-iger Wärmenutzung werden theoretische Werte bis ca. $-2 \text{ GJ MWh}_{\text{el}}^{-1}$ erreicht.

Vogt et al. [8] errechnen für die von ihnen verwendeten Basisszenarien für die Biogaserzeugung aus entweder 100 % Rindergülle oder 100 % Maissilage mit Auskopplung von 20 % der überschüssigen Wärme einen KEA von ca. $-0,8 \text{ MJ je MJ Biogas}$. Der Einfluss der Substratauswahl auf den KEA ist für Anbaubiomasse gering.

Koch [10] ermittelt in seiner Modellstudie einen prozessbedingten KEA von $0,29 \text{ kWh kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (Nettostromerzeugung) für den Gülle betonten Anlagentyp (1) mit 80 % Gülle und 20 % Maissilage und von $0,36 \text{ kWh kWh}_{\text{el}}^{-1}$ für den Mais betonten Anlagentyp (2) mit 20 % Gülle und 80 % Maissilage. Abzüglich der Gutschriften für die Wärme- und Gärrestnutzung ergibt sich ein KEA von $-0,2 \text{ kWh kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (1) bzw. $-0,3 \text{ kWh kWh}_{\text{el}}^{-1}$ (2). Hierbei teilen sich die Gutschriften zu ca. zwei Dritteln auf die Wärmenutzung und zu ca. einem Drittel auf die Gärrestverwertung auf.

Die von Bachmaier [12] für 21 reale Anlagenvarianten berechneten KEV-Werte liegen im Bereich von $0,348$ bis $-0,916 \text{ kWh kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Als Referenz verwendet er einen Heizkraftwerksmix von 6 % Braunkohle, 63 % Steinkohle und 31 % Erdgas mit einem KEV von $2,56 \text{ kWh kWh}_{\text{el}}^{-1}$. Im Mittel wird ein KEV von $0,190 \text{ kWh kWh}_{\text{el}}^{-1}$ erreicht. Die dominanten Faktoren für den anlagenindividuellen KEV-Wert sind die Wärmenutzung mit einem Anteil von 60 % und der Energieaufwand für den Betrieb der BGA mit einem Anteil von 24 % an der Gesamtunsicherheit. Bachmaier [12] betrachtet für diese Anlagenva-

rianten auch den Zusammenhang zwischen THG-Emissionen und KEV. Dabei wird deutlich, dass die Unsicherheit für die THG-Emissionen deutlich größer ist als für den kumulierten fossilen Energieaufwand (Abbildung 3). Es ist eine positive Korrelation zwischen KEV und THG-Emissionen erkennbar, welche allerdings durch die Unsicherheit der Lachgas- und Methanemissionen mit ihrem hohen Treibhausgaspotential geschwächt wird.

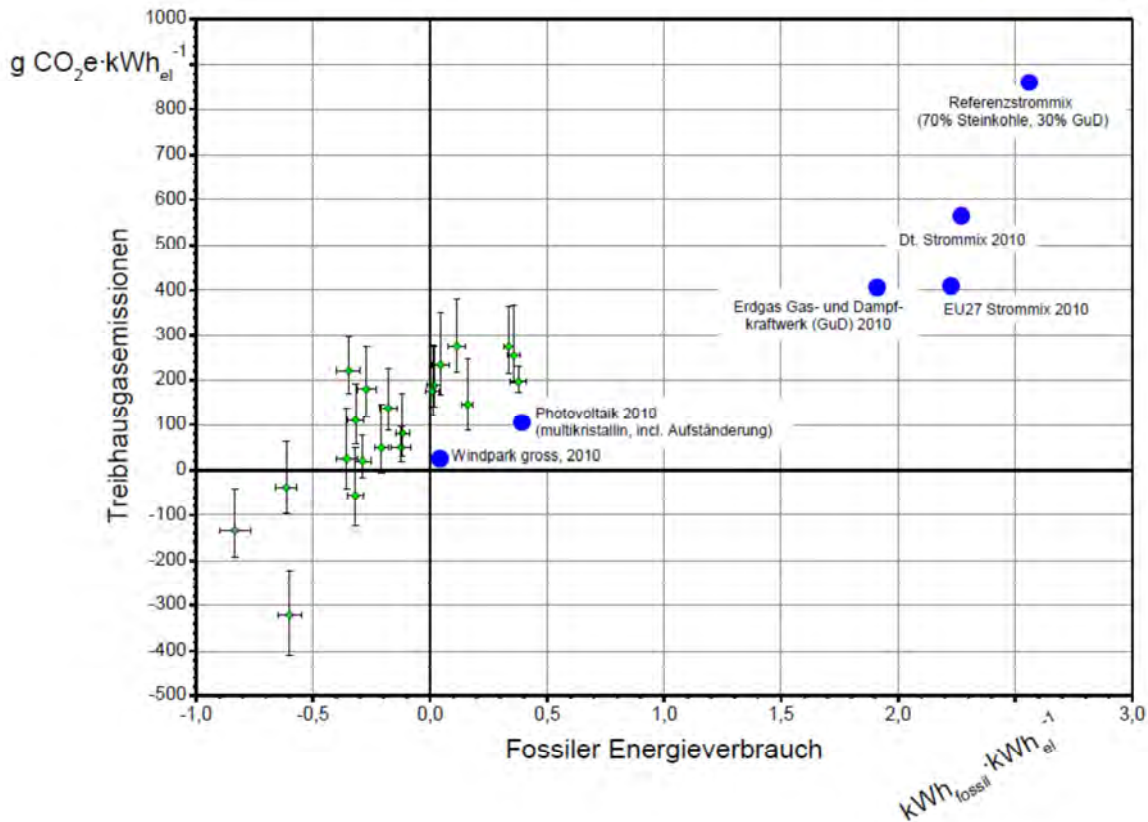


Abbildung 3: KEA und THG-Emissionen der Nettostromerzeugung für 21 reale Biogasanlagen sowie für alternative Stromerzeugungstechniken nach [12]. Für die Biogasanlagen ist jeweils die Spannweite zwischen 5 %- und 95 %-Quartil aufgetragen.

Für die Verringerung des KEV der Energiebereitstellung aus Biogas sind demnach für bestehende Biogasanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung die folgenden Maßnahmen am wirkungsvollsten:

- Steigerung des Wärmeabsatzes zur Substitution fossiler Energieträger
- Minimierung des KEA für den Betrieb der Biogasanlage.

2.3 Hilfsmittel für die Bilanzierung der Umweltwirkungen von Biogasanlagen

Möchte ein Betreiber die spezifischen Umweltwirkungen für seine Biogasanlage berechnen/abschätzen, so stehen ihm hierfür bereits einige Hilfsmittel zur Verfügung. Der Betreiber könnte die THG-Bilanz der eigenen Anlage durch Vergleich der Ergebnisse von Modellstudien mit ähnlicher Konfiguration abschätzen. Eine sehr kompakte Fachinformation hierzu hat das Biogas Forum Bayern bereit gestellt [16]. Dieses Vorgehen erlaubt allerdings nur eine qualitative Einschätzung.

Eine kostenpflichtige betriebsspezifische Berechnung der THG-Bilanz bietet die Landwirtschaftskammer Niedersachsen an [17]. Demnach können die für die Berechnung erforderlichen Daten vom Betreiber selbst innerhalb von ein bis zwei Stunden erfasst werden. Die Landwirtschaftskammer berechnet auf dieser Basis die THG-Bilanz der Biogasanlage mit einer selbst entwickelten Anwendung.

Mittlerweile existieren zahlreiche Software-Applikationen für die Berechnung der THG-Bilanz unterschiedlicher landwirtschaftlicher Produktionsprozesse, welche zum Teil kostenfrei verfügbar sind. Colomb et al. haben 18 solcher „THG-Rechner“ bewertet [18]. Alle untersuchten Anwendungen decken Ackerbau- und Grünlandssysteme sowie mit wenigen Ausnahmen auch Tierproduktionssysteme ab, ermöglichen jedoch nicht die Bilanzierung der Biogasproduktion und der energetischen Verwertung des Biogases.

Die für wissenschaftliche oder unternehmerische Zwecke entwickelten Stoffstrommodelle für Biogasketten basieren meist auf kommerzieller Software und sind für Laien in der Anwendung nicht handhabbar. Sie sind daher nicht geeignet, den Betreibern von Biogasanlagen mit vertretbarem Aufwand die THG-Bilanz von Biogas und die wichtigsten Ansatzpunkte zu deren Verbesserung zu illustrieren.

3 Zielsetzung

Wie die Auswertung des Wissensstandes zeigt, ist die THG- und Energiebilanz von Biogasketten außerordentlich variabel und mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Zudem sind die Ergebnisse verschiedener Studien in der Regel nicht direkt vergleichbar, da es Unterschiede in den Systemgrenzen, der Datenbasis für die Ermittlung der Stoffströme und den Rechenwegen für die Ermittlung der Umweltwirkungen gibt.

Für das vorliegende Projekt wurde deshalb die Hypothese aufgestellt, dass die Genauigkeit und Darstellung der Bilanzierungsergebnisse in absoluten Werten zweitrangig ist im Hinblick auf das Ziel, die Betreiber von Biogasanlagen und deren Berater für die THG- und Energiebilanz zu sensibilisieren und mit dem erforderlichen Wissen über wesentliche Einflussfaktoren auszustatten. Hieraus wurden die folgenden Arbeitspakete abgeleitet:

1. Es sollte ein Bilanzierungsmodell für die Treibhausgasemissionen und den kumulierten Energiebedarf der Biogaskette für landwirtschaftliche Einsatzstoffe entwickelt werden, das in gewissem Umfang die spezifischen betrieblichen und standörtlichen Gegebenheiten berücksichtigt.
2. Als Bilanzierungsergebnis sollten nicht in erster Linie absolute Zahlen ausgegeben, sondern vielmehr die Aufteilung der Emissionen/Energieströme auf die wesentlichen Quellen/Verbraucher dargestellt werden.
3. Ausgehend vom Status sollte die mögliche Reduktion der Emissionen/des Energiebedarfs für verschiedene Szenarien berechnet werden.
4. Das Bilanzierungsmodell sollte in Form einer Webanwendung („THG-Rechner“) für Betreiber von Biogasanlagen zur Verfügung gestellt werden.
5. Daneben sollte eine Lerneinheit für die Beurteilung und Verbesserung der THG- und Energiebilanz von Biogasanlagen zur Integration in das Schulungsangebot Biogas Kompetenz Bayern erarbeitet werden.

4 Methodisches Vorgehen

Im ersten Schritt wurde in Microsoft® Excel ein Bilanzierungsmodell entwickelt, um die Material- und Energieflüsse der Biogasprozesskette zu beschreiben und die resultierenden THG-Emissionen und den kumulierten Energieverbrauch zu berechnen. Diese Excel-Anwendung deckt ein großes Spektrum an Einsatzstoffen aus der Landwirtschaft ab und ermöglicht neben der Spezifizierung der Daten zum Anbaumanagement eine detaillierte Stickstoffbilanzierung sowie betriebsindividuelle Eingaben zur Konfiguration und zum Management der Biogasanlage. Verschiedene Gutschriften und Allokationsmethoden wurden integriert. Zusätzlich zur Berechnung des Status der THG- und KEV-Bilanz des Biogasbetriebes bietet das Modell die Möglichkeit, unterschiedliche Szenarien für die Verminderung der Umweltwirkungen zu analysieren.

Im zweiten Schritt war dieses Modell in eine Anwendung für Praktiker umzusetzen, welche leicht verständlich, komfortabel zu bedienen und im Grundsatz frei verfügbar sein sollte. Auf Grund der Vorteile geringer Nutzungs- und Aktualisierungsbarrieren und der effizienten Programmierung wurde entschieden, hierfür eine webbasierte Anwendung zu entwickeln.

4.1 Methodische Konzeption des Bilanzierungsmodells

Um eine möglichst betriebsindividuelle Abschätzung der Treibhausgas- und Energiebilanz vorzunehmen, wird ausgehend von Standardwerten die Bilanz durch die Angaben des Nutzers zunehmend konkretisiert. Während Aktivitätsdaten größtenteils vom Nutzer abgefragt werden, wurde bei Bilanzgliedern mit vergleichsweise geringer Bedeutung für das Endergebnis (geringe Bilanzanteile/Datensensitivität) zu Gunsten der Benutzerfreundlichkeit auf eine Abfrage verzichtet. In diesen Fällen wurde eine umfangreiche Datenbasis mit Standardwerten hinterlegt oder Parameter werden auf der Grundlage von Modellen errechnet. Diese Datenbasis speist sich aus der einschlägigen wissenschaftlichen Literatur, wie im Folgenden dargelegt, sowie aus Fach-Datenbanken [19],[20],[21],[22].

4.2 Bilanzierungsstandards

Als Global Warming Potential werden die Werte nach IPCC [23] für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren verwendet: 1 kg CO₂-Äq. kg⁻¹ für CO₂, 25 kg CO₂-Äq. kg⁻¹ für CH₄ sowie 298 kg CO₂-Äq. kg⁻¹ für N₂O. Als Bilanzzeitraum wird ein Wirtschaftsjahr betrachtet.

4.2.1 Systemgrenzen und funktionelle Einheiten

Dem Bilanzierungsmodell liegt eine Betriebszweig-Betrachtung zu Grunde, welche modular an eine Betrachtung des landwirtschaftlichen Gesamtbetriebes angeknüpft werden könnte (Abbildung 4). Am Beginn der betrachteten Prozesskette steht die Rohstoff-/Substratbereitstellung „von der Wiege“ ab. Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft und Reststoffe werden aufgrund des hohen Aufwandes „ab dem Hoftor“ bilanziert. Die Verteilung von elektrischer Energie im Stromnetz und die vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten beim Endverbraucher können kaum umrissen werden. Deshalb wird die Biogasproduktion und -verwertung „bis zum Fabrikator“, d. h. der Einspeisung ins Stromnetz (ohne Berücksichtigung von Umspannverlusten) bilanziert. Ein detailliertes Schema der Prozesskette findet sich in Anhang 5.

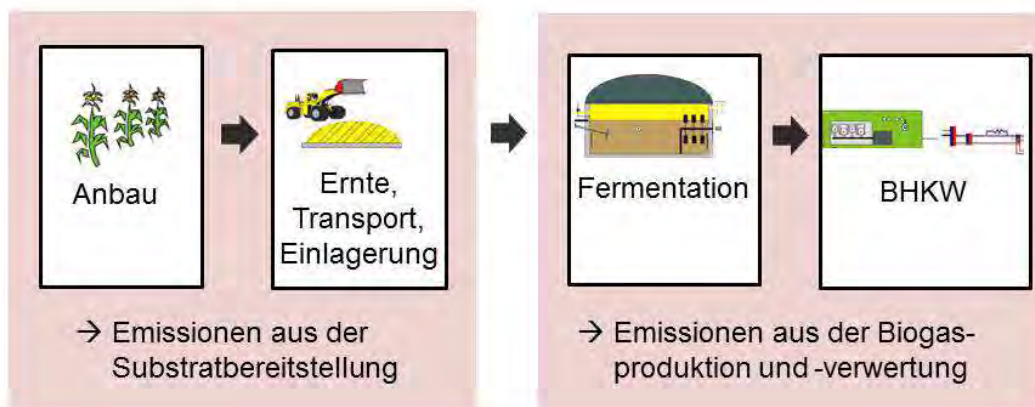


Abbildung 4: Schematische Darstellung der betrachteten Prozesskette, gegliedert in die Bereiche der Substratbereitstellung und der Biogasproduktion/-verwertung

Die berechneten Umweltwirkungen werden auf die Nutzenergie in Form von Wärme und Strom bezogen. Funktionelle Einheiten sind also eine Kilowattstunde abgegebene Wärmeenergie (kWh_{th}) und eine Kilowattstunde Netto-Stromabgabe (kWh_{el}). In der Webanwendung wurde die Aufteilung der Emissionen und Energieverbräuche auf Strom und Wärme mittels Allokation vorgenommen (siehe 4.4.1.12).

