



**LfL**

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

# Wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zur Biogas- produktion in Bayern

Fortsetzung 2008 - 2010

5

2011



**Schriftenreihe**

ISSN 1611-4159

## **Impressum**

Herausgeber: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)  
Vöttinger Straße 38, 85354 Freising-Weihenstephan  
Internet: [www.LfL.bayern.de](http://www.LfL.bayern.de)

Redaktion: Institut für Landtechnik und Tierhaltung  
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising-Weihenstephan  
E-Mail: [TierundTechnik@LfL.bayern.de](mailto:TierundTechnik@LfL.bayern.de)  
Telefon: 08161 71-3450

1. Auflage: September 2011

Druck: Lerchl Druck, 85354 Freising

Schutzgebühr: 10,00 Euro

© LfL



**Wissenschaftliche Begleitung der  
Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in  
Bayern**

**Fortsetzung 2008 - 2010**

**Hans Bachmaier  
Florian Ebertseder  
Mathias Effenberger  
Rainer Kissel  
Eunice Rivera-Gracia  
Andreas Gronauer**

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>11</b>
<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>13</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>16</b>
<b>2 Stand der Technik</b> .....	<b>18</b>
<b>3 Zielsetzung</b> .....	<b>20</b>
<b>4 Material und Methoden</b> .....	<b>21</b>
4.1 Auswahl der Biogasanlagen für die Fortführung der wissenschaftlichen Begleitung.....	21
4.2 Datengewinnung.....	21
4.2.1 Betriebstagebücher.....	21
4.2.2 Automatisierte Messwerterfassung und -aufzeichnung.....	21
4.2.3 Probenahme und chemische Analytik.....	23
4.3 Konfiguration der Pilot-Biogasanlagen und Änderungen.....	24
4.3.1 Pilot-Biogasanlage 6.....	25
4.3.2 Pilot-Biogasanlage 7.....	26
4.3.3 Pilot-Biogasanlage 8.....	27
4.3.4 Pilot-Biogasanlage 9.....	28
4.3.5 Pilot-Biogasanlage 10.....	29
4.4 Messtechnische Ausstattung der Pilot-Biogasanlagen.....	30
4.5 Ermittlung der Treibhausgasbilanz und des Ressourcenverbrauchs für die Pilot-Biogasanlagen.....	30
<b>5 Ergebnisse und Diskussion</b> .....	<b>31</b>
5.1 Horizontaler Anlagenvergleich.....	31
5.1.1 Kenngrößen der Biogasproduktion.....	31
5.1.1.1 Auswahl, Menge und Zusammensetzung der Einsatzstoffe.....	31
5.1.1.2 Hydraulische Verweilzeit.....	34
5.1.1.3 Raumbelastung und Gärtemperatur.....	35
5.1.1.4 Chemische Prozessindikatoren.....	36
5.1.1.5 Gasproduktion.....	43
5.1.1.6 Gasverbrauch.....	45
5.1.1.7 Gasqualität.....	46
5.1.1.8 Elektrische Leistung.....	47
5.1.1.9 Strombedarf.....	49
5.1.1.10 Wärmeproduktion.....	50

5.1.1.11	Wärmenutzung und Wärmebedarf .....	51
5.1.2	Treibhausgasbilanz und Ressourcenverbrauch für die Pilotanlagen .....	51
5.2	Einzelbetrachtung der Pilotbiogasanlagen .....	54
5.2.1	Pilot-Biogasanlage 6 .....	54
5.2.2	Pilot-Biogasanlage 7 .....	56
5.2.3	Pilot-Biogasanlage 8 .....	58
5.2.4	Pilot-Biogasanlage 9 .....	60
5.2.5	Pilot-Biogasanlage 10 .....	62
<b>6</b>	<b>Verfahrenstechnische Bewertung .....</b>	<b>65</b>
<b>7</b>	<b>Schlussfolgerungen.....</b>	<b>75</b>
<b>8</b>	<b>Veröffentlichungen.....</b>	<b>77</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>78</b>
	<b>Glossar .....</b>	<b>79</b>
Anhang 1:	Zusammenstellung der verfahrenstechnischen Kenngrößen .....	83
Anhang 2:	Analysedaten .....	86
Anhang 3:	Verlauf des Substratdurchsatzes.....	91