Substratzukauf und Gärrestabgabe werden wie innerbetriebliche Prozesse betrachtet, da sie zum Betriebszweig Biogas gehören und Daten zum Anbaumanagement fremder Betriebe oft nicht vorliegen. Eine größere Transportdistanz kann in der Bilanz durch Angabe des Anteils an zugekauften Energiepflanzen an der gesamten Einsatzstoffmenge und der durchschnittlichen Transportentfernung berücksichtigt werden. Auch der Dieselbedarf für den Gärresttransport wird nach Angabe des Zukaufs aufgeteilt und auf die Energiepflanzen entsprechend der zugehörigen Feld-Hof-Entfernung oder außerbetrieblichen Transportdistanz umgelegt.

Das gewonnene Biogas kann auf unterschiedlichen Pfaden verwertet werden. In diesem Projekt wurde ausschließlich die Verwertung des Biogases im BHKW am Standort der Biogasanlage bilanziert, da dieses Verfahren nach wie vor die Biogasverwertung dominiert. Hierbei entsteht als Koppelprodukt der Stromerzeugung zusätzlich Wärme, welche zum Heizen, Trocknen oder Kühlen eingesetzt werden kann. Eine Aufbereitung des Roh-Biogases zu Biomethan für die Einspeisung in das Gasnetz erfolgte in Deutschland zum 31.12.2013 lediglich in 144 von insgesamt 7850 Biogasanlagen. Die durchschnittliche Einspeiserate dieser Anlagen betrug $412 \text{ m}^3_{\text{N}} \text{ h}^{-1}$, entsprechend einer Äquivalenzleistung von ca. $850 \text{ kW}_{\text{el}}$ [24]. Die durchschnittliche installierte Leistung aller Biogasanlagen betrug demgegenüber $451 \text{ kW}_{\text{el}}$ [25]. In Bayern betrug die gesamte installierte elektrische Äquivalenzleistung der Biogasanlagen $775 \text{ MW}_{\text{el}}$ (Stand: 31.12.2013), davon $43 \text{ MW}_{\text{el}}$ auf Anlagen mit Biogasaufbereitung und –Netzeinspeisung [26]. Ein einheitlicher Nutzungspfad für das eingespeiste Biomethan kann praktisch nicht angegeben werden.

Ein weiteres Koppelprodukt der Biogasproduktion ist der Gärrest/Gärrückstand (manchmal auch als Gärprodukt bezeichnet), der als Dünger im Pflanzenbau Verwendung findet.

4.3 Treibhausgas- und Energiebilanz der Substratbereitstellung

Die Einsatzstoffe werden klassifiziert nach Energiepflanzen, Gülle/Mist und Reststoffen. Energiepflanzen werden unterteilt nach den Produkten Silage, Grüngut, Körner, Stroh/Heu sowie nach der Herkunft vom Acker- oder Grünland.

4.3.1 Energiepflanzen

Für die Schnittstelle zur Biogasproduktion werden die Bilanzergebnisse für die Einsatzstoffe/Biogasfrüchte frei Eintrag berechnet. Von den angegebenen eingesetzten Mengen werden in Abhängigkeit vom Erfassungsort (frei Silo / frei Eintrag / frei Feld) Verluste durch Reinigung, Trocknung und Lagerung abgezogen (vergleiche 4.3.1.2).

Die folgenden Substrateigenschaften sind in der Datenbank hinterlegt: Massenanteile an Trockenmasse (TM), organischer Trockenmasse (oTM), Stickstoff (N), Phosphor (P) und Kalium (K). Weitere Angaben zu Rohprotein, Rohfaser und Rohfett sowie Verdaulichkeitsquotienten für die Weender-Fractionen [27] werden verwendet, um die Methanausbeute abzuschätzen. Die Daten wurden ergänzt um Angaben zum TM-Anteil im Grüngut, zum Hauptprodukt-Nebenprodukt-Verhältnis [28], zu den Erträgen bei Hauptfrucht- bzw. Zwischenfruchtanbau, zu den Feld-/Trocknungs-/Silo- und Lagerverlusten, zum Saatgutbedarf [28],[29],[30],[31], zum Pflanzenschutzmittelbedarf sowie zu den Reinigungs- und Trocknungsanteilen für Getreidekörner [19].

4.3.1.1 Erträge

Im Energiepflanzenanbau wurden spezifische bayerische Anbaubedingungen berücksichtigt. Die Standard-Ertragswerte spiegeln das fünfjährige Mittel für Bayern wieder [29]. Ergänzt wurden diese Ertragsdaten um Angaben von Dilger & Faulhaber [30]. Literaturquellen für Zwischenfruchternten oder einzelne Feldfrüchte sind in der Datenbank dokumentiert. Das Verhältnis des Haupternteertrags zum Nebenprodukt wurde aus den Angaben der Düngeverordnung abgeleitet [28]. Die Erträge können bei Bedarf im Excel-Modell angepasst werden. In der Web-Anwendung kann das Ertragsniveau (weniger günstig/günstig/sehr günstig) und der Anbau der Energiepflanzen in Haupt- oder Zwischenfruchtstellung gewählt werden. Für Wachstumsperiode (Anbaudauer) und Schnitthäufigkeit von Gras und Klee gras sind Standardwerte hinterlegt, die vom Anlagenbetreiber spezifiziert werden können.

4.3.1.2 Verluste

Ein TM-Verlust bei den Energiepflanzen verursacht einen geringeren Biogasertrag bezogen auf die Anbaufläche. Bei den Silage-Verlusten zeigt sich in der Praxis eine große Spannweite von 5 bis 30 % der eingelagerten TM [32]. Eine Feldstudie von Richter & Röhl [33] zeigt, dass bei Maissilage von 8 % unvermeidbaren Verlusten auszugehen ist, während ohne Folien-Abdeckung die Verluste durchschnittlich doppelt so hoch sind. Nach Köhler et al. [34] sind die Verluste bei Grassilage aufgrund einer guten Silierpraxis mit denen von Mais vergleichbar, auch wenn hier eine größere Heterogenität gefunden wurde. Vetter et al. [35] ermittelten in einem Praxissilo Gesamtverluste aufgrund von Fehlgärungen von 22 % bei Maissilage bzw. 24 % bei Sudangrassilage. Die CO₂-Äq-Emissionen durch die Freisetzung von CH₄ und NH₃ aus der Silage werden als vernachlässigbar gering erachtet [36].

Für Körner oder getrocknete Produkte werden Verluste durch Reinigung und Trocknung nach Schraml & Effenberger [19] berücksichtigt.

4.3.1.3 Saat- und Pflanzgut

Für Biogasfrüchte sind Faustzahlen für Saat- und Pflanzgutmengen hinterlegt. Auf eine Abfrage der Saatgutmenge wird verzichtet. Als Vorleistungswerte für die Herstellung des Saatgutes werden weltweite Marktwerte ab Regionallager nach Ecoinvent [21] verwendet. Eine Ausnahme bildet Raps, welcher ab Saatguterzeuger in Deutschland betrachtet wurde. In Anlehnung an [21] wurde zwischen ökologischem und konventionellem Saatgut unterschieden.

4.3.1.4 Pflanzenschutzmittel

Für die Vorleistungen der Herstellung von Pflanzenschutzmitteln (PSM) wird ein Wert des weltweiten Marktes für unspezifische Pestizide von 11,256 kg CO₂-Äq. kg Wirkstoff⁻¹ verwendet [22]. Darin werden Herbizide, Insektizide, Fungizide und Wachstumsregler zusammengefasst. Da Pflanzenschutzmitteln für die Treibhausgas- und Energiebilanz eine geringe Bedeutung zukommt, wird auf eine Abfrage der Anwendungsmengen verzichtet und es werden für einige Fruchtarten durchschnittliche Wirkstoffeinsatzmengen angesetzt (siehe Anhang 2). Hierzu werden Daten über die Pestizidgruppen, die einzelnen Präparate, die enthaltenen Wirkstoffe und die durchschnittliche empfohlene Aufwandmenge verwendet, wie bei Schraml & Effenberger [19] beschrieben, und um das Wirkstofffranking und die entsprechenden Behandlungsindizes (Aufwandmenge nach Frucht und Pestizidgruppe) aus Roßberg et al. [37],[38] ergänzt. Zur Berechnung wurde folgende Formel angewendet:

$$y = \sqrt{BI * \frac{z}{100}} * x * \sqrt{BI * \frac{z}{100}}$$

y = durchschnittlich ausgebrachte Wirkstoffmenge (kg)

x = durchschnittliche empfohlene Wirkstoffausbringmengen (kg/ha)

BI = Behandlungsindex einer Pestizidgruppe

z = Bedeutung des Wirkstoffes innerhalb einer Pestizidgruppe (%)

4.3.1.5 Kraftstoffbedarf

Der Kraftstoffbedarf landwirtschaftlicher Maschinen für Feldarbeiten wurde mit dem Feldarbeitsrechner des KTBL [39] für beschriebene Standardverfahren [40] ermittelt. Für die Berechnung des Kraftstoffbedarfs können ökologische/konventionelle Wirtschaftsweise, wendende/nicht wendende Bodenbearbeitung, Feldgröße, Feld-Hof-Entfernung sowie Transportentfernung für außerbetriebliche Ernte und Gärresttransporte variiert werden. Es werden Maschinen im kleinen Leistungsbereich (67 kW) angenommen. Mitberücksichtigt wird der Dieselbedarf von Erntemaschinen, die von Lohnunternehmen bereitgestellt werden. Die Erntemaschinen werden nach den Angaben für die Flächenklasse von 20 ha gewählt. Die Daten für die Arbeitsverfahren nach [39] werden für einen mittleren Bodenwiderstand und mittlere Erträge modelliert.

Der Dieselbedarf wird ermittelt für: Getreide-GPS (Dieselbedarf modelliert für Weizen), Zuckerhirse (*Sorghum bicolor*), Sudangras (zwei Ernten), Futterrüben, Topinambur, Ackergräser (Häcksler), Leguminosen-Grasgemenge (Häcksler), Dauergrünland (Häcksler), Silomais und Corn-Cob-Mix. Der Dieselbedarf zur Getreidekorn-Produktion wurde bisher nicht erfasst, weshalb Körnerprodukte aktuell nicht als Einsatzstoff in der Web-Anwendung ausgewählt werden können.

Für den Transport vom Silo/Lager zur Eintragsvorrichtung der Biogasanlage wird ein Kraftstoffbedarf von 0,38 l t FM⁻¹ angesetzt (eigene Berechnung nach Angaben von [39]).

4.3.1.6 Dieselherstellung und –verbrauch

Für die Herstellung von Dieselkraftstoff wird nach [21] eine Emissionsintensität von $0,51199 \text{ kg CO}_2\text{-Äq. kg}^{-1}$ Diesel angesetzt. Als Emissionsfaktor für die Diesel Verbrennung wurde der Feldtransport mit $82726,55 \text{ kg CO}_2\text{-Äq. TJ}^{-1}$ nach [23] verwendet. Es wird mit einer Energiedichte für Diesel von $0,000043 \text{ TJ kg}^{-1}$ und einer Dichte von $0,83 \text{ kg l}^{-1}$ gerechnet [21].

4.3.1.7 Kalkung

Bei der Kalkung wird bisher abweichend zu den IPCC-Guidelines 2006 [23] nicht zwischen Kalkstein und Dolomit unterschieden. Für die Herstellung von Kalk werden $0,31049 \text{ kg CO}_2\text{-Äq. kg Ca}^{-1}$ angesetzt [20]. Werden verschiedene Kalke (Brantkalk und andere) berücksichtigt [41] und nach deren Absatz in Bayern gewichtet [42], ergibt sich ein Wert von $0,315 \text{ CO}_2\text{-Äq. kg Ca}^{-1}$. Für die Kalkgabe wurde angenommen, dass alle drei Jahre eine Erhaltungskalkung stattfindet. Auf einen Ackerboden mit einem Humusgehalt $<4 \%$ wird in Abhängigkeit von pH-Wert und Bodenart eine Menge von 7 bis $20 \text{ dt CaO ha}^{-1}$ ausgebracht [43]. Vereinfachend wird hieraus der Mittelwert von $13,5 \text{ dt CaO ha}^{-1}$ Kalk angenommen. Für Grünlandböden mit maximal 15% Humus liegt die Erhaltungskalkung zwischen 4 und 8 dt CaO ha^{-1} und wird mit 6 dt CaO ha^{-1} angenommen. Der Kalk-Abbau im Boden und dessen Umwandlung in CO_2 wurden stöchiometrisch aus Kalkstein abgeleitet: $0,12 \text{ kg C kg CaCO}_3^{-1}$ [44].

4.3.1.8 Maschinen

Die Vorketten der Maschinen zur Landbewirtschaftung, Ernte, Einlagerung und Beschickung der Biogasanlage wurden unter der Annahme vernachlässigt, dass diese bereits im Betrieb vorhanden waren (vergleiche [12]).

4.3.1.9 Direkte Lachgasemissionen

Direkte Lachgasemissionen, die nach IPCC [23] im Mittel mit 1% der gesamten ausgebrachten Stickstoffmenge angesetzt wurden, stellen aufgrund der Spannweite des Emissionsfaktors von $0,1\text{-}3 \%$ und der Lognormalverteilung die größte Unsicherheit der Bilanzergebnisse von Bachmaier [12] dar. Durch die Verwendung regionaler Emissionsfaktoren nach Dechow & Freibauer [45] kann diese Unsicherheit verringert werden. Die Emissionsfaktoren für Ackerland und Grünland werden im Bilanzierungsmodell jeweils nach Landkreis differenziert.

4.3.1.10 Indirekte Lachgasemissionen

Die Freisetzung von Ammoniak führt zu einer Deposition von Stickstoff auf dem Boden und auf Pflanzenteilen. Aus diesem Stickstoff entsteht durch mikrobiologische Umsetzung ebenfalls teilweise Lachgas. Diese indirekten Lachgasemissionen werden mit $0,01 \text{ kg N}_2\text{O-N kg NH}_3\text{-N}^{-1}$ angesetzt [23].

Die Höhe der Ammoniakemissionen bei der Gärrestausrückführung hängt von der angewandten Ausbringtechnik ab (siehe Anhang 3). Folgende Ausbringtechniken werden im Modell abgebildet: Breitverteilung, Schleppschlauch, Schleppschuh, Schlitzen oder Injektoren, jeweils unterschieden nach Grünland/Ackerland und Einarbeitungszeit (ohne Einarbeitung / Einarbeitung innerhalb von 4 Stunden). Für die Bewertung wurden Emissionsfaktoren nach dem Inventar für Schweinegülle bei einer Temperatur von 15 °C verwendet [46]. Die Temperaturabhängigkeit der indirekten Lachgasemissionen aufgrund dieser Ammoni-

Ammoniakemissionen wird wegen der aufwendigen Modellierung mit Wetterdaten und der fehlenden Informationen zu den exakten Ausbringzeiten der Gärreste und der mineralischen Düngemittel vernachlässigt.

Ammoniakemissionen aus mineralischen Düngern hängen von der Art der Düngemittel ab. Während Harnstoff und Ammonium-Nitrat-Harnstofflösung (AHL) Emissionen von ca. $0,11 \text{ kg NH}_3\text{-N kg N}^{-1}$ aufweisen, sind die Emissionen anderer N-Dünger mit $0,01 \text{ kg NH}_3\text{-N kg N}^{-1}$ vergleichsweise gering. Gewichtet nach dem Absatz Stickstoffhaltiger Düngemittel in Bayern 2011/2012 nach [42] ergibt sich der hier verwendete Emissionsfaktor von $0,02 \text{ kg NH}_3\text{-N kg N}^{-1}$.

Weitere indirekte Lachgasemissionen werden durch Nitratauswaschung verursacht. Bei einer Auswaschung von $0,3 \text{ kg N}$ bezogen auf den ausgebrachten Stickstoff entstehen Lachgasemissionen von $0,0075 \text{ kg N}_2\text{O-N kg N}^{-1}$, die in der Bilanz berücksichtigt werden [23].

4.3.1.11 Düngebedarf der Energiepflanzen

Im Stoffstrommodell wird der Gärrest aus Energiepflanzen im Sinne eines geschlossenen Kreislaufs anteilig der Pflanzenproduktion zugeführt. Da für das Vorjahr keine Daten vorhanden sind, wird angenommen, dass der Einsatzstoffmix und der Energiepflanzenanbau gleichbleibend sind und im Bilanzjahr derselbe N-Bedarf wie im Vorjahr besteht (Abbildung 5).

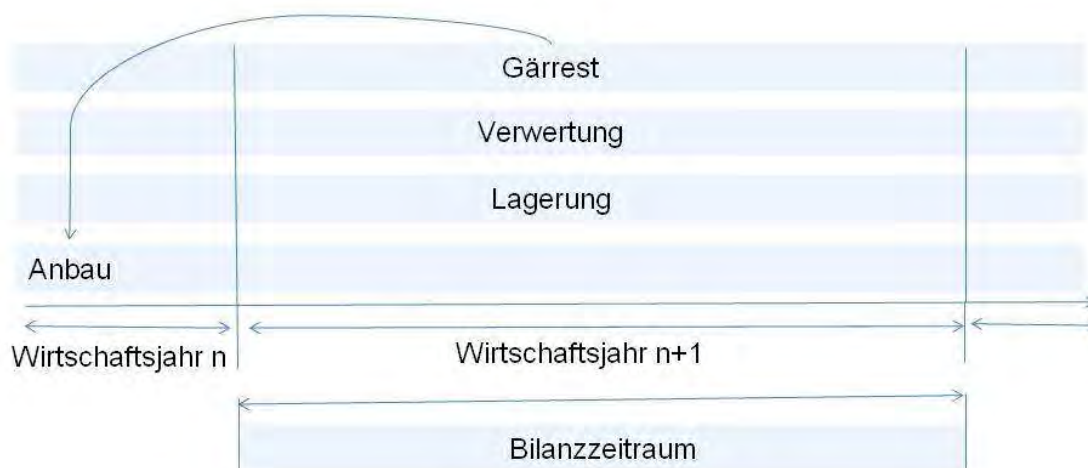


Abbildung 5: Modellhafter Bilanzzeitraum für die Energiepflanzenproduktion

Der N-Bedarf von Energiepflanzen wird mit dem N-Entzug über die Ernteprodukte gleichgesetzt. Eine Sonderstellung nehmen Leguminosen ein, welche in der Lage sind, durch Symbiose mit Knöllchenbakterien Stickstoff aus der Luft zu binden. Bei Grünland wird ein Leguminosen-Anteil von 10 % im Bestand angenommen, bei Klee gras für ökologisch wirtschaftende Betriebe 60 % bzw. für konventionell wirtschaftende Betriebe 30 %. Dem Leguminosen-Anteil im Bestand wurde eine N-Fixierungsleistung in kg t FM^{-1} nach Wendland et al. [43] zugeordnet. Diese Stickstofffixierung wird von der in den Ernteprodukten enthaltenen N-Menge abgezogen, um den N-Bedarf zu errechnen. Aus dem N-Bedarf wird ein Schlüssel generiert, um die anfallende Gärrest-N-Menge auf den Energiepflanzenanbau zu verteilen.

4.3.1.12 Organische Gärrest-Düngung

Die Stickstoffmenge im Gärrest wird über den Substratmix berechnet (siehe 4.4.1.3) und gegebenenfalls um NH_3 -Verluste aus der Lagerung korrigiert. Die N-Menge in Gülle und Mist wird in Form von Gärrest an den Wirtschaftszweig Futterbau abgegeben und von der verbleibenden N-Menge im Gärrest (nach Lagerung) abgezogen. Der übrige Gärrest-Stickstoff wird nach den N-Bedarfsanteilen der Energiepflanzen (siehe 4.3.1.11) aufgeteilt und ausgebracht.

4.3.1.13 Gutschrift für überschüssigen Stickstoff

Ist der theoretische Gärrestbedarf (=N-Bedarf der Kulturen korrigiert um die Verluste der Gärrest-Ausbringung in Form von N_2O , NH_3 und NO_3^-) kleiner als die vorhandene Gärrestmenge, wird eine Gutschrift für den überschüssigen Stickstoff vorgenommen. Dieser kann als Düngemittel an andere Wirtschaftszweige abgegeben werden. Hierzu wird die N-Menge des Gärrestes entsprechend der Emissionsintensität der Herstellung von Mineraldünger bewertet (vergleiche 4.3.1.14) und nach den oTM-Anteilen der Energiepflanzen alloziert. Diese Berechnung kann für Auswertungen der absoluten Zahlen im Excel-Tool interessant sein.

4.3.1.14 Mineralische Düngung

Die Produktion mineralischer N-Düngemittel ist mit einem hohen Energieaufwand und entsprechenden THG-Emissionen verbunden. Die Abfrage der eingesetzten Menge an Mineraldünger ist deshalb von großer Bedeutung für eine treffsichere Bilanzierung. Ist diese Menge nicht bekannt, wird ein optimales Düngeregime angenommen und es wird die zusätzlich benötigte Mineraldüngermenge berechnet, um eine ausgeglichene Stickstoffbilanz zu erhalten. Hierzu wird ermittelt, welche Gesamtmenge an ammoniakalischem N nach Abzug von Ausbringverlusten aus dem Gärrest zur Verfügung steht. Diese Menge wird vom N-Bedarf der Energiepflanzen abgezogen. Die Differenz beschreibt den Einsatz an Mineraldünger-N. Zum Bedarf werden mehrschnittigen Kulturen (Kleegras, Grünland, Klee) zusätzlich 30 kg mineralischer Stickstoff als Startgabe angerechnet [43],[47].

Für die Herstellung von mineralischem Stickstoffdünger werden eine Emissionsintensität von $7,5777 \text{ kg CO}_2\text{-Äq. kg N}^{-1}$ [44] und ein Energiebedarf von $14,172991 \text{ KEA kWh kg N}^{-1}$ [22] angesetzt. Die direkten Lachgasemissionen aus der mineralischen Stickstoffdüngung werden wie für die organische Dünger (4.3.1.12) mit Hilfe Landkreis spezifischer Emissionsfaktoren berechnet. P und K aus den Energiepflanzen bleiben bei der Vergärung weitgehend erhalten, weshalb angenommen wurde, dass keine zusätzliche mineralische Düngung mit diesen Nährstoffen erforderlich ist.

4.3.2 Gülle/Mist

Auch die Bereitstellung von Gülle und Mist ist mit Treibhausgasemissionen verbunden. Emissionen aus der Tierhaltung (enterische Fermentation, Bereitstellung von Futtermitteln, Emissionen im Stall und im Lager) können durch Allokation auf verschiedene Produkte (z. B. Fleisch, Milch, Gülle) aufgeteilt werden. Während eine umfassende Bewertung der diversen Tierhaltungssysteme außerhalb der Zielstellung dieses Projektes liegt, sind Standardwerte auf Grund der Variabilität der Aufzucht-/Haltungs- und Fütterungsbedingungen nicht verfügbar. Im vorliegenden Modell wird die Stickstoffmenge aus Gülle und Mist in Form von Gärrest an den Wirtschaftszweig Futterbau abgegeben. Die Nutzung von Gülle und Mist zur Biogaserzeugung stellt damit sozusagen eine Veredelung dar, ohne jedoch die Endnutzung wesentlich zu verändern (Produkt und Edukt werden als Dünger

eingesetzt). Die Emissions- und Energielasten der organischen Dünger werden als durchlaufende Posten betrachtet, die außerhalb der Systemgrenze von Interesse sein können, für die weitere Bilanz der Biogas-Früchte jedoch vernachlässigt werden. Die damit verbundenen Umweltwirkungen werden somit in den Bereich Futterbau verlagert. Ebenso vernachlässigt werden die Auswirkungen der Behandlung in der Biogasanlage auf die Düngewirksamkeit, das Emissions- und Auswaschungsverhalten und die Humuswirkung.

4.3.3 Reststoffe

Die Bereitstellung weiterer Einsatzstoffe, welche als Nebenprodukte oder Abfall klassifiziert werden können, kann im vorliegenden Modell auf Grund methodischer Schwierigkeiten nicht bilanziert werden. Es fehlen Informationen zu den vielfältigen Umweltwirkungen der Herstellung und deren Allokation auf Haupt- und Nebenprodukt(e). Auch Informationen zur Verwertung von Gärrest aus Rest- und Abfallstoffen sowie zu Emissionen aus dem Transport sind schwer zu erfassen. Derzeit sind im Modell Daten zur Zusammensetzung und zur Methanausbeute verschiedener Reststoffe hinterlegt, unterteilt in die Unterkategorien Futtermittel, Lebensmittelindustrie, Industrievorprodukte, Reststoffe aus der Körnerverarbeitung, Milchverarbeitung, Rüben-/Knollen-Verarbeitung, Ölfruchtverarbeitung, Öle und Fette, Treber/Schlempe/Pülpe, Schlachtabfall sowie Abfall.

4.4 Treibhausgas- und Energiebilanz der Biogasproduktion und – Verwertung

Die Emissionsfaktoren für Methanverluste und Ammoniakemissionen aus den Prozessabschnitten der Biogasproduktion und –verwertung wurden, wie im Folgenden dargestellt, aus der Fachliteratur und aus Expertenwissen abgeleitet.

4.4.1.1 Baustoffe zur Errichtung der Biogasanlage sowie Betriebsmittel

Die THG-Emissionen bzw. der Energieverbrauch bei der Herstellung der Baustoffe werden nach [49] mit $2,87 \text{ g CO}_2\text{Äq kWh}_{\text{el}}^{-1}$ bzw. $0,01 \text{ kWh}_{\text{KEV}} \text{ kWh}_{\text{el}}^{-1}$ abgeschätzt. Im Bilanzierungsmodell vernachlässigt werden der Bau der Anlage sowie die Bereitstellung von Betriebsmitteln wie Gärhilfsstoffen, Aktivkohle u. a.

4.4.1.2 Berechnung der produzierten Methanmenge

Der erzeugte Methanertrag wird zurückgerechnet aus der eingespeisten Strommenge, da diese als relativ zuverlässig gelten kann. Alle Methanemissionen entlang der Prozesskette werden als Emissionsfaktoren in Bezug auf den berechneten Methanertrag (vor jeglichen Verlusten) ausgedrückt (Abbildung 6).

In das Rechenmodell wurde zusätzlich die Abschätzung des theoretischen Methanertags nach dem sogenannten „Futterwertmodell“ [50],[51] integriert, um diesen Wert mit dem aus der Stromerzeugung berechneten Methanertrag zu vergleichen. Ziel war es, auf diesem Weg evtl. eine eingeschränkte Abbauleistung oder Leckagen auf der Anlage identifizieren und Anlagenbetreiber auf solche Aspekte hinweisen zu können. In der Szenario-Analyse könnte so untersucht werden, wie sich die Steigerung der Prozesseffizienz auf die Treibhausgas- und Energiebilanz auswirken würde. Auf Grund fehlender Validierungsmöglichkeiten wurde diese Funktionalität in der Web-Anwendung nicht umgesetzt.

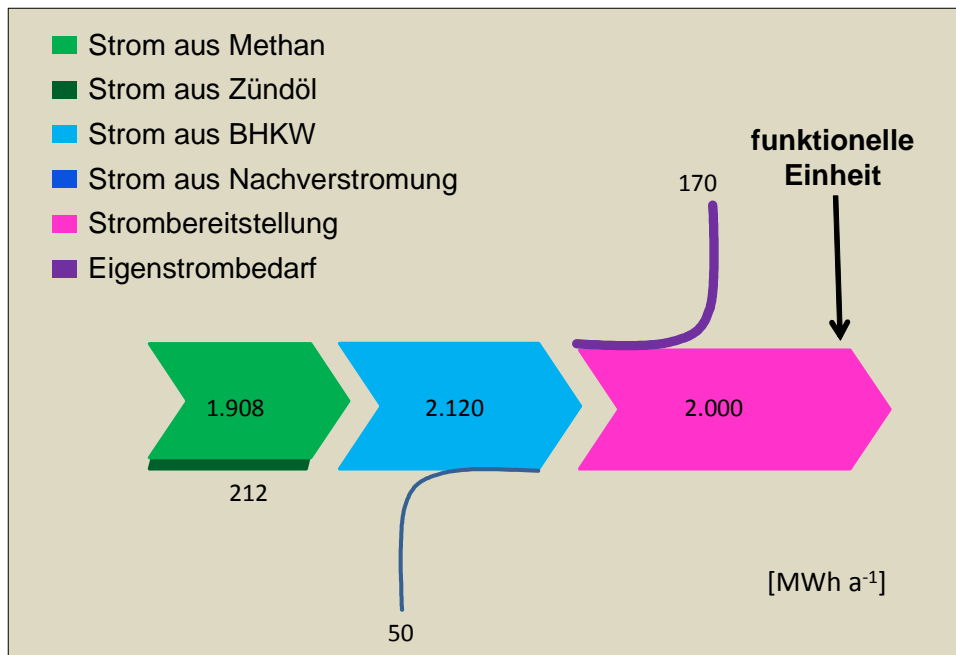


Abbildung 6: Sankey-Diagramm für die betrachteten Energieströme anhand eines Rechenbeispiels für ein Zündstrahl-BHKW

4.4.1.3 Indirekte Lachgas- (NH_3 -) Emissionen aus einem offenen Gärrestlager

Der Stickstoffanfall im Gärrest wurde über die N-Gehalte [17] und die erfassten Einsatzmengen der Substrate nach LfL [28] berechnet. Der in Gärrestanalysen ermittelte Ammonium-Anteil kann vom Anlagenbetreiber angegeben werden, ansonsten wird ein Anteil von 65 % $\text{NH}_4^+\text{-N}$ am Gesamt-N angenommen [52].

Die Ammoniakfreisetzung aus einem nicht abgedeckten Gärrestlager, das nicht mit einer Schwimmschicht bedeckt ist, wird im Grundsatz gleich bewertet wie diejenige aus einem offenen Güllelager [8]. Auf Grund des erhöhten Ammonium-Anteils im Gärrest wird der Emissionsfaktor für Schweinegülle von $0,015 \text{ kg NH}_3\text{-N kg NH}_4^+\text{-N}^{-1}$ verwendet. Bei Vorhandensein einer Schwimmschicht oder einer gasdichten Abdeckung wird davon ausgegangen, dass keine NH_3 -Emissionen auftreten.

4.4.1.4 Methanemissionen aus einem offenen Gärrestlager

Für die Methanemission aus einem offenen Gärrestlager wird ein EF von 1.5 % angesetzt. Dies entspricht dem Grenzwert für das Restgaspotential (gemessen für 60 Tage und 20°C) nach VDI-Richtlinie 3475-4 [53], ab welchem in Biogasanlagen, die nicht ausschließlich Gülle vergären, eine Biogaserfassung im Gärrestlager erforderlich wird. Ähnliche Werte zeigen sich an Praxisbiogasanlagen, wobei hier eine große Streuung zwischen den Anlagen vorliegt [54]. Durch die gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers und die Anbindung an die Methanstrecke werden diese Emissionen verhindert.

4.4.1.5 Methanemission mit dem BHKW-Abgasstrom

Die Methanemission mit dem Abgasstrom aus dem BHKW („Methanschluß“) resultiert aus einer unvollständigen Verbrennung im Motor und wird mit 1.5 % angenommen. Dieser Wert wurde aus den Untersuchungen von Aschmann & Effenberger [55] abgeleitet. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die veröffentlichten Messwerte nicht explizit den Me-

thanschluß, sondern die Gesamtkonzentration an Kohlenwasserstoffen im Abgas widerspiegeln. Der Anteil von Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffen im Abgas von Biogas-BHKW ist in der Regel vernachlässigbar gering.

4.4.1.6 CO-Emission mit dem BHKW-Abgasstrom

Kohlenmonoxid (CO) hat ein GWP von $1,9 \text{ kg CO}_2\text{-Äq. kg}^{-1}$ [56]. Die geringe Fracht von CO mit dem Abgasstrom bleibt in der THG-Bilanz unberücksichtigt.

4.4.1.7 Diffuse Methanemissionen: unvermeidbare/vermeidbare Emissionen und Überdruck-Ereignisse

Diffuse Methan-Emissionen aus Biogasanlagen können an diversen Stellen auftreten. Zu berücksichtigen sind flächenhafte Quellen, wie Permeation durch Foliendächer und offene Vordächer, sowie Punktquellen, wie der Feststoffeintrag, offene Überläufe, Überdrucksicherungen, Schaugläser, Wartungszugänge, Seildurchführungen, die Befestigung des Foliendaches, Schraub-/Flanschverbindungen und Entnahmestellen für Gärrest. Manche dieser Quellen können durch eine regelmäßige Wartung kontrolliert werden, z. B. durch die tägliche Prüfung des Wasserspiegels in der Überdrucksicherung oder den rechtzeitigen Austausch von Teilen, um einer Materialschwäche vorzubeugen. Die Datenbasis für die tatsächlichen diffusen Methanverluste aus Biogasanlagen ist jedoch schwach. Die Experteneinschätzung für die Emissionsbilanzierung der Energiebereitstellung in Biogasanlagen nach [49] geht von einer Leckagerate von 1 % der produzierten Methanmenge aus. Ähnliche Werte werden von Häring et al. [57] angegeben. Für die Modellierung werden die diffusen Emissionen in drei Kategorien unterteilt, wie in Tabelle 1 dargestellt. Nach Niebaum & Wirth [58] ergibt sich aus der Summe der ersten und zweiten Kategorie ein Emissionsfaktor von 0,5 %. Die Aufteilung ist subjektiv, wird aber als nützlich erachtet, um das Bewusstsein für die verschiedenen Emissionsquellen zu schärfen.