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Entwicklung der Anzahl der Biogasanlagen sowie deren gesamter installierter elektrischer Leistung in Deutschland: 1992 – 2010 (FACHVERBAND BIOGAS, 2011).....	16
Abb. 2: Entwicklung der Anzahl der Biogasanlagen in Bayern sowie deren gesamter installierter elektrischer Leistung in den Jahren 1997 bis 2010 (LFL, 2011).....	17
Abb. 3: Übersicht über die Behälterkonfiguration der Pilotanlagen.....	24
Abb. 4: Legende zu den nachfolgenden Fließbildern der Pilotanlagen .....	25
Abb. 5: Fließbild der Pilotanlage 6 .....	26
Abb. 6: Fließbild der Pilotanlage 7 .....	27
Abb. 7: Fließbild der Pilotanlage 8 .....	28
Abb. 8: Fließbild der Pilotanlage 9 .....	29
Abb. 9: Fließbild der Pilotanlage 10 .....	30
Abb. 10: Mittlerer Substratdurchsatz und durchschnittliche Zusammensetzung der Futterrationen in den einzelnen Pilotbetrieben.....	32
Abb. 11: Organischer Trockenmassegehalt (Mittelwert und Streuung der in etwa monatlich gezogenen Proben) der wichtigsten Einsatzstoffe.....	33
Abb. 12: Hydraulische Verweilzeit der Pilotanlagen, jeweils für die erste Stufe und den gesamten Gärraum (Mittelwerte ohne Berücksichtigung der Rezirkulation) sowie Restmethanpotential der Gärrückstände (Gärtest bei 37°C) .....	35
Abb. 13: Raumbelastung (Mittelwert und Spannweite der Tageswerte) der Pilotanlagen, jeweils für die erste Stufe und den gesamten Gärraum .....	36
Abb. 14: TM- und oTM-Gehalte des Gärsubstrats in den Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwert und Spannweite).....	37
Abb. 15: Gehalt an flüchtigen Fettsäuren und Essigsäure in den Gärsubstraten der unterschiedlichen Gärbehälter der Pilotanlagen (Mittelwert und Streubreite der monatlich gezogenen Proben).....	38
Abb. 16: Essigsäure- und Propionsäuregehalt in den Gärsubstraten der unterschiedlichen Gärbehälter der Pilotanlagen (Mittelwert und Streuung der monatlich gezogenen Proben); für eine bessere Übersichtlichkeit wurde bei dieser Darstellung auf die Werte aus der Hydrolysestufe von PB 6 verzichtet. ....	39
Abb. 17: Iso-Buttersäuregehalte in den Gärsubstraten der unterschiedlichen Gärbehälter der Pilotanlagen (Mittelwert und Streuung der monatlich gezogenen Proben) .....	40
Abb. 18: FOS/TAC Werte der Gärsubstrate in den unterschiedlichen Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwert und Streubreite der monatlich gezogenen Proben) .....	40

Abb. 19: Im Labor ermittelte pH-Werte der Gärsubstrate in den unterschiedlichen Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwert und Streubreite der monatlich gezogenen Proben) .....	41
Abb. 20: pH-Werte und $\text{NH}_4^+$ -N-Gehalte der Gärsubstrate in den unterschiedlichen Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwerte).....	42
Abb. 21: Ammoniakalische Stickstoffkonzentration (Mittelwerte und Streubreite) in Proben aus den Behältern der ersten Vergärungsstufe.....	43
Abb. 22: Mittlere Methanausbeuten in den Pilotanlagen, jeweils bezogen auf die eingetragene Frischmasse und die eingetragene organische Trockenmasse .....	44
Abb. 23: Biogasverbrauch der Pilot- und anderer Biogasanlagen (FNR, 2009) sowie Schätzbereich des Gasverbrauchs für PB 8.....	46
Abb. 24: Installierte elektrische Leistung und Auslastungsgrad der Pilotanlagen.....	47
Abb. 25: Stromausbeuten der Pilotanlagen, jeweils bezogen auf die eingetragene Frischmasse und die eingetragene organische Masse .....	48
Abb. 26: Treibhausgasbilanz der Stromproduktion für die betrachteten fünf landwirtschaftlichen Biogasanlagen, jeweils für die Jahre 2007 und 2010 (ohne Berücksichtigung der Gutschrift für die Stromeinspeisung).....	53
Abb. 27: Kumulierter fossiler Energieaufwand der Stromproduktion für die fünf betrachteten landwirtschaftlichen Biogasanlagen, jeweils für die Jahre 2007 und 2010 (ohne Berücksichtigung der Gutschrift für die Stromeinspeisung) .....	53
Abb. 28: Verlauf der Arbeitsausnutzung des BHKW von PB 6 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über 30 Tage) .....	54
Abb. 29: Methanbildungspotential der Gärrückstände im Batch-Gärtest bei 20 °C („kalt“) und 37 °C („warm“) über vier Untersuchungsjahre.....	55
Abb. 30: Verlauf der Stromausbeuten für PB 6 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über die Gesamt-Verweilzeit 84 d) .....	56
Abb. 31: Verlauf der Arbeitsausnutzung der BHKW von PB 7 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über 30 Tage) .....	56
Abb. 32: Methanbildungspotential der Gärrückstände aus PB 7 bei 20 °C („kalt“) und 37 °C („warm“) über vier Untersuchungsjahre .....	57
Abb. 33: Verlauf der Stromausbeuten für PB 7 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über die Gesamt-Verweilzeit 78 d) .....	57
Abb. 34: Verlauf der Gesamtraumbelastung und der hydraulischen Verweilzeit für PB 7 (gleitender Mittelwert über 30 Tage) .....	58
Abb. 35: Verlauf der Arbeitsausnutzung der BHKW von PB 8 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über 30 Tage) .....	59
Abb. 36: Methanbildungspotential der Gärrückstände aus PB 8 bei 20 °C („kalt“) und 37 °C („warm“) über vier Untersuchungsjahre .....	59
Abb. 37: Verlauf der Stromausbeuten für PB 8 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert der Gesamt-Verweilzeit 108 d).....	60