Tabelle 1: Verwendete Emissionsfaktoren für die diffusen Methanemissionen

Kategorie	EF [%]	Quelle
1. unvermeidbare Emissionen	0,2	[36]
2. vermeidbare Emissionen (Leckagen)	0,3	eigene Schätzung
3. Überdruck-Ereignisse	0,5	Schätzung nach [12]

4.4.1.8 Nutzungsgrad des BHKW-Motors

Um im Modell den elektrischen Nutzungsgrad aus der Nennleistung des BHKW abzuleiten, wurden Leistungsklassen gebildet. Aus den Daten von Aschmann & Effenberger [55] konnte jedoch ein enger Zusammenhang zwischen dem elektrischen Wirkungsgrad (η_{el}) und der BHKW-Nennleistung abgeleitet werden:

$$\eta_{el} = 2.7029 \ln(x) + 21.074 \quad (R^2 = 0.9751)$$

Der thermische Wirkungsgrad (η_{th}) zeigte hingegen keine ausreichende Korrelation und wird deshalb mit Hilfe der Stromkennzahl des BHKW ermittelt, die den Unterlagen des BHKW-Herstellers entnommen werden kann.

4.4.1.9 Zündölbedarf

Für die Berechnung der THG-Emissionen und des KEV der Bereitstellung von Zündöl sind im Modell Werte für Rapsöl ($218,79612 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{Hu}}^{-1}$; $1,17 \text{ kWh kWh}_{\text{Hu}}^{-1}$) und für Rapsölmethylester (RME)/Biodiesel ($238,2084 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{Hu}}^{-1}$; $1,23 \text{ kWh kWh}_{\text{Hu}}^{-1}$) nach [59] hinterlegt. Rapsöl besitzt einen Heizwert von $10,50 \text{ kWh kg}^{-1}$ und eine Dichte von $0,92 \text{ kg l}^{-1}$ [60], für RME werden ein Heizwert von $10,30 \text{ kWh kg}^{-1}$ und eine Dichte von $0,88 \text{ kg l}^{-1}$ nach [61] angenommen. Der Zündölbedarf wird standardmäßig mit 10 % der Brutto-Energie-Zufuhr zum BHKW angenommen, falls keine spezifische Angabe durch den Nutzer erfolgt [62]. Moderne Motoren kommen heute mit einem niedrigeren Zündölanteil (ca. 5 %) aus [63].

4.4.1.10 Strombedarf der Biogasanlage

Der Strombedarf für den Betrieb der BGA kann vom Nutzer als prozentualer Anteil am BHKW-Strom angegeben werden. Die für Praxisanlagen berichteten Werte für den Eigenstrombedarfsanteil landwirtschaftlicher Biogasanlagen variieren von 3,7 bis 17,4 % [14],[64],[65],[66]. Kann der Nutzer keine spezifische Angabe machen, wird in Anlehnung an [67] ein Standardwert von 8 % angesetzt.

Der Eigenstrombedarf der BGA kann aus verschiedenen Quellen gespeist werden. Typischer Weise wird der komplette BHKW-Strom in das Netz eingespeist und der Strombedarf für die BGA aus dem öffentlichen Netz bezogen. In diesem Fall wird für die Bilanzierung der deutsche Strommix zu Grunde gelegt. Der Nutzer kann jedoch auch den Bezug von Ökostrom oder Strom aus eigenen EE-Anlagen auswählen (Tabelle 2).

Tabelle 2: Werte zur Emissions- und Energieintensität verschiedener Stromquellen nach [59],[68],[69] (Betrachtungsjahr 2011)

Energieträger	Emissionsintensität $\text{g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{el}}^{-1}$	Quelle	KEV $\text{kWh kWh}_{\text{el}}^{-1}$	Quelle
Wasserkraft	4,48	[68]	1,01	[59]
Windenergie	11,6	[68]	1,03	[59]
Photovoltaik	68,8	[68]	1,30	[59]
Ökostrommix (Erneuerbare Energien)	54,9	[68]	1,60	[59]
Deutscher Strommix	566	[69]	2,65	[59]

4.4.1.11 Wärmebedarf der Biogasanlage

Fehlen dem Anlagenbetreiber Daten zum Wärmebedarf für die Beheizung der Gärbehälter, wird ein Eigenbedarf von 30 % der BHKW-Wärme für die Berechnung angesetzt [64]. Dieser Anteil liegt im oberen Bereich der an Praxisanlagen erhobenen Werte [14],[66]. Er wird reduziert, falls die berechnete BHKW-Wärme nicht ausreicht, um den Wärmeabsatz nach Nutzerangabe zu decken.

4.4.1.12 Wärmenachverstromung

An Standorten mit eingeschränkten/fehlenden Möglichkeiten für den Wärmeabsatz kann die BHKW-Wärme verstromt werden. Die beiden wesentlichen Technologien hierfür sind

ORC-Anlagen (Organic-Rankine-Cycle) und Dampfmotoren. Für diese Techniken wird ein Wirkungsgrad der Umwandlung von Wärmeenergie in Strom von 10 % angenommen.

4.4.1.13 Wärmenutzung

Daten zur externen Wärmenutzung können vom Anlagenbetreiber angegeben werden. Für den Wärmetransport zum Verbraucher wird ein Wärmeverlust von 10 % der angegebenen BHKW-Wärme unterstellt [12].

4.4.1.14 Berechnung der spezifischen Umweltwirkungen

Bei der energetischen Verwertung des Biogases im BHKW werden Strom und Wärme erzeugt. In der Excel-Anwendung können für die Bilanzierung verschiedene Allokationsansätze oder die Gutschriftmethode verwendet werden.

Werden mit der Gutschriftenmethode die Umweltwirkungen allein auf die Strombereitstellung umgelegt, kann als Referenzsystem für die Berechnung der Wärme-Gutschrift entweder eine Erdgasheizung ($284,04 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{th}}^{-1}$) oder ein fossiler Wärmemix mit 58 % Öl-Heizung, 37 % Erdgas-Heizung und 5 % Kohle-Brikett-Heizung ($352,26 \text{ g CO}_2 \text{ Äq. kWh}_{\text{th}}^{-1}$) ausgewählt werden (Werte nach [20],[48]).

Alternativ können die Emissionen der Wärmebereitstellung zugeordnet werden, wobei für die Strom-Gutschrift entweder der deutsche Strommix ($566,00 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{el}}^{-1}$) oder ein fossiler Strommix ($731,0994 \text{ g CO}_2\text{-Äq. kWh}_{\text{el}}^{-1}$) als Referenzsystem ausgewählt werden können (Werte nach [20],[48]).

Im Excel-Modell können neben der exergetischen Allokation weitere Allokationsmethoden gewählt werden. Darunter sind eine energetische (ohne Gewichtung der Energieform), eine finnische/„eta“-Methode (zur Berechnung der Primärenergieeinsparung gegenüber einer getrennten Strom- bzw. Wärmeerzeugung) und eine ökonomische Allokation (Gewichtung nach dem Marktpreis der Energieformen). In der Web-Anwendung wurde die exergetische Allokation nach [59] mit einer Carnot-Effizienz von 0,3546 bei einem Temperaturniveau von 150 °C (423 Kelvin) umgesetzt.

Diese unterschiedlichen Bewertungsansätze sind nur für die Analyse absoluter Werte relevant. Bei der in diesem Projekt vorrangigen Betrachtung relativer Werte (Optimierung versus Ausgangssituation) werden mit verschiedenen Allokationsmethoden einheitliche Ergebnisse erzielt.

4.5 Technische Konzeption der Web-Anwendung

Die Webanwendung des THG-Rechners wurde in PHP programmiert. Aufbau und Handhabung der Webanwendung werden in Kapitel 5 anhand eines Anwendungsbeispiels beschrieben. Das zugrunde liegende Datenmodell wurde aus der Excel-Anwendung abgeleitet und in eine MySQL Datenbank abgebildet. Abbildung 7 zeigt das Datenmodell mit Angabe der Spalten, Primärschlüssel und Relationen. Die Web-Anwendung umfasst derzeit nur die THG-Bilanzierung und nicht die gesamte Funktionalität der Excel-Anwendung, sondern nur diejenigen Teile mit der größten Relevanz für die Nutzer aus der landwirtschaftlichen Praxis. Im Folgenden werden die Details des Datenmodells erläutert. Die Angaben zu den Datenquellen finden sich in den Kapiteln 4.3 und 4.4.



Abbildung 7: Datenmodell der Web-Anwendung

4.5.1 Daten zu den Einsatzstoffen

Um die Eingabe der Daten zu den Einsatzstoffen für den Nutzer so komfortabel wie möglich zu gestalten, erfolgt diese in mehreren Schritten. Im Datenmodell sind die Einsatzstoffe entsprechend in Kategorien gegliedert (Abbildung 8).

4.5.2 Daten zum Kraftstoffverbrauch für die Pflanzenproduktion

Die Tabelle „diesel_substrate“ listet diejenigen pflanzlichen Substrate, für deren Bereitstellung der flächenspezifische Kraftstoffverbrauch berechnet wird (Abbildung 9). Die Ermittlung des Kraftstoffbedarfs wurde auf verschiedene Verfahrensschritte aufgeteilt. Die Tabelle „diesel_cultivation“ enthält die Daten zum Kraftstoffbedarf für die Bestellung. Dieser ist abhängig von der Wirtschaftsweise (konventionell/ökologisch: „management“), der Bodenbearbeitung (wendend/nicht wendend), der durchschnittlichen Schlagfläche und der mittleren Transportentfernung von der Hofstelle. Die entsprechenden Daten für die organische Düngung und die Ernte sind in den Tabellen „diesel_demand“ und „diesel_yield“ hinterlegt. Der Kraftstoffbedarf für den Transport außerbetrieblicher Einsatzstoffe bzw. organischer Dünger ist in separaten Tabellen erfasst.

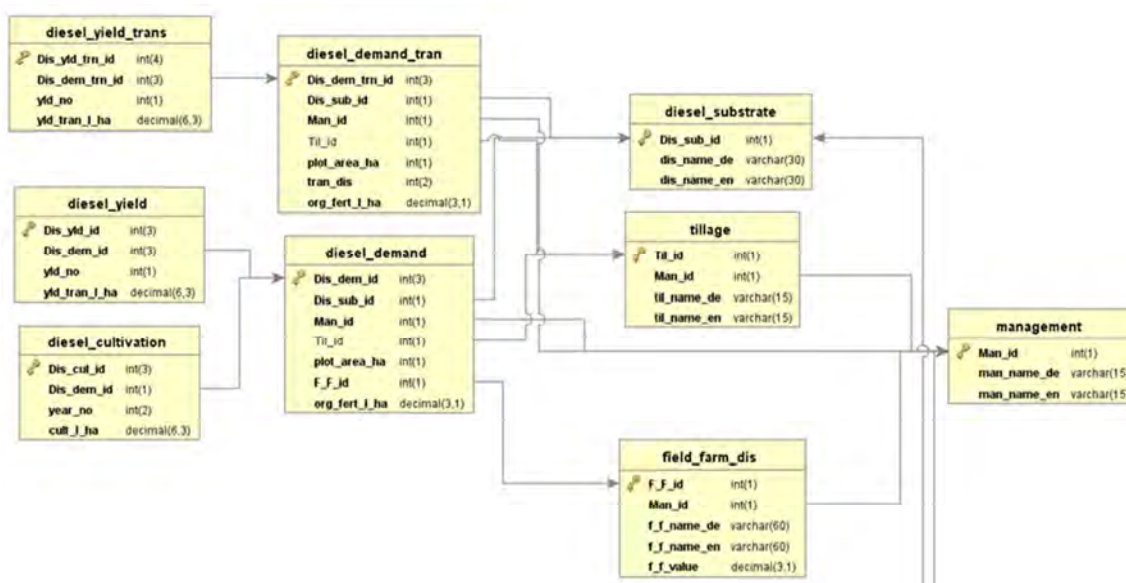


Abbildung 9: Ausschnitt aus dem Datenmodell der Web-Anwendung: Tabellen und Relationen zum Kraftstoffverbrauch

4.5.3 Daten zum Betriebsstandort

Für die Webanwendung wird derzeit nur der Landkreis abgefragt, um den spezifischen Lachgas-Emissionsfaktor für Ackerland und Grünland zuzuordnen. Das Datenmodell erlaubt jedoch eine räumliche Auflösung bis auf Gemeindeebene.

4.5.4 Angaben zur Sprache

Die Webanwendung steht in deutscher und englischer Sprache zur Verfügung. Der Nutzer kann auf der Startseite die gewünschte Sprache auswählen.

4.5.5 Weitere Daten

Alle übrigen Tabellen sind nicht miteinander verknüpft. Diese Daten lassen sich thematisch wie folgt gruppieren:

- Biogasanlage: Motortyp („motor“), Emissionsfaktoren für die Bereitstellung des Zündmediums für den Fall eines Zündstrahlmotors („ign_media“), Emissionsfaktoren für den Fremdstrombezug für die Anlage („energy“) sowie gegebenenfalls Angaben zur Effizienz der Verstromung von Wärmeenergie („elc_prod_tech“)

- Betriebsmittel („material_ef“): Emissionsfaktoren für die Herstellung und den Verbrauch von Diesel, Pflanzenschutzmitteln, Mineraldünger und Kalk
- Trockenmasseverlust ab Feld und Genauigkeit der Mengenerfassung der Einsatzstoffe („menge_gabe“)
- Trockenmasseverlust in der Silage („silage_loss“) in Abhängigkeit von der Qualität und der Siloabdeckung
- Stickstoffverlust in Abhängigkeit von der Ausbringtechnik für den Gärrest („ferm_resd“)

4.6 Berechnungsergebnis

Entsprechend der Eingaben bzw. der hinterlegten Standardwerte werden in der Anwendung die absoluten Werte der THG-Emission und des KEA berechnet und auf die jeweilige funktionelle Einheit umgelegt. Für den Nutzer wird der Anteil der einzelnen Bilanzposten tabellarisch und in Form eines Kreisdiagramms dargestellt. Die Bilanzposten werden hierbei für die Bereiche Substratbereitstellung und Biogasproduktion/-verwertung zusammengefasst und nach „unvermeidbar“ bzw. „Management abhängig“ kategorisiert.

Unter „unvermeidbar“ werden hierbei diejenigen Umweltwirkungen verstanden, die beim Betrieb der BGA prinzipiell unvermeidbar sind oder nur durch Investitionsmaßnahmen verringert werden können. Unter „Management abhängig“ werden diejenigen Umweltwirkungen verstanden, die unmittelbar durch Maßnahmen im laufenden Betrieb verringert werden können. Eine eindeutige Kategorisierung erweist sich allerdings teilweise als schwierig.

4.7 Szenario-Analyse

Das Berechnungsergebnis definiert den Status der Biogasanlage hinsichtlich der THG-Emissionen und des KEV und bildet die Grundlage für eine Szenario-Analyse, mit der die Möglichkeiten zur Verringerung der Umweltwirkungen eingeschätzt werden können.

In der Excel-Anwendung ist die Szenario-Analyse so konzipiert, dass einzelne Maßnahmen entlang der Biogas-Prozesskette ausgewählt oder miteinander kombiniert werden können. Diese sind:

1. Die Verwendung von BHKW-Strom zur Deckung des Strombedarfs der BGA (Überschusseinspeisung)
2. Der Bezug von Ökostrom für die Deckung des Strombedarfs der BGA
3. Die Installation einer automatischen Gasfackel zur Vermeidung von Emissionen bei Überdruckereignissen
4. Die regelmäßige Überprüfung der Anlage auf Leckagen und Montagefehler
5. Die gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers und Anbindung an die Gasstrecke
6. Die Vergrößerung der Gasspeicherkapazität
7. Die Steigerung des Wärmenutzungsgrades auf einen anzugebenden Zielwert.