Abb. 38: Verlauf der Arbeitsausnutzung des BHKW von PB 9 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über 30 Tage) .....	61
Abb. 39: Methanbildungspotential der Gärückstände aus PB 9 bei 20 °C („kalt“) und 37 °C („warm“) über vier Untersuchungsjahre .....	61
Abb. 40: Verlauf der Stromausbeuten für PB 9 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über die Gesamt-Verweilzeit 131 d) .....	62
Abb. 41: Verlauf der Arbeitsausnutzung des BHKW von PB 10 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über 30 Tage) .....	63
Abb. 42: Methanbildungspotential der Gärückstände aus PB 10 bei 20 °C („kalt“) und 37 °C („warm“) über vier Untersuchungsjahre .....	64
Abb. 43: Verlauf der Stromausbeuten in PB 10 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über die Gesamt-Verweilzeit 79 d) .....	64
Abb. 44: Spezifische installierte elektrische Leistung und mittlere erreichte elektrische Arbeitsausnutzung der Pilotanlagen im Vergleich beider Untersuchungszeiträume. Zur Klassifizierung siehe auch EFFENBERGER et al., 2008. ....	65
Abb. 45: Methanausbeute aus der oTM der Einsatzstoffe in den Pilotanlagen im Vergleich der beiden Untersuchungszeiträume.....	66
Abb. 46: Mittlerer Substratdurchsatz und durchschnittliche Zusammensetzung der Futterrationen im Vergleich der beiden Untersuchungszeiträume.....	67
Abb. 47: oTM-Abbaugrad der Einsatzstoffe in den fünf Pilotanlagen im Vergleich der beiden Untersuchungszeiträume .....	68
Abb. 48: Hydraulische Verweilzeit (1. Stufe und Gesamtanlage) und Restmethanpotential (bei 37 °C) der Pilotbiogasanlagen im Vergleich der beiden Untersuchungszeiträume .....	69
Abb. 49: Restmethanpotential im Batch-Gärtest (bei 37 °C) in Abhängigkeit der hydraulischen Verweilzeit im Fermentersystem für alle fünf Pilotanlagen, 2007 – 2010 .....	70
Abb. 50: Mittlere Raumbelastung (1. Stufe und Gesamtanlage) der Pilotanlagen im Vergleich der beiden Untersuchungszeiträume.....	71
Abb. 51: Mittlere Methanproduktivität der Pilotanlagen im Vergleich der beiden Untersuchungszeiträume .....	71
Abb. 52: Mittlere Netto-Stromausbeute aus der eingetragenen oTM und spezifischer Strombedarf für die Pilotbiogasanlagen im Vergleich beider Untersuchungszeiträume .....	72
Abb. 53: Mittlerer Nettonutzungsgrad der Methanenergie für die Pilotanlagen im Vergleich beider Untersuchungszeiträume .....	73
Abb. 54: Mittlerer Strombedarfsanteil der Pilotanlagen im Vergleich beider Untersuchungszeiträume .....	74

## Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Übersicht über die auf den Pilot-Biogasanlagen erfassten Betriebsdaten (Kenngrößen) in den Bereichen Biogasproduktion und -verwertung .....	22
Tab. 2: Übersicht über Analysenparameter für Proben der Substrate, der Gärgemische und der Gärrückstände .....	23
Tab. 3: Codierung der bis Ende 2010 untersuchten Pilotbiogasanlagen .....	24
Tab. 4: Grundlegende verfahrenstechnische Daten der Bayerischen Biogas-Pilotanlagen .....	25
Tab. 5: Mittlere oTM-Gehalte der zugegebenen Substratmischung.....	33
Tab. 6: Während des Untersuchungszeitraums in den Pilotanlagen eingesetzte Gärhilfsstoffe.....	34
Tab. 7: Anteil des Restgaspotentials an der Gasausbeute der Substratmischung.....	35
Tab. 8: Für die Pilotanlagen ermittelte Biogas- und Methanausbeuten (Mittelwerte) im Vergleich zu rechnerischen Werten nach Futtermodell.....	44
Tab. 9: Berechneter Masse- und oTM-Abbau der Einsatzstoffe in den Pilotanlagen (%).....	45
Tab. 10: Für die Pilotanlagen ermittelte Methanproduktivitäten (Mittelwerte) .....	45
Tab. 11: Gemessene Methangehalte im Biogas der Pilotbetriebe (Mittelwert und Minimal-/ Maximalwert, Vol.-%) .....	46
Tab. 12: Im Brenngas der Pilotanlagen gemessene Schwefelwasserstoffgehalte (Mittelwert und Minimal-/ Maximalwert, ppm) .....	47
Tab. 13: Mittlere Arbeitsausnutzung (Auslastungsgrad) und theoretische Jahresvolllaststunden der BHKW .....	48
Tab. 14: Strombedarf der Pilotanlagen (absolut und im Verhältnis zum BHKW-Strom, spezifischer Strombedarf bezogen auf den Eintrag an Frischmasse und Anteile einzelner Anlagenteile am Gesamtstrombedarf (Mittelwerte) .....	49
Tab. 15: Spezifischer Strombedarf der Rührwerke in den unterschiedlichen Vergärungsstufen (Mittelwerte in kWh•t FM <sup>-1</sup> ).....	50
Tab. 16: Spezifischer Strombedarf der Eintragstechnik und der Einrichtungen zur Wärmenutzung bzw. des Substrataufschlusses (Mittelwerte in kWh•t FM <sup>-1</sup> ) .....	50
Tab. 17: Wärmebereitstellung der Pilotbiogasanlagen.....	51
Tab. 18: Wärmenutzung und Wärmebedarf zur Beheizung der Fermenter (Mittelwerte).....	51
Tab. 19: Treibhausgasbilanz und Kumulierter fossiler Energieaufwand (KEA) der Pilotanlagen inkl. Gutschrift für Stromeinspeisung .....	52



## Abkürzungsverzeichnis

ADF	<i>Engl.</i> Acid detergent fibre („Säure-Detergentien-Faser“)
ADL	<i>Engl.</i> Acid detergent lignin (Lignin)
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
Ca	Kalzium
CCM	Corn-Cob-Mix
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf
DFÜ	Datenfernübertragung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FFS	flüchtige Fettsäuren
FOS/TAC	Quotient aus flüchtigen organischen Säuren und gesamtem anorganischem Carbonat
GO	Gas-Otto-Motor
GPS	Getreide-Ganzpflanzensilage
GR	Glührückstand
K	Kalium
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KS4,3	Säurekapazität bis pH 4,3
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l <sub>N</sub> <sup>3</sup>	Normliter
m <sub>N</sub> <sup>3</sup>	Normkubikmeter
MW	Mittelwert
n. b.	nicht bekannt
n. v.	nicht verfügbar
NAWARO	nachwachsende Rohstoffe
NDF	<i>Engl.</i> Neutral detergent fibre („Neutral-Detergentien-Faser“)
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> -N	Ammoniakalischer Stickstoff (NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> + NH <sub>3</sub> )
N <sub>org.</sub>	Organischer Stickstoff
oTM	organische Trockenmasse
P	Phosphor
PB	Pilotbetrieb
S	Schwefel
SPE	Spurenelement