In der Webanwendung wird derzeit eine vereinfachte Szenario-Analyse angeboten, welche die Verringerung der THG-Emissionen durch ein festgelegtes Bündel der Maßnahmen 1, 3, 5, und 7 berechnet.

Der Effekt der Szenarien kann auf zweierlei Weise berechnet werden: Durch die Vermeidung von Methanverlusten aus der BGA steht mehr Methan für die Verwertung zur Verfügung. Dieses kann entweder genutzt werden, um a.) den Energieertrag des BHKW bei

gleichbleibender Menge an Einsatzstoffen zu steigern oder b.) bei gleichbleibendem Energieertrag weniger Biomasse anzubauen.

Die Substratbereitstellung bleibt bisher bei den Maßnahmen unberücksichtigt. Mögliche künftige Szenarien hierfür sind beispielsweise die Verbesserung des Düngemanagements / bedarfsgerechte Düngung, die Optimierung der Ausbringtechnik für den Gärrest oder die Verringerung von TM-Verlusten durch eine Verbesserung des Silierprozesses. Des Weiteren könnte berechnet werden, wie sich die Grünlandnutzung im Vergleich zu einem Grünlandumbruch darstellt oder welche Auswirkung die Nutzung von Ernteresten auf die Humusbilanz und damit auf die THG-Emissionen hat.

5 Beispieldokumentation

Zur Veranschaulichung der Funktionsweise der Web-Anwendung wird im Folgenden das Beispiel einer Pilot-Biogasanlage aus dem Biogas-Monitoring der LfL betrachtet. Bei der ausgewählten Anlage handelt es sich um ein einstufiges System (d. h. nur ein Gärbehälter) mit einer vergleichsweise hohen spezifischen elektrischen Nennleistung von $240 \text{ kW}_{\text{el}} / 800 \text{ m}^3 = 0,30 \text{ kW}_{\text{el}} \text{ m}^{-3}$. Hauptsubstrat ist Kleegrassilage, weitere Einsatzstoffe sind Mais-silage und Getreideschrot. Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft wird nur in geringer Menge eingesetzt. Der landwirtschaftliche Betrieb wirtschaftet nach den Vorgaben des ökologischen Landbaus. Das Biogas wird einem Zündstrahl-Motor-BHKW verwertet. Die elektrische Energie wird in das Netz eingespeist, die BHKW-Wärme wird nahezu vollständig zur Beheizung der nahegelegenen Gebäude der Stiftung genutzt, welche die BGA betreibt (Abbildung 10).

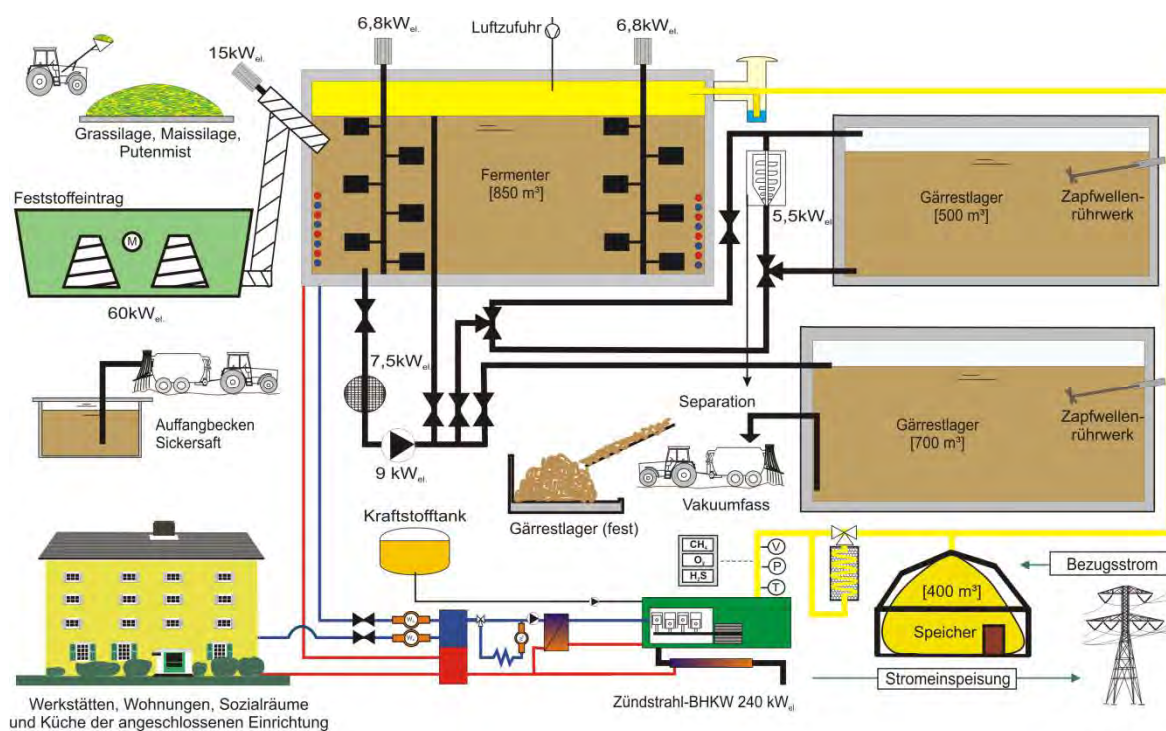


Abbildung 10: Funktionsskizze der bilanzierten Biogasanlage

Die Dateneingabe in den „THG-Rechner“ beginnt mit den Angaben zur Ausstattung und dem Betrieb der Biogasanlage (Abbildung 11). Die vorliegende Anlage verfügt über keine automatische Gasfackel, weshalb zusätzliche Methanemissionen von 0,5 % veranschlagt werden.

Die Anlage weist zwei offene Gärrestlager auf. Für den Gärrest wurde ein Restmethanpotential von 5,7 % (Standardwert: 1,5 %) bezogen auf die Methanausbeute aus den Einsatzstoffen ermittelt. Außerdem wurde in den Gärrestlagern eine Schwimmschicht festgestellt.

Im Beispiel wird keine regelmäßige Anlagenbegehung durchgeführt, weshalb weitere Methanverluste aus eventuellen Leckagen und Montagefehlern von 0,3% angesetzt werden.

LFL Treibhausgas Rechner
Institut für Landtechnik und Tierhaltung

Home Rechner Impressum Englisch Deutsch

THG Rechner
Bitte füllen Sie alle Texte in den Feldern.

Aufbau und Betrieb der Biogasanlage

Diese Angaben zur technischen Ausstattung sowie zum Management der Biogasanlage haben einen wesentlichen Einfluss auf die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Anlagenbetrieb.

Anzahl der Motoren im Blockheizkraftwerk

Verfügt die Anlage über eine automatische Gasfackel? Ja Nein %

Ist das Gärrestlager abgedeckt und wird das Biogas erfasst? Ja Nein % %

Wurde das Restgaspotential im Gärrest bestimmt? Ja Nein

Ist im Gärrestlager eine Schwimmschicht vorhanden (mehr als 10 cm Mächtigkeit)? Ja Nein

Wird die Anlage regelmäßig auf Lecks untersucht (mit einem Gasdetektor oder einem anderen Verfahren)? Ja Nein %

Zurücksetzen Weiter

Home | Kontakt | Impressum | Englisch | Deutsch Copyright © LfL Bayern - Institut für Landtechnik und Tierhaltung

Abbildung 11: Eingabeformular zum Aufbau und Betrieb der Biogasanlage

Eine Schwimmschicht auf dem Gärrestlager kann Ammoniakemissionen vermeiden. Ob eine natürliche Schwimmschicht vorhanden ist, hängt vom eingesetzten Substrat und dem Substratabbau ab. Bei fehlenden Nutzerangaben wird im Gärrest ein Ammonium-Stickstoff-Gehalt von 65 % für die Berechnung angenommen.

Im vorliegenden Beispiel handelt es sich um einen ökologisch wirtschaftenden Betrieb, was im Modell zur Folge hat, dass keine Emissionen für die Bereitstellung von PSM und mineralischem N-Dünger angerechnet werden. Die durchschnittliche Feld-Hof-Entfernung wird entsprechend der Betriebsgröße mit 4 km angenommen und es liegen kleine Schläge vor (Abbildung 12).

THG Rechner
Bitte füllen Sie alle Texte in den Feldern.

Angaben zum landwirtschaftlichen Betrieb

Diese Angaben zum landwirtschaftlichen Betrieb sind erforderlich, um im Folgenden eine realistische Berechnung der Treibhausgasemissionen aus der Substratproduktion durchführen zu können.

Landkreis

Bewirtschaftung

Bodenbearbeitung

Durchschnittliche Feld-Hof-Entfernung

Durchschnittliche Schlaggröße (ha)

Zurück Weiter

Abbildung 12: Eingabeformular für die Angaben zum landwirtschaftlichen Betrieb

Im nächsten Schritt sind Anzahl und Art der Einsatzstoffe anzugeben. Der Beispielbetrieb setzt fünf verschiedene Substrate ein: vier Substrate vom Ackerland (Kleegrassilage, Maissilage, Weizenkörner und Getreide-GPS) sowie Putenmist (Abbildung 13).

The screenshot shows a web form titled "THG Rechner" with a green header. Below the header, there is a section titled "Angaben zu den Substraten" with a sub-instruction: "Bitte machen Sie die Angaben zur Qualität und Mengenerfassung Ihrer Biogassubstrate so detailliert wie möglich, um eine realistische Berechnung der Treibhausgasemissionen aus der Substratproduktion zu ermöglichen." The form includes a text input field for "Anzahl der Substrate" containing the number "5" and a green "Übernehmen" button. Below this is a section titled "Art der Substrate" with five rows, each representing a substrate. Each row has two dropdown menus. The data for the five substrates is as follows:

Substrat	Option 1	Option 2
Substrat 1.	Feldfrüchte Silage	Kleegrassilage
Substrat 2.	Feldfrüchte Silage	Maissilage
Substrat 3.	Feldfrüchte Silage	Weizen
Substrat 4.	Mist	Putenmist
Substrat 5.	Feldfrüchte Silage	GPS Getreide

At the bottom of the form, there are two green buttons: "Zurück" and "Weiter".

Abbildung 13: Formular für die Eingabe der Anzahl und Art der Substrate

Als nächstes erfolgt die Eingabe der Menge und der Beschaffenheit der einzelnen Substrate (Abbildung 14). Alle Einsatzstoffe werden frei Eintrag gewogen.

Im Beispiel werden keine Substrate zugekauft (Abbildung 15). Auf Grund der guten Qualität der Silage wird ein geringer TM-Verlust von 5 % angesetzt. Da es sich um einen ökologisch wirtschaftenden Betrieb handelt, wird kein mineralischer Stickstoffdünger eingesetzt. Im Falle eines konventionell wirtschaftenden Betriebs würde bei fehlender Angabe die benötigte mineralische Ergänzungsdüngung auf Basis des Nährstoffzugs berechnet. Wegen der verwendeten Ausbringtechnik wird in diesem Fall ein relativ hoher Ammoniakverlust bei der Düngung mit Gärrest angenommen.

THG Rechner
Bitte füllen Sie alle Texte in den Feldern.

Menge und Eigenschaften der Substrate

1. Kleegrassilage

Menge t FM a⁻¹ Wo wurde die Substratmenge erfasst? Wie wurde die Substratmenge erfasst?

Eigene Informationen

Ertrag Hauptfrucht Zwischen- / Zweitfrucht

Schnitthäufigkeit Schnitte/Jahr Anbaujahre Jahr

Substrat Art

<input checked="" type="checkbox"/>	Kleegrassil 1 Sch. Beg. Knospe	TM-Anteil	<input type="text" value="29,6"/>	% d FM
<input checked="" type="checkbox"/>	Kleegrassilage 2 1.S. vor Knospe	TM-Anteil	<input type="text" value="29,6"/>	% d FM
<input checked="" type="checkbox"/>	Kleegrassilage 3 Schnitt	TM-Anteil	<input type="text" value="29,6"/>	% d FM
<input checked="" type="checkbox"/>	Kleegrassilage 4 Schnitt	TM-Anteil	<input type="text" value="29,6"/>	% d FM
<input type="checkbox"/>	Kleegrassilage 5 Schnitt	TM-Anteil	<input type="text" value="35"/>	% d FM
<input type="checkbox"/>	Kleegrassilage 6 Schnitt	TM-Anteil	<input type="text" value="35"/>	% d FM

* Vermeidung in der Biogasanlage

2. Maissilage

Menge t FM a⁻¹ Wo wurde die Substratmenge erfasst? Wie wurde die Substratmenge erfasst?

Eigene Informationen

Ertrag Hauptfrucht Zwischen- / Zweitfrucht

Schnitthäufigkeit Schnitte/Jahr Anbaujahre Jahr

Substrat Art

<input checked="" type="checkbox"/>	Maissilage	TM-Anteil	<input type="text" value="32,1"/>	% d FM
-------------------------------------	------------	-----------	-----------------------------------	--------

* Vermeidung in der Biogasanlage

3. Weizen

Menge t FM a⁻¹ Wo wurde die Substratmenge erfasst? Wie wurde die Substratmenge erfasst?

Eigene Informationen

Ertrag Hauptfrucht Zwischen- / Zweitfrucht

Schnitthäufigkeit Schnitte/Jahr Anbaujahre Jahr

Substrat Art

<input checked="" type="checkbox"/>	Ganzpfl. sil. Weizen	TM-Anteil	<input type="text" value="40"/>	% d FM
-------------------------------------	----------------------	-----------	---------------------------------	--------

* Vermeidung in der Biogasanlage

4. Putzmist

Menge t FM a⁻¹

5. GPS Getraide

Menge t FM a⁻¹ Wo wurde die Substratmenge erfasst? Wie wurde die Substratmenge erfasst?

Eigene Informationen

Ertrag Hauptfrucht Zwischen- / Zweitfrucht

Schnitthäufigkeit Schnitte/Jahr Anbaujahre Jahr

Substrat Art

<input checked="" type="checkbox"/>	GPS Getraide körnerarm	TM-Anteil	<input type="text" value="26,5"/>	% d FM
-------------------------------------	------------------------	-----------	-----------------------------------	--------

* Vermeidung in der Biogasanlage

Abbildung 14: Eingabeformular für die Menge und die Beschaffenheit der Einsatzstoffe

THG Rechner
 Bitte füllen Sie alle Texte in den Feldern...

Weitere Angaben zur Substratbereitstellung

Mit diesen Angaben zum Substrat- und Gärrestmanagement sowie zur Düngung kann das Berechnungsergebnis weiter präzisiert werden.

- **Transport / Zukauf**
 - Menge an zugekauftem Substrat
 - Energiepflanzen % FM
 - Mittlere Transportentfernung km
- **Silageverluste**
 - Abschätzung von Silageverlusten
 - TM-Verluste Silage
- **Einsatz von Mineraldünger**
 - Wie viel mineralischer Stickstoffdünger wird zur Energiepflanzenproduktion eingesetzt? kg N / a^{ha}
- **Stickstoffgehalte im Gärrest**
 - Wurde der Stickstoffgehalt im Gärrest bestimmt? Ja Nein
 - kg-Nit FM
 - kg NH₄⁺-Nit FM
 - Wassereinleitung ins Gärrestlager m³
- **Gärrestausbringung**
 - Zu welchem Anteil werden folgende Ausbringtechniken angewandt?
 - Ackerland
 - Grünland

Abbildung 15: Formular für weitere Angaben zur Substratbereitstellung

Die Beispielanlage verfügt über ein BHKW mit einem Zündstrahlmotor (240 kW elektrische Nennleistung), der mit Rapsöl als Zündmedium betrieben wird (Abbildung 16 oben). Der energetische Zündölanteil wurde nicht gemessen und wird daher mit 10 % angenommen. Die elektrischen und thermischen Nutzungsgrade des Motors werden wie oben dargestellt errechnet.

Die Anlage erzeugte im Betrachtungsjahr knapp 1,8 GWh elektrische Energie (Abbildung 16). Für die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz wird im Beispiel ein Netzverlust von 2% angesetzt.