THG	Treibhausgas
TM	Trockenmasse
TMP	Tauchmotorpropeller
vgl.	vergleiche
ZR	Zuckerrüben
ZS	Zündstrahlmotor

## Zusammenfassung

Grundsätzlich unterschied sich die Zielsetzung der Weiterführung der wissenschaftlichen Begleitung von fünf Pilotbiogasanlagen nicht von der vorangegangenen Untersuchung in den Jahren 2006 bis 2008. Neben der vergleichenden Bewertung der verschiedenen Biogasanlagen war für die vorliegende Ausarbeitung der vertikale Anlagenvergleich von besonderem Interesse. Es galt zu ermitteln, wie sich Maßnahmen zur Erweiterung und Effizienzsteigerung auswirkten („Repowering“ im weiteren Sinne) und ob aufgrund der fortgeschrittenen Anlagenlaufzeit verschleißbedingte Leistungseinbußen zu verzeichnen waren. Da eine Fortführung der Begleitung an allen zehn Pilotanlagen aus arbeitswirtschaftlichen Gründen nicht durchführbar war, erfolgte eine Einschränkung auf fünf Betriebe. Die Auswahl der Betriebe erfolgte in erster Linie danach, ob bereits konkrete Repowering-Maßnahmen erfolgt oder zumindest abzusehen waren. Zudem mussten von Seiten der Betreiber die Bereitschaft und das Interesse für eine Fortführung der Zusammenarbeit vorhanden sein.

Die Ermittlung von Betriebsdaten umfasste die Auswertung von Betriebstagebüchern sowie der kontinuierlich und automatisiert erfassten Daten. Zusätzlich wurden die Analyseergebnisse aus den regelmäßig durchgeführten Probenahmen ausgewertet. Die Restgaspotentiale der einzelnen Betriebe wurden anhand von Gärtests bei 20 und 37 °C ermittelt. Des Weiteren wurden die Anlagen hinsichtlich der Treibhausgasemissionen und des kumulierten Energieaufwands (KEA) bilanziert. Der Zeitraum der Datenerhebung variierte zwischen 486 und 556 Tagen. In der Zusammenfassung sind jeweils die Mittelwerte des gesamten Beobachtungszeitraums dargestellt.

Während eine der fünf Pilotanlagen überhaupt keine tierischen Exkremente einsetzte, hatten drei der Betriebe auf Grund der eingesetzten Güllemengen Anspruch auf den sogenannten Güllebonus nach EEG 2009. Das hofeigene Gülleaufkommen reichte jedoch in keinem Fall für die Bonusberechtigung aus, weshalb Wirtschaftsdünger aus benachbarten Betrieben zugeliefert werden mussten. Im Durchschnitt aller Anlagen betrug der Anteil an Wirtschaftsdünger rund 22% und war damit genauso hoch, wie der mittlere Anteil der eingesetzten Grassilage. Die Maissilage war das einzige Substrat, welches an allen Betrieben eingesetzt wurde. Wie zu erwarten war, hatte sie mit 45% den höchsten Anteil an der durchschnittlichen Substratmischung. Trotz der vergleichsweise hohen Getreidepreise wiesen die energiereichen Substrate (CCM und Getreidekörner) mit mittleren 6% einen höheren Anteil auf als die Ganzpflanzensilage (3,5%). Alle anderen Substrate spielten eine untergeordnete Rolle.

Alle der untersuchten Biogasanlagen wiesen mindestens zwei Vergärungsstufen auf. Dabei nahm PB 6 eine Sonderstellung ein, welche nach einem zweistufig-zweiphasigen Verfahren mit separater Hydrolyse-/ Versäuerungsstufe betrieben wurde. Die Anlage hat dafür über keinen Nachgärbehälter. Drei der fünf Betriebe verfügten über kein gasdicht abgedecktes Gärrestlager, wobei das derzeit noch offene Lager von PB 7 in Kürze nachgerüstet wird. Alle Anlagen wurden im mesophilen Temperaturbereich betrieben, wobei das bevorzugte Temperaturniveau zwischen 41 und 44 °C lag.

Bis auf einen Fall (PB 10) waren in allen untersuchten Anlagen Gas-Otto Motoren im Einsatz. Das Spektrum der gesamten installierten elektrischen Leistung lag zwischen 324 und 855 kW. Keine der Anlagen wurde innerhalb des Untersuchungszeitraums erweitert. Dies

betrifft sowohl die installierte elektrische Leistung als auch das vorhandene Faulraumvolumen.

Die mittlere Raumbelastung der jeweiligen ersten Stufe der PB 7 bis 10 lag bei 4,5 bis 6 kg oTM•(m<sup>3</sup>•d)<sup>-1</sup> (Durchschnitt der Anlagen: 5,6 kg oTM•(m<sup>3</sup>•d)<sup>-1</sup>). Anlage 6 fiel hierbei verfahrensbedingt mit einem Wert von 36,5 kg oTM•(m<sup>3</sup>•d)<sup>-1</sup> in der Hydrolyse-/Versäuerungsstufe aus dem Rahmen. Eine Gesamtraumbelastung von 3 kg oTM•(m<sup>3</sup>•d)<sup>-1</sup> wurde von drei Betrieben übertroffen. Oberhalb dieses Wertes ist bei konventionellen einphasigen Verfahren mit einem erhöhten Risiko für Prozessinstabilitäten bzw. einer Verringerung des Abbaugrades zu rechnen. Die hydraulische Verweilzeit lag in der jeweiligen ersten Stufe zwischen 37 und 64 Tagen (PB 6: 1 Tag) und im Gesamtsystem zwischen 78 und 131 Tagen.

Anhand wichtiger Prozessindikatoren konnten instabile Verhältnisse in den Gärbehältern nachgewiesen werden. Dabei haben sich erneut der FOS/TAC als anlagenindividuelle Betrachtungsgröße und wichtiger noch der Gehalt an flüchtigen Fettsäuren (FFS) als zuverlässige Indikatoren erwiesen. Wie bereits im ersten Beobachtungszeitraum konnte eine Prozessinstabilität am deutlichsten durch das Auftreten von Iso-Buttersäure im Gärgemisch des Hauptgärbehälters erkannt werden.

Die fünf betrachteten Betriebe erreichten frischmassebezogene Biogas- bzw. Methanausbeuten von 162 bis 263 m<sup>3</sup><sub>N</sub> Biogas bzw. 86 – 150 m<sup>3</sup><sub>N</sub> Methan. Dabei wurden die höchsten Ausbeuten durch den Einsatz von Getreidekörnern erzielt. Bezogen auf die eingesetzte Tonnage an organischer Trockenmasse variierten die Erträge zwischen 634 und 831 m<sup>3</sup><sub>N</sub> Biogas bzw. 332 – 475 m<sup>3</sup><sub>N</sub> Methan. Die nach Futterwertmodell prognostizierten Gasausbeuten wurden von allen untersuchten Anlagen deutlich übertroffen, im Mittel um 32%. Der über die Massenbilanz errechnete Abbaugrad der oTM betrug zwischen 70 und 87%.

Das Restmethanpotential bei 37 °C im Verhältnis zur durchschnittlich erreichten Gasausbeute lag zwischen 2,2 und 8,4% (im Durchschnitt der Anlagen bei 6%). Das bei einer Temperatur von 20 °C ermittelte CH<sub>4</sub>-Emissionspotential bei ggf. offener Lagerung des Gärrests wies ein Spektrum von 0,5 bis 2,6% auf (im Durchschnitt der Anlagen: 1,5%). Wie bereits im ersten Untersuchungszeitraum sank das Restgaspotential tendenziell mit zunehmender Verweilzeit, wobei die Ergebnisse der Anlagen mit Verweilzeiten um 90 Tagen eine breite Streuung aufwiesen. Es bestand kein Zusammenhang zwischen Energiepotential und oTM-Gehalt des Gärrests. Daraus kann geschlossen werden, dass nicht in erster Linie die Menge der vorhandenen Organik, sondern deren Verdaulichkeit ausschlaggebend dafür ist, wie viel Energie aus dem Gärrest noch gewonnen werden kann.

Die Methanproduktivität der fünf Betriebe lag im Mittel bei 1,1 m<sup>3</sup>•(m<sup>3</sup>•d)<sup>-1</sup>. Die beiden ermittelten Extremwerte (0,7 und 1,8 m<sup>3</sup>•(m<sup>3</sup>•d)<sup>-1</sup>) stammten aus Betrieben mit besonderer Anlagenkonfiguration. Der niedrige Wert entstand durch den fast ausschließlichen Einsatz von Grassilage, der hohe Wert aus einem vergleichsweise großen Anteil von energiereichen Einsatzstoffen (Maissilage, Getreide, CCM).