Der Strombedarf der BGA wird aus dem öffentlichen Netz gedeckt (Annahme: deutscher Strommix). Der im Monitoring gemessene Strombedarfsanteil der Anlage beträgt 11,4 % (Abbildung 16). An die Stiftungsgebäude wurde im Betrachtungsjahr eine Wärmemenge von 1.227.071 kWh abgegeben. Der Eigenwärmebedarfsanteil für die Beheizung des Gärbehälters mit Massivdecke ist mit 7 % sehr gering. Die Nachverstromung von Wärme ist auf diesem Betrieb kein Thema.

THG Rechner
 Bitte füllen Sie alle Texte in den Feldern.

Angaben zur Biogasverwertung

Die Daten zur Energieerzeugung und zum Energiebedarf der Biogasanlage sind erforderlich, um die Effizienz der Biogasnutzung zu berechnen, und dienen als Bezugsgröße für die Treibhausgas- und Energiebilanz.

Angaben zu den BHKW-Motoren

• Motor 1.
 Installierte Leistung Motortyp Zündölbedarf % Zündmedium

Stromerzeugung kWh_e/Jahr Einspeiseverlust %

Deckung des Eigenstrombedarfs (%) %

Netzstrom
 Wasserkraft
 Windenergie
 Photovoltaik
 Öko-Strom
 Eigenes Biogas BHKW

Eigenstrombedarf %

Wärmeabsatz (externe Wärmenutzung) kWh_{th}/Jahr

Eigenwärmebedarf %

Nachverstromungstechnologie Genutzte Wärme kWh_{th}/Jahr

Abbildung 16: Formular für Angaben zur Biogasverwertung und weiteren energetischen Kennwerten

Nach Eingabe aller verfügbaren Daten berechnet die Anwendung die spezifischen THG-Emissionen für die Energiebereitstellung im Beispielbetrieb. Ausgegeben werden jedoch nicht die absoluten Werte [kg CO₂-Äq.], sondern die Aufteilung der THG-Emissionen bzw. des KEV auf die Prozessbereiche der „Substratbereitstellung“ und der „Biogasproduktion und -verwertung“, unterschieden nach „unvermeidbaren“ und „Management abhängigen“ Emissionen. Im Beispiel teilen sich die Emissionen in etwa zu gleichen Teilen auf die beiden Prozessbereiche auf, wobei insgesamt ca. 19 % der THG-Emissionen als „unvermeidbar“ deklariert werden (Abbildung 17).

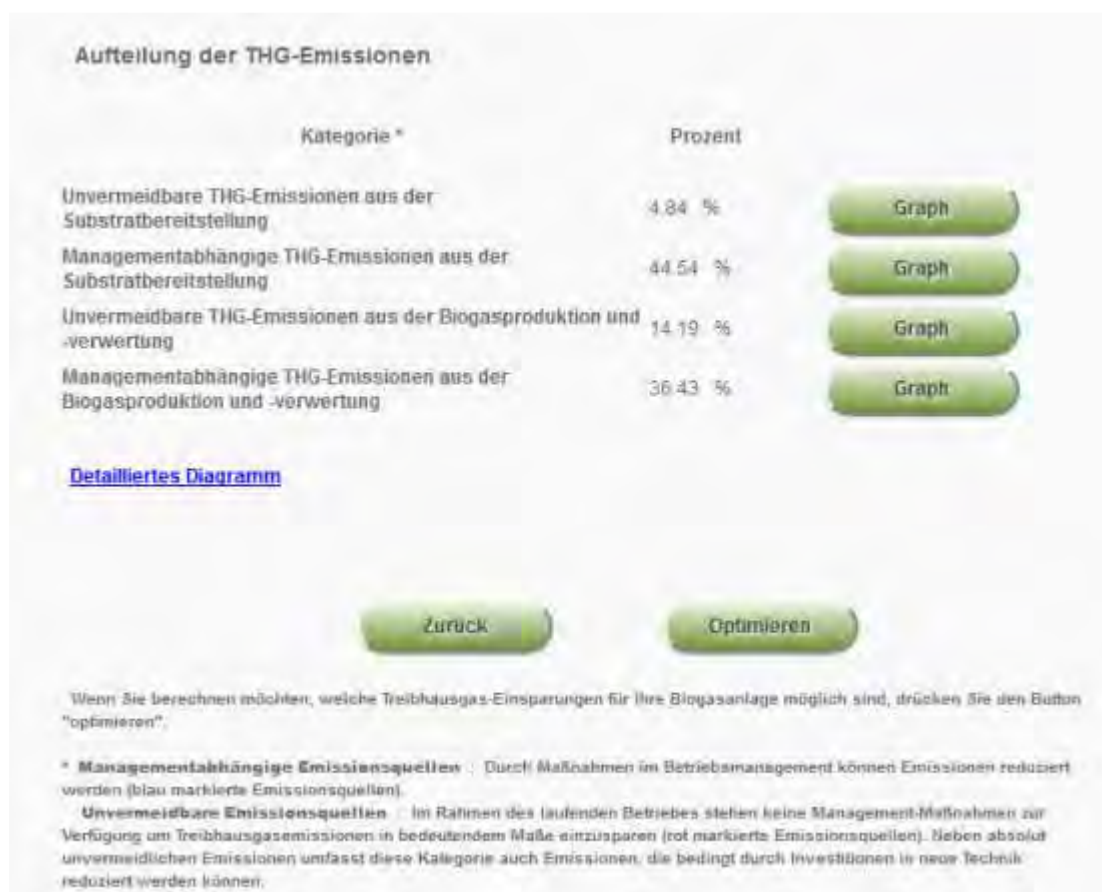


Abbildung 17: Ergebnisausgabe – Aufteilung der gesamten THG-Emissionen nach Kategorien (tabellarisch)

Die detaillierte Aufteilung der THG-Emissionen auf die „Einzelquellen“ des Rechenmodells wird in einem Kreisdiagramm dargestellt. Im Beispiel ergeben sich als die sechs wichtigsten Emissionsquellen mit einem Anteil von 85 % an den Gesamtemissionen: die Lachgasemissionen aus der Gärrestdüngung (34 %), die Methanemissionen aus dem offenen Gärrestlager (26 %), der Methanschluß aus dem BHKW (7 %), die Strombereitstellung (7 %), die Zündölbereitstellung (6 %) und die Dieselverbrennung (5 %) (Abbildung 18). Die Aufteilung der Emissionsquellen innerhalb der vier Kategorien kann zusätzlich in separaten Diagrammen dargestellt werden (hier nicht abgebildet).

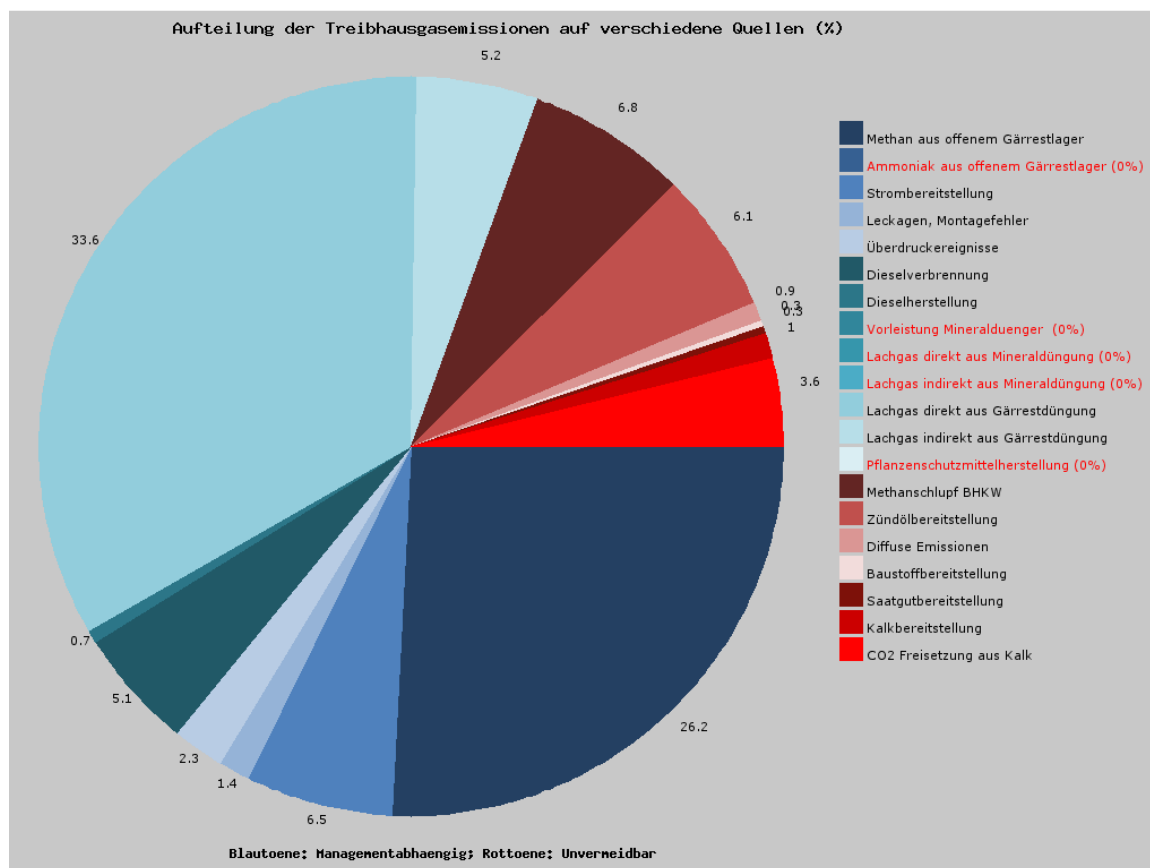


Abbildung 18: Ergebnisausgabe – Detaillierte Aufteilung der gesamten THG-Emissionen (grafisch)

Durch Verfahrensverbesserungen und Investitionen können einzelne THG-Quellen innerhalb gewisser Grenzen reduziert bzw. „abgestellt“ werden. Im Beispiel wurde zunächst berechnet, wie viel Anbau-Biomasse durch die festgelegten Maßnahmen der Eigenstrombedarfsdeckung (Überschusseinspeisung), der Nachrüstung einer automatischen Gasfackel, der regelmäßigen Überprüfung auf Leckagen und der Abdeckung der Gärrestlager für die Restgaserfassung eingespart werden kann. Weiterhin wurde für den Nutzungsgrad der verfügbaren BHKW-Wärme ein Zielwert von 80 % angesetzt (Abbildung 19).

Die Stromerzeugung bleibt in diesem Szenario gleich, da ja die vermiedenen Methanverluste genutzt werden, um Anbau-Biomasse einzusparen. Der zuvor aus dem öffentlichen Netz gedeckte Prozessstrombedarf wird jetzt durch BHKW-Strom gedeckt, die Stromspeisung verringert sich entsprechend um 11,4 %. Der Wärmenutzungsgrad wird um ca. 68 % gesteigert (Abbildung 19).

Für die spezifischen Treibhausgasemissionen der Strombereitstellung ergibt sich eine minimale Erhöhung, während die spezifischen Emissionen der Wärmebereitstellung um ca. 47 % sinken (Abbildung 19). Die absoluten jährlichen THG-Emissionen sind für dieses Szenario um ca. 11 % geringer als für den Status quo. Überraschend hoch erscheint die eingesparte Anbaufläche von ca. 43 ha, was deutlich macht, dass für die Anlage im Ausgangszustand ein erheblicher Methanverlust modelliert wird, der vor allem auf das hohe Restgaspotential zurückgeht.

THG Rechner

Bitte füllen Sie das Formular vollständig aus.

Berechnung der möglichen Verringerung von Treibhausgas-Emissionen

Szenario Auswahl *

Einsparung von Anbau Biomasse
 Steigerung der Stromproduktion

Wärmenutzung %

* Durch die Reduktion von Methanemissionen, kann Methan im System gehalten werden. Bei selbem Substrateinsatz kann mehr Biogas energetisch genutzt werden

Berechnen

Ergebnisse der Szenario-Analyse: "Einsparung von Anbau Biomasse + 80 % Wärmenutzung"

Veränderung der Energieströme	
Stromproduktion	0 %
Stromeinspeisung	-11.4 %
Wärmenutzung	67.9 %
Veränderung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen	
Strombereitstellung	0.5 %
Wärmebereitstellung	-46.9 %
Veränderung der gesamten jährlichen Treibhausgas-Emissionen	-10.9 %
Anbaufläche	
Eingesparte Anbaufläche	42.9 ha

Abbildung 19: Ergebnisse der Szenario-Analyse für die mögliche Verringerung der THG-Emissionen und die Einsparung von Anbaubiomasse

Im zweiten Szenario wird das zusätzlich zur Verfügung stehende Methan verstromt, so dass die Strom- und Wärmeerträge bei gleichbleibender Einsatzstoffmenge gesteigert werden können. Auch in diesem Szenario ist der Zielwert für den Wärmenutzungsgrad 80 %.

Durch die Vermeidung der Methanverluste aus der Biogasanlage wird der Stromertrag (und proportional der Wärmeertrag) um ca. 6 % gesteigert. Dieser Mehrertrag wird jedoch durch die Eigenstromnutzung fast vollständig kompensiert. Der Wärmenutzungsgrad kann im Vergleich zum Ausgangsszenario um ca. 78 % gesteigert werden (Abbildung 20). Die absoluten jährlichen THG-Emissionen sind für dieses Szenario um knapp 36 % geringer als für den Status quo. Bezogen auf die Strombereitstellung ergibt sich eine Verringerung der THG-Emissionen um ca. 32 %, bezogen auf die Wärmebereitstellung um ca. 64 %.

THG Rechner

Bitte füllen Sie das Formular vollständig aus.

Berechnung der möglichen Verringerung von Treibhausgas-Emissionen

Szenario Auswahl *

Einsparung von Anbau Biomasse
 Steigerung der Stromproduktion

Wärmenutzung %

* Durch die Reduktion von Methanemissionen, kann Methan im System gehalten werden. Bei selbem Substrateinsatz kann mehr Biogas energetisch genutzt werden

Berechnen

Ergebnisse der Szenario-Analyse: "Steigerung der Stromproduktion + 80 % Wärmenutzung"

Veränderung der Energieströme	
Stromproduktion	6.1 %
Stromeinspeisung	-5.8 %
Wärmenutzung	78.1 %

Veränderung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen	
Strombereitstellung	-31.5 %
Wärmebereitstellung	-63.8 %

Veränderung der gesamten jährlichen Treibhausgas-Emissionen	-35.5 %
--	----------------

Anbaufläche

Die Anbaufläche bleibt unverändert

Abbildung 20: Ergebnisse der Szenario-Analyse für die mögliche Verringerung der THG-Emissionen durch die Steigerung des Energieertrags

Für den kumulierten Energieaufwand, der in der Web-Anwendung nicht umgesetzt wurde, werden im Folgenden die Ergebnisse aus der Excel-Anwendung für die Beispielanlage dokumentiert. Mit einem Anteil von 45 % fällt der größte Energieaufwand in der Prozesskette für die Zündölbereitstellung an (Abbildung 21 links). An zweiter Stelle folgt mit 42 % die Bereitstellung von Netzstrom. Damit sind bereits 87 % des gesamten KEA bestimmt. Der Kraftstoffeinsatz zur Energiepflanzenproduktion schlägt mit 11 % zu Buche, während der Energieaufwand für die Bereitstellung von Baustoffen und Saatgut kaum eine Rolle spielt. Für den ökologisch wirtschaftenden Betrieb werden keine Mineraldünger und Pflanzenschutzmittel angerechnet.



Abbildung 21: Aufteilung des gesamten nicht erneuerbaren Energieaufwands für den ökologisch wirtschaftenden Beispielbetrieb (links) bzw. unter der Annahme, dass dieser Betrieb konventionell wirtschaften würde (rechts)

Für dieselbe Anlage, jedoch unter der Annahme, dass der Betrieb konventionell wirtschaftet und eine Mineraldüngung zum Ausgleich der N-Bilanz vornimmt, ergibt sich für die Herstellung des Mineraldüngers ein Anteil von 7 % am gesamten KEA (Abbildung 21 rechts). Je nach Einsatzstoffmix und eingesetzter Mineraldüngermenge kann das Ergebnis stark variieren, während der Energieaufwand für die Bereitstellung von Pflanzenschutzmitteln vernachlässigbar bleibt. Die Szenario-Analyse für den KEA sieht als Maßnahme derzeit nur Veränderungen der Bezugsquelle für den Strombedarf der BGA vor.