Die Methangehalte im Biogas aus den Pilotanlagen betrugen im Mittel zwischen 51 und 57%. Der obere Wert stammt von Betrieb 6, wo in der Hydrolyse-/Versäuerungsstufe bereits ein größerer Anteil an CO<sub>2</sub> freigesetzt wurde. Der durchschnittliche Methangehalt über die vier übrigen Betriebe lag bei 52%.

Die spezifische installierte elektrische Leistung der Pilotanlagen errechnete sich zu 0,12 bis 0,29 kW je m<sup>3</sup> Arbeitsvolumen, tatsächlich erreicht wurden spezifische Leistungen von 0,11 bis 0,24 kW•m<sup>-3</sup>. Daraus resultierten Arbeitsausnutzungen von 81 bis 98% (Durchschnitt: 88%). Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Volllaststundenzahl von

ca. 7.700. Für die drei Betriebe mit den höchsten spezifischen installierten elektrischen Leistungen wurden elektrische Auslastungsgrade zwischen 81 und 86% ermittelt. Dies deutet darauf hin, dass deren Anlagenkonfiguration zu hoch belastet war.

Der ermittelte Anteil des Strombedarfs an der Stromproduktion betrug im Mittel 9,3% und variierte zwischen 4,5 und 16%. Dabei übte die individuelle Anlagenkonfiguration den größten Einfluss aus. Ein Zusammenhang zwischen installierter elektrischer Leistung bzw. Auslastungsgrad und anteiligem Strombedarf konnte nicht festgestellt werden. Der größte Bedarf wurde durch den Betrieb der Rührwerke verursacht. Im Mittel lag der Stromverbrauch der Rührwerke bei einem Anteil von rund 35% am Gesamtbedarf. Im Durchschnitt lag der spezifische Stromverbrauch der Rührwerke bei knapp 12 kWh pro eingetragener Tonne Frischmasse. Tendenziell bestand ein Zusammenhang zwischen Rühraufwand und TM – Gehalt der Substratmischung. In allen Anlagen wurde ein geringerer spezifischer Strombedarf zur Durchmischung festgestellt als im ersten Untersuchungszeitraum (MW:  $18 \text{ kWh} \cdot \text{t}^{-1}$ ).

Der zur Beheizung der Fermenter notwendige Energiebedarf lag nur für drei Anlagen vor. Zwei Betriebe benötigten einen Anteil von rund 17%, der dritte einen Anteil von weniger als 5% der BHKW-Wärme, um die Gärbehälter zu beheizen. In letzterer Anlage war eine deutliche Eigenerwärmung feststellbar, so dass eine Beheizung des Nachgärbehälters nicht erforderlich war.

Erfreulich gestaltete sich die Entwicklung bei der Wärmenutzung. Im Durchschnitt wurden täglich mehr als 5.500 kWh Wärmeenergie einer Nutzung zugeführt, was einer mittleren Wärmeleistung von 229 kW entspricht. Der Wärmenutzungsgrad, der nur für drei Betriebe vorlag, errechnete sich zu 47 bis 91%. Für die beiden übrigen Betriebe kann ein Wärmenutzungsgrad von ca. 50% geschätzt werden. Das Gesamtergebnis stellt im Vergleich zum ersten Untersuchungszeitraum eine deutliche Steigerung dar, wo nur in Einzelfällen Wärmenutzungsgrade von über 40% erreicht werden konnten.

Für die Stromproduktion aus Biogas wurden für die fünf Pilotbetriebe die THG-Emissionen im Vergleich zur Stromproduktion aus einem fossilen Referenzsystem errechnet. Die errechneten Einsparungen lagen für die Betriebe bei 593 bis 923 g CO<sub>2</sub>-Äq•kWh<sub>el.</sub><sup>-1</sup>. Beim kumulierten Energieaufwand (KEA) wurden gegenüber der fossilen Referenz Einsparungen von 2,13 bis 3,22 kWh<sub>fossil</sub>•kWh<sub>el.</sub><sup>-1</sup> festgestellt. Gegenüber dem ersten Untersuchungszeitraum ergaben sich damit auch für diesen Bereich erhebliche Verbesserungen, was in erster Linie eine Folge der gesteigerten Wärmenutzung war.