6 Diskussion und Schlussfolgerungen

Das Bilanzierungsmodell, die verwendete Datengrundlage sowie die Funktionalität der Web-Anwendung wurden in den vorangegangenen Kapiteln dargelegt. Abschließend soll für das vorliegende Projekt die Zielerreichung in Bezug auf die in Kapitel 3 definierten Arbeitspakete diskutiert werden.

Ad 1. Es wurde eine Anwendung in Microsoft® Excel entwickelt, mit der die THG-Emissionen und der KEA der Bereitstellung von Strom und Wärme aus landwirtschaftlichen Biogasketten in Bayern modelliert werden können. Die Biogaskette wird hierfür in die Bereiche der Substratbereitstellung und der Biogasproduktion/-verwertung untergliedert. Der landwirtschaftliche Betrieb wird anhand des Landkreises, der Wirtschaftsweise, der Betriebsgröße und der durchschnittlichen Schlaggröße modelliert. Die Qualität der Anbau-Biomasse kann anhand des TM-Gehaltes und gegebenenfalls des Entwicklungsstadiums zur Ernte näher beschrieben werden. Die Biogasanlage wird auf Grundlage der Angaben zur baulichen Ausstattung, zum Management und zu den Energieströmen modelliert. Die Anwendung ist so ausgelegt, dass sie auch bei einem Minimum an betriebsspezifischen Angaben ein Ergebnis liefert.

Ad 2. Als Bilanzierungsergebnis wird die Aufteilung der Emissionen/Energieströme auf die wesentlichen Quellen/Verbraucher dargestellt, während die absoluten Werte im Hintergrund gehalten werden. Es wird auch kein Vergleich zu Referenzsystemen für die Energiebereitstellung vorgenommen.

Ad 3. Ausgehend vom Status der Bilanzergebnisse können für verschiedene Maßnahmen (einzeln oder in Kombination) die Effekte auf die analysierten Umweltwirkungen berechnet werden. Die Umweltwirkungen wurden vorläufig in „unvermeidbare“ und „managementabhängige“ Wirkungen klassifiziert. Hierdurch soll der Nutzer zusätzlich auf die wichtigsten Ansatzpunkte für eine Optimierung hingewiesen werden.

Ad 4. Die Microsoft® Excel-Anwendung ist für fachfremde Nutzer wenig geeignet und erfordert vor Gebrauch eine umfangreiche Einweisung durch die Entwickler. Für die hauptsächliche Zielgruppe der Praktiker wurde eine Webanwendung programmiert, die auf einem etwas vereinfachten Datenmodell basiert und nur diejenigen Funktionalitäten mit der größten Relevanz für die Praxis umfasst. Die Webanwendung („THG-Rechner“) ermöglicht derzeit nur die Bilanzierung der THG-Emissionen und verfügt außerdem nur über eine eingeschränkte Szenario-Analyse.

Ad 5. Neben den Bilanzierungswerkzeugen wurde eine Lerneinheit für das Modul M4 - Betriebswirtschaft und Öffentlichkeitsarbeit im Schulungsangebot Biogas Kompetenz Bayern erarbeitet [72]. In dieser Lerneinheit werden die wesentlichen Einflussfaktoren auf die THG- und Energiebilanz von Biogasanlagen erläutert.

Unter methodischen Gesichtspunkten ist festzuhalten, dass in den Anwendungen einige Prozesse nicht bzw. stark vereinfacht modelliert werden. So wird für die Bilanzierung der Substratbereitstellung bisher keine Landnutzungsänderung betrachtet. Als direkte Landnutzungsänderung gilt eine beobachtbare Änderung der Bewirtschaftung der Nutzflächen des Betriebes, z. B. der Umbruch von Grünland. Eine solche Landnutzungsänderung kann eine erhebliche Auswirkung auf die THG-Emissionen haben. Für Bayern wurden die THG-Emissionen aus dem Boden aufgrund des Umbruchs von Grünland bis 2007 auf 250 kg CO₂-Äq. ha⁻¹ bzw. 5 kg CO₂-Äq. a⁻¹ geschätzt, wobei die N₂O-Emissionen über zehn Jahre (1998-2007) und die CO₂-Emissionen über 40 Jahre hochgerechnet auf 50 Jahre

(1968-2007) berücksichtigt sind [71]. Die Biogasproduktion kann einerseits einen ökonomischen Anreiz darstellen, für eine Ackernutzung geeignetes Grünland zum Zwecke des Anbaus produktiverer Energiepflanzen umzubereiten, andererseits kann die Biogasproduktion eine Nutzungsperspektive für frei werdende, nicht mehr für die Tierernährung benötigte Grünlandflächen bieten. Die Berücksichtigung solcher Effekte im THG-Rechner wäre aus agrarökologischen Gründen äußerst wünschenswert. Da jedoch erhebliche methodische Unsicherheiten bestehen und es zudem fraglich ist, ob vom Nutzer zuverlässige Angaben zu dieser Thematik erfragt werden könnten, wurde dieser Aspekt bisher nicht in das Bilanzierungsmodell integriert.

Als indirekte Landnutzungsänderung bezeichnet man Änderungen in der Flächennutzung, die nicht auf den Nutzflächen des Betriebes erfolgen, sondern welche durch die Wirkung direkter Landnutzungsänderungen über Marktmechanismen an anderer Stelle ausgelöst werden. Die Bedeutung des Aspekts der indirekten Landnutzungsänderung kann als Indikator des global zunehmenden Drucks auf produktive landwirtschaftliche Nutzflächen angesehen werden und ist von großer Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Landnutzung. Diese Effekte können für einzelne Flächen oder Betriebe jedoch nicht kausal nachgewiesen, sondern lediglich mit erheblichen Unsicherheiten modelliert werden. Sie bleiben deshalb im THG-Rechner unberücksichtigt.

Auch die Veränderung des Humusgehalts im Boden wird bisher nicht in die Bilanzierung eingerechnet. Diese könnte durch eine Humusbilanzierung unter Berücksichtigung der Fruchtfolge und des Abtransports von Ernteresten bewertet werden. Hierbei ergeben sich jedoch methodische Schwierigkeiten. Landwirtschaftliche Betriebe können in Biogas-, Futterbau- und Marktfruchtbetriebe sowie Mischformen unterteilt werden. Die Fruchtfolge in Mischbetrieben ist schwierig zu erfassen und kann nicht allein aus den Biogassubstraten abgeleitet werden. Neben Informationen zu Mulchsaaten werden auch Informationen zu Winterbegrünungen und Sommerzwischenfrüchten (inklusive des Verwendungszwecks) und zum Verbleib von Reststoffen wie Stroh benötigt.

Wie hoch die Freisetzung oder Festlegung von Kohlenstoff in/aus dem Humuskörper für verschiedene Biogasfruchtfolgen ist, wird in einem laufenden Projekt am Institut für Pflanzenbau und Pflanzenzüchtung der LfL untersucht. Die dort betrachteten Fruchtfolgen könnten genutzt werden, um den Einfluss der Humusbilanz auf das Gesamtergebnis der THG-Bilanz beispielhaft darzustellen. Derzeit erscheint die Datengrundlage jedoch nicht ausreichend, um eine quantitative Bewertung der Humusbilanz von Fruchtfolgen im Bilanzierungsmodell bei einer reinen Betriebszweigbetrachtung durchführen zu können.

Die im Modell berechnete Nährstoffbilanz zur Bestimmung der benötigten Mineraldüngung stellt einen Idealfall dar. Sie beruht derzeit nur auf dem N-Bedarf, P und K werden vernachlässigt. Da die Verteilung der Gärreste auf Energiepflanzen anhand der Stickstoffmengen vorgenommen wird und das Verhältnis von N/P/K im Gärrest nicht mit dem Nährstoffverhältnis der Energiepflanzen übereinstimmt, besteht hier weiterer Entwicklungsbedarf für das Bilanzmodell.

Um für die Bilanzierung der Substratbereitstellung die standörtlichen Gegebenheiten genauer zu modellieren, könnte das Modell mit der am ILT entwickelten Klimabilanz-Datenbank [19] verknüpft werden. Hierfür müssten vom Nutzer zusätzliche Informationen abgefragt und umfangreiche Abfragen programmiert werden, da beispielsweise die verwendeten PSM in der Datenbank nach Wirkstoffzusammensetzung unterschieden und die Mineraldünger spezifiziert werden. In der Datenbank sind auch Informationen zu den beantragten Agrarumweltmaßnahmen abgelegt, die sich auf eine bestimmte Fruchtart auf ei-

nem bestimmten Feldstück beziehen. Auf welchem Feldstück aber Energiepflanzen angebaut werden, ist nicht bekannt. Die für die Bilanzierung zu berücksichtigenden Effekte von Agrarumweltmaßnahmen, wie extensive Bewirtschaftung und geringerer Betriebsmitteleinsatz (PSM, Dünger) könnten daher nur anteilig nach der Kulturart umgelegt werden. Manche Kulturarten, die für die Biogaserzeugung interessant sein könnten, werden durch die Förderanträge zu den Agrarumweltmaßnahmen überhaupt nicht erfasst und sind daher auch nicht in der Datenbank enthalten.

Derzeit wird im Rahmen einer Master-Arbeit untersucht, ob mit der Anwendung die Daten aus der Biogas Betreiber Datenbank der LfL [70] genutzt werden können, um eine Klassifizierung der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Bayern bezüglich ihrer THG- und KEA-Bilanz vorzunehmen. Auch soll das Bilanzierungsmodell im Rahmen der Expertengruppe Ressourcenmanagement Bioenergie (ExpRessBio) validiert werden.

Während aus wissenschaftlicher Sicht also zahlreiche Anknüpfungspunkte für eine methodische Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells existieren, sind die Anwendungen in ihrer jetzigen Form doch voll funktionsfähig. Um nun den gewünschten Nutzen der Ergebnisse dieses Projekts für die Praxis zu erzielen, soll die Web-Anwendung deshalb baldmöglichst öffentlich zugänglich gemacht werden. Hierfür erscheint es sinnvoll, mit den Fachberatern innerhalb des Netzwerks LandSchaftt Energie zusammenzuarbeiten. Die Anwendung soll kostenfrei (ohne Gewähr) zur Verfügung gestellt werden.

7 Veröffentlichungen aus dem Projekt

Zerhusen, B.: Berechnung und Bewertung der Klima- und Energiebilanz von Biogasanlagen. Biogas Kompetenz Bayern, Modul 4: Betriebswirtschaft und Öffentlichkeitsarbeit. Landmaschinenschule Landshut-Schönbrunn, 26.02.2014

Zerhusen, B. & Effenberger, M.: A weak point analysis tool to reduce greenhouse gas emissions and energy consumption of agricultural biogas plants. Tagungsbeitrag und Poster. In: Proceedings of the International Conference of Agricultural Engineering, Zurich, 06. – 10.07.2014, Ref: C0098

Zerhusen, B.: Werkzeug zur Schwachstellenanalyse von Biogasbetrieben hinsichtlich Treibhausgasemissionen und kumuliertem Energieverbrauch. Vortrag auf dem Workshop des Arbeitsforums „THG-Bilanzierung und Klimaschutz in der Landwirtschaft“, Münster, 27. – 28.08.2013

Zerhusen, B.; Hijazi, O.; Effenberger, M.: Umweltwirkungen der Biogasproduktion – Teil 1: Emissionen in die Luft. In: Biogas Forum Bayern, Nr. V-20/2014, Hrsg.: ALB Bayern e.V., Freising 2014, http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Umweltwirkungen_der_Biogasproduktion_Emissionen_in_die_Luft.pdf

8 Quellenverzeichnis

- [1] IEA: CO₂ emissions from fuel combustion. International Energy Agency (IEA) Highlights. IEA Publications, 2012, <http://www.iea.org/co2highlights/co2highlights.pdf>, Zugriff 26.05.2014
- [2] Scheer, H.: Der energetische Imperativ – 100 % jetzt: Wie der vollständige Wechsel zu erneuerbaren Energien zu realisieren ist. Antje Kunstmann Verlag, München 2010, 270 S., ISBN 978-3-88897-683-4
- [3] Anon.: Renewables 2014 – Global Status Report. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), Paris 2014
- [4] BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Referat Öffentlichkeitsarbeit, Berlin 2013
- [5] BMWi: Erneuerbare Energien im Jahr 2013 – Erste vorläufige Daten. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BWi), Berlin 2014. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Broschuere/agee-stat-erneuerbare-energien-im-jahr-2013.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Zugriff 02.09.2014
- [6] Jungmeier, G.; Canella, L.; Spitzer, J.; Stiglbrunner, R.: Treibhausgasbilanz der Bioenergie. Vergleich der Treibhausgasemissionen aus Bioenergie-Systemen und fossilen Energiesystemen. Projekt Nr.: IEF.96.014-01; Bericht Nr.: IEF-B06/99. Institut für Energieforschung, Graz 1999
- [7] Scholwin, F. ; Michel, J. ; Schröder, G. ; Kalies, M.: Ökologische Analyse einer Biogasnutzung aus nachwachsenden Rohstoffen. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig 2006
- [8] Vogt, R.; Gärtner, S.; Münch, J.; Reinhardt, G.; Köppen, S.: Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. F&E-Vorhaben, FKZ: 0327544, Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt 2008
- [9] Vetter, A. & Arnold, K.: Klima- und Umwelteffekte von Biomethan: Anlagentechnik und Substratauswahl. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH, Wuppertal 2010, ISSN 0949-5266
- [10] Koch, M.: Ökologische und ökonomische Bewertung von Co-Vergärungsanlagen und deren Standortwahl. 2009Dissertation an der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Universität Karlsruhe, Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe 2009, ISBN: 978-3-86644-355-6
- [11] Meyer-Aurich, A.; Schattauer, A.; Hellebrand, H. J.; Klauss, H.; Plöchl, M.; Berg, W.: Impact of uncertainties on greenhouse gas mitigation potential of biogas production from agricultural resources. *Renewable Energy* 37(2012): 277-284
- [12] Bachmaier, H.: Treibhausgasemissionen und fossiler Energieverbrauch landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Dissertation an der Universität für Bodenkultur Wien, Department für Nachhaltige Agrarsysteme, Wien 2012, <http://permalink.obvsg.at/bok/AC07814917>
- [13] Effenberger, M.; Bachmaier, H.; Kränsel, E.; Lehner, A.; Gronauer, A.: Wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in Bayern. Ab-

- schlussbericht. Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Nr. 1/2010, Freising 2010, ISSN 1611-4159
- [14] Ebertseder, F.; Effenberger, M.; Bachmaier, H.; Kissel, R.; Rivera-Gracia, E.; Gronauer, A.: Monitoring und Dokumentation von Praxis-Biogasanlagen. Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Nr. 8/2012, Freising 2012, ISSN 1611-4159
- [15] Memmler, M.; Merkel, K.; Pabst, J.; Rother, S.; Schneider, S.; Dreher, M.: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012. Umweltbundesamt, Berlin 2012
- [16] Bachmaier, H.; Bayer, K.; Gronauer, A.; Friedl, G.; Rauh, S.; Pahl, H.: Treibhausgasemissionen der Energieproduktion aus Biogas. In: Biogas Forum Bayern Nr. V-3/2009, Hrsg.: ALB Bayern e.V., Freising 2009, <http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Treibhausgasemissionen.pdf>, Zugriff 08.12.2014
- [17] Landwirtschaftskammer Niedersachsen: Was leisten Biogasanlagen für den Klimaschutz? Internetbeitrag: <http://www.lwk-niedersachsen.de/index.cfm/portal/betriebumwelt/nav/198/article/24157.html>, Zugriff 04.12.2014
- [18] Colomb, V.; Touchemoulin, O.; Bockel, L.; Chotte, J.-L.; Martin, S. et al.: Selection of appropriate calculators for landscape-scale greenhouse gas assessment for agriculture and forestry. *Environmental Research Letters* 8(2013): 1-10
- [19] Schraml, M. & Effenberger, M.: Qualitative Klimabilanz landwirtschaftlicher Maßnahmen und Verfahren. Abschlussbericht an das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (A/10/06). Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Freising 2013.
- [20] GEMIS: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS). Version 4.8. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (IINAS). Darmstadt 2013, <http://www.iinas.org/gemis-download-de.html>, Zugriff 01.12.2013
- [21] Ecoinvent: Datenbank Version 2.2. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Zürich 2011
- [22] Ecoinvent: Datenbank Version 3.1. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Zürich 2013
- [23] IPCC: N₂O emissions from managed soils and CO₂ emissions from lime and urea application. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 4, Agriculture, Forestry and Other Land Use, USA 2006
- [24] Bundesnetzagentur: Biogas-Monitoringbericht 2014 - Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Bonn 2014
- [25] Fachverband Biogas e.V.: Entwicklung der Anzahl Biogasanlagen und der gesamten installierten elektrischen Leistung in Megawatt (Stand: 11/2014). [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/14-11-25_Biogas%20Branchenzahlen_Prognose_2014-2015.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/14-11-25_Biogas%20Branchenzahlen_Prognose_2014-2015.pdf), Zugriff 11.12.2014
- [26] Strobl, M.: Biogas in Zahlen – Bayern zum 31.12.2013. Auszug aus der Biogas-Betreiber-Datenbank Bayern (BBD), Stichtag: 31.12.2013, Stand: 28.02.2014. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, München 2014,

- http://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/iba/dateien/bbd_biogasinzahlen_bayern_2013_1231_details.pdf, Zugriff 12.12.2014
- [27] LfL: Gruber Tabelle zur Fütterung der Milchkühe, Zuchtrinder, Schafe, Ziegen. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Grub2014.
http://www.lfl.bayern.de/publikationen/informationen/d_36967, Zugriff 13.05.2014.
- [28] LfL: Basisdaten zur Umsetzung der Düngeverordnung. Bayerische Basisdaten (Stand 2013), Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Freising 2013,
<http://www.lfl.bayern.de/iab/duengung/031245/>, Zugriff 11.12.2014
- [29] Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung: Genesis online database. Statistik 41241. Ernte-, Betriebsberichterstattung (EBE): Feldfrüchte, Grünland.
<https://www.statistikdaten.bayern.de/genesis/online/data?operation=previous&levelindex=2&levelid=1399977304127&levelid=1399977203401&step=1>, Zugriff 13.05.2014
- [30] Dilger, M. & Faulhaber, I.: Materialsammlung Futterwirtschaft – Daten, Fakten und Berechnungsgrundlagen zu den Kosten der Grundfuttererzeugung und der Futterwirtschaft. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Grub 2006
- [31] LfL: Deckungsbeitragsrechner. <https://www.stmelf.bayern.de/idb/winterraps.html>, Zugriff 13.05.2014
- [32] KTBL: Datensammlung - Betriebsplanung für die Landwirtschaft 2010/11. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., Darmstadt 2010
- [33] Richter, W. & Rößl, G.: Höhere Verluste bei nicht abgedeckten Silos - Ergebnisse einer Feldstudie. In: Biogas Forum Bayern, Hrsg.: ALB Bayern e.V., Freising 2012, Nr. II-2/2012. Freising 2012, http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Hohere_Verluste_bei_nicht_abgedeckten_Silos_Ergebnisse_einer_Feldstudie_2.pdf, Zugriff 19.12.2014
- [34] Köhler, B.; Diepolder, M.; Ostertag, J.; Thurner, S.; Spiekers, H.: Dry matter losses of grass and maize silages in bunker silos. Proceedings of the XVI International Silage Conference (ISC) in Hämeenlinna, Finnland 2012: 318-319
- [35] Vetter, A.; Heiermann, M.; Toews, T.: Anbausysteme für Energiepflanzen- optimierte Fruchtfolgen und effiziente Lösungen. DLG-Verlags-GmbH, Fankfurt am Main 2009, ISBN: 978-3-7690-0701-5
- [36] Liebetrau, J.; Daniel-Gromke, J.; Oemichen, K.; Weiland, P. et al.: Emissionsanalyse und Quantifizierung von Stoffflüssen durch Biogasanlagen im Hinblick auf die ökologische Bewertung der landwirtschaftlichen Biogasgewinnung und Inventarisierung der deutschen Landwirtschaft, DBFZ Projekt (2232004), Leipzig 2011
- [37] Roßberg, D.; Enzian, V., Wick, M.: Neptun 2000 – Erhebung von Daten zum tatsächlichen Einsatz chemischer Pflanzenschutzmittel im Ackerbau Deutschlands. Berichte aus der Biologischen Bundesanstalt für Land und Forstwirtschaft, 98, 2002
- [38] Roßberg, D., Vasel, E.-H.; Ladewig, E.: NEPTUN 2009 - Zuckerrübe. Berichte aus dem Julius Kühn-Institut, Heft 152, 2010
- [39] KTBL: Feldarbeitsrechner. Web-Anwendung, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., Online-Anwendung, Darmstadt 2014,
<http://daten.ktbl.de/feldarbeit/entry.html>, Zugriff 01.12.2014

- [40] KTBL: Energiepflanzen. Daten für die Planung des Energiepflanzenbaus – mit Online-Anwendung. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., Darmstadt 2012, ISBN: 978-3-941583-65-88
- [41] Patyk, A. & Reinhardt, G. A.: Düngemittel - Energie- und Stoffstrombilanzen. Friedrich Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, Braunschweig/Wiesbaden 1997, 223 S., ISBN 3-528-06885-X
- [42] Statistisches Bundesamt: Produzierendes Gewerbe - Düngemittelversorgung - Wirtschaftsjahr 2011/2012. Fachserie 4, Reihe 8.2, Wiesbaden 2012, Artikelnummer: 2040820127005
- [43] Wendland, M.; Diepolder, M.; Capriel, P.: Leitfaden für die Düngung von Acker- und Grünland. 10. unveränderte Auflage (mit aktualisiertem Anhang), Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Freising 2012
- [44] UBA: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2013. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2011. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau 2013, ISSN 1862-4359
- [45] Dechow, R. & Freibauer, A.: Assessment of German nitrous oxide emissions using empirical modelling approaches. *Nutrient Cycling in Agroecosystems* 91(2011): 235-254
- [46] Haenel, H.-D.; Rösemann, C.; Dämmgen, U.; Poddey, E.; Freibauer, A. et al.: Berechnung von gas- und partikelförmigen Emissionen aus der deutschen Landwirtschaft 1990 – 2010. Johann Heinrich von Thünen-Institut, Sonderheft 356, Braunschweig 2012
- [47] LfL: Integrierter Pflanzenbau: Feldfutterbau - Klee, Klee gras, Luzerne, Luzernegräser, Gräser. 7. Auflage. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Freising 2008, http://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/publikationen/daten/informationen/p_33040.pdf, Zugriff 19.12.2014
- [48] Memmler, M. & Dreher, M.: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger: Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012 - Aktualisierte Anhänge 1,2 und 3 der Veröffentlichung "Climate Change 15/2013", Stand Juli 2013. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau 2013
- [49] Dreher, M.; Memmler, M.; Rother, S.; Schneider, S.; Böhme, D.: Bioenergie - Datengrundlagen für die Statistik der erneuerbaren Energien und Emissionsbilanzierung - Ergebnisbericht zum Workshop vom Juli 2011. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau 2012
- [50] Keymer, U. & Schilcher, A.: Biogasanlagen: Berechnung der Gasausbeute von Kohlenstoffsubstraten. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, München 2003, <http://www.lfl.bayern.de/iba/energie/031560/>, Zugriff 13.05.2014
- [51] Baserga, U.: Landwirtschaftliche Co-Vergärungs-Biogasanlagen. FAT-Berichte Nr. 512, 1998
- [52] LfL: Düngung mit Biogasgärresten: effektiv-umweltfreundlich-bodenschonend - 10. Kulturlandschaftstag. Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Nr. 11/2012, Freising 2012, ISSN 1611-4159

- [53] VDI: VDI- Richtlinie 3475 - Blatt 4: Emissionsminderung Biogasanlagen in der Landwirtschaft - Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger. Kommission Reinhaltung der Luft im Verein Deutscher Ingenieure (VDI) und im Deutschen Institut für Normung (DIN), Düsseldorf 2010
- [54] Ebertseder, F. & Preißler, D.: Abschätzung des Methangaspotentials in Gärresten. In: Biogas Forum Bayern, Hrsg.: ALB Bayern e.V., Freising 2012, Nr. III-5/2012, http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Abschätzung_des_Methangaspotentials_in_Garresten_2011.pdf, Zugriff 13.05.2014
- [55] Aschmann, V. & Effenberger, M.: Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades Biogas betriebener BHKW über die Betriebsdauer. Abschlussbericht an das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (Förderkennzeichen K/08/01). Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Freising 2012
- [56] IPCC: Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Solomon, S.; Qin, D.; Manning, M.; Chen, Z.; Marquis, M. et al. (eds.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York City, USA 2007
- [57] Häring, G.; Sonnleitner, M.; Zörner, W.; Brüggling, E.; Bücken, C. et al.: Ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen. Abschlussbericht an das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Förderkennzeichen: 03MAP155), Ingolstadt 2011
- [58] Niebaum, A. & Wirth, B.: Erfassung und Analyse von Defiziten an landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., Darmstadt 2008
- [59] EU KOM: Bericht der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament über Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung fester und gasförmiger Biomasse bei Stromerzeugung, Heizung und Kühlung. Brüssel 2010
- [60] FNR: Biokraftstoffe Basisdaten Deutschland. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow 2008
- [61] Agrar Plus: <http://www.agrarplus.at/heizwerte-aequivalente.html>, Zugriff 04.12.2014
- [62] Keymer, U.: Ein Restrisiko bleibt. Bayerisches Landwirtschaftliches Wochenblatt Nr. 51(18), 2004
- [63] ASUE: BHKW-Grundlagen. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Berlin 2010
- [64] Witt, J.; Thrän, D.; Rensberg, N.; Hennig, C.; Naumann, K. et al.: DBFZ Report Nr. 12 – Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogas. Deutsches Biomasse Forschungszentrum, Leipzig 2012, ISSN 2190-7943
- [65] FNR: Biogas-Messprogramm II: 61 Biogasanlagen im Vergleich. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow 2010, ISBN 978-3-9803927-8-5
- [66] Effenberger, M.; Bachmaier, H.; Kränsel, E.; Lehner, A.; Gronauer, A.: Wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in Bayern, Schriften-

- reihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Nr. 1/2010, Freising 2010, ISSN 1611-4159
- [67] Effenberger, M.; Koch, K.; Lebuhn, M.: Entwicklungen für eine effiziente Biogasproduktion. In: Jahrbuch 2011/2012. Nachwachsende Rohstoffe – Wirtschaftsfaktor Biomasse. Centrales Agrar-Rohstoff-, Marketing- und Entwicklungsnetzwerk (C.A.R.M.E.N.) e.V., Straubing 2011, ISBN 978-3-937441-26-9: S. 321-330
- [68] UBA: Emissionsbilanz Erneuerbarer Energieträger - Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2011 - Aktualisierte Anhänge 2 und 4 der Veröffentlichung „Climate Change 12/2009“. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau 2012
- [69] UBA: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid - Emissionen des deutschen Strommix 1990-2010 und erste Schätzungen 2011. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau 2012
- [70] Strobl, M.: Biogasbetreiberdatenbank Bayern (BBD): Biogas in Zahlen - Statistik zur bayerischen Biogasproduktion. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, München, <http://www.lfl.bayern.de/iba/energie/031607/index.php>, Zugriff 16.12.2014
- [71] LfL: Umweltwirkungen eines zunehmenden Energiepflanzenanbaus. Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Nr. 11/2008, Freising 2008, ISSN 1611-4159
- [72] Biogas Forum Bayern: Biogas Kompetenz Bayern – Schulungsangebot des Biogas Forum Bayern. <http://www.biogas-forum-bayern.de/schulungen/angebote>, Zugriff 16.12.2014

Anhang

Anhang 1: Vorleistungswerte für Saatgut

Getreide		kg CO ₂ -Äq. kg Saatgut ⁻¹
Gerste	konventionell	0,73
Gerste	ökologisch	0,37
Mais	konventionell	2,13
Mais	ökologisch	1,67
Roggen	konventionell	0,64
Roggen	ökologisch	0,36
Weizen	konventionell	0,94
Weizen	ökologisch	0,46
andere Getreide: Mittel aus Weizen, Gerste und Roggen	konventionell	0,77
andere Getreide: Mittel aus Weizen, Gerste und Roggen	ökologisch	0,40
Leguminosen		
Ackerbohne	konventionell	0,68
Ackerbohne	ökologisch	0,84
Erbsen	konventionell	0,54
Erbsen	ökologisch	0,88
Sojabohne	konventionell	1,47
Sojabohne	ökologisch	1,47
andere Körnerleguminosen: Mittel aus allen Körnerleguminosen	konventionell	1,11
andere Körnerleguminosen: Mittel aus allen Körnerleguminosen	ökologisch	0,86
Rüben/Knollen		
Futterrübe	konventionell	6,73
Futterrübe	ökologisch	6,73
Kartoffeln	konventionell	0,36
Kartoffeln	ökologisch	0,20
Zuckerrübe	konventionell	3,37
Zuckerrübe	ökologisch	3,37
Gras/Klee		

Gras	ökologisch	1,74
Gras	konventionell	1,74
Klee	konventionell	1,75
Klee	ökologisch	1,75
Ölfrüchte		
Sonnenblume	konventionell	1,60
Sonnenblume	ökologisch	1,60
Raps	konventionell	0,95
Raps	ökologisch	0,95

Anhang 2: Durchschnittlich ausgebrachte PSM-Wirkstoffmenge nach Fruchtarten

Anbaukultur	Fungizid kg ha⁻¹	Herbizid kg ha⁻¹	Insektizid kg ha⁻¹	Wachstumsregler kg ha⁻¹	Summe kg ha⁻¹
Winterweizen	1,4	2,6	0,0	2,1	6,2
Winterroggen	0,7	1,9	0,0	1,3	3,9
Wintergerste	0,8	2,8	0,0	0,3	3,9
Sommergerste	0,6	1,6	0,0	0,0	2,3
Hafer	0,0	1,5	0,0	0,9	2,4
Triticale	0,2	1,7	0,0	1,3	3,2
Silomais	0,0	1,4	0,0	0,0	1,4
Winterraps	0,4	1,9	0,0	0,0	2,3
Sommerraps	0,3	0,9	0,0	0,0	1,1
Sonstige Hackfrüchte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zuckerrübe	0,0	7,8	0,1	0,0	7,9
Kartoffel	0,3	2,4	0,0	0,0	2,7

Anhang 3: *Ammoniakemissionen organischer Düngemittel je nach Ausbringtechnik*

Ackerland	ID	EF kg kg NH ₃ ⁻¹	Grünland	ID	EF kg kg NH ₃ ⁻¹
Breitverteiler ohne Einarbeitung	1	0,25	Breitverteiler	1	0,3
Breitverteiler Einarbeitung innerhalb von 4 h	2	0,90	Schleppschauch	2	0,21
Schleppschauch ohne Einarbeitung	3	0,18	Schleppschuh	3	0,12
Schleppschauch Einarbeitung innerhalb von 4 h	4	0,60	Schlitzen	4	0,6
Schleppschuh	5	0,12	separierter, flüssiger Gärrest: ohne Einarbeitung	5	0,20
Schlitzen	6	0,06	separierter, flüssiger Gärrest: Einarbeitung innerhalb von 4h	6	0,07
Injektoren	7	0,03			
separierter, fester Gärrest: ohne Einarbeitung	8	0,90			
separierter, fester Gärrest: Einarbeitung innerhalb von 4 h	9	0,45			
separierter, flüssiger Gärrest: ohne Einarbeitung	10	0,20			
separierter, flüssiger Gärrest: Einarbeitung innerhalb von 4 h	11	0,07			

Anhang 4: *Stoffeigenschaften/Umrechnungsfaktoren*

Heizwert CH ₄	9,968	kWh m ⁻³
Dichte CH ₄	0,7168	kg m ⁻³
Dichte CO ₂	1,9769	kg m ⁻³
Dichte O ₂	1,42895	kg m ⁻³
Dichte N ₂	1,2505	kg m ⁻³
molares Normvolumen von Gas	22,26	m ³ _N kmol ⁻¹
molare Masse CH ₄	0,01605	t kmol ⁻¹
molare Masse CO ₂	0,04401	t kmol ⁻¹
Umrechnungsfaktor für N ₂ O-N in N ₂ O	1,5711073	

Anhang 5: *Detailliertes Schema der Biogasprozesskette*