# 1 Einleitung

Die deutsche Biogasbranche hat in den letzten zehn Jahren einen enormen Aufstieg erfahren. Dabei bildete das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) seit dem Jahr 2000 die Grundlage für den Zuwachs von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland. Seither wurde dieses Gesetz zweimal novelliert. Die Zunahme der Biogaserzeugung verlief vor allem nach der ersten Novelle des EEG in 2004 so dynamisch, dass die Praxis der Forschung teilweise davonlief. Der Beginn des ersten Abschnitts der wissenschaftlichen Begleitung der Bayerischen Pilot-Biogasanlagen im Jahre 2005 fiel somit mitten in diesen Boom. In 2010 erreichte der Zubau an Biogasanlagen in der Bundesrepublik Deutschland den bisherigen Höchstwert von 921, wobei für das laufende Jahr ein nochmals größerer Zubau prognostiziert wird (Abb. 1). In Bayern verlief die beschriebene Entwicklung qualitativ praktisch in gleicher Weise wie auf Bundesebene (Abb. 2).

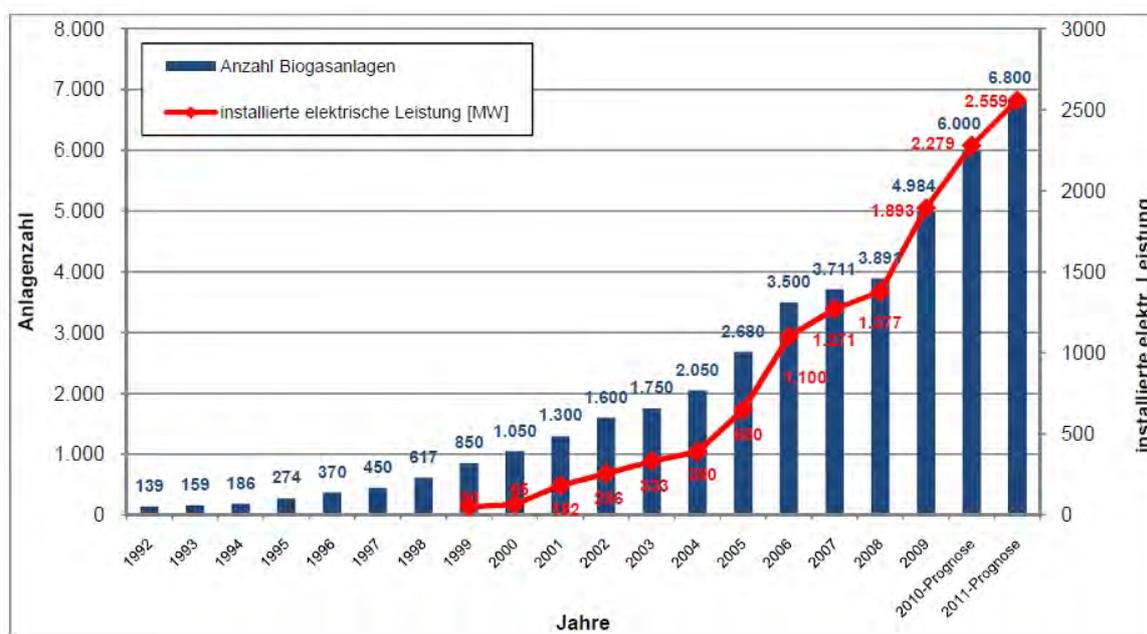


Abb. 1: Entwicklung der Anzahl der Biogasanlagen sowie deren gesamter installierter elektrischer Leistung in Deutschland: 1992 – 2010 (FACHVERBAND BIOGAS, 2011)

Im Durchschnitt Bayerns deckte die Stromproduktion aus Biogas in 2010 rund 4,7% des Strombedarfs und damit einen etwa doppelt so hohen Anteil wie im Bundesdurchschnitt, wo der Anteil bei 2,5% lag. Die landwirtschaftliche Biogaserzeugung zur Bereitstellung von Strom und Wärme, welche vor rund 15 Jahren noch im Wesentlichen ein Betätigungsfeld für Idealisten war, ist mittlerweile zu einem der wichtigsten Produktionszweige der Landwirtschaft geworden, dessen Bedeutung weiter zunehmen wird. Der Stromproduktion aus Biogas wird wegen ihrer grundsätzlichen Regelbarkeit eine besondere Bedeutung für die zukünftige Energieversorgung zukommen.

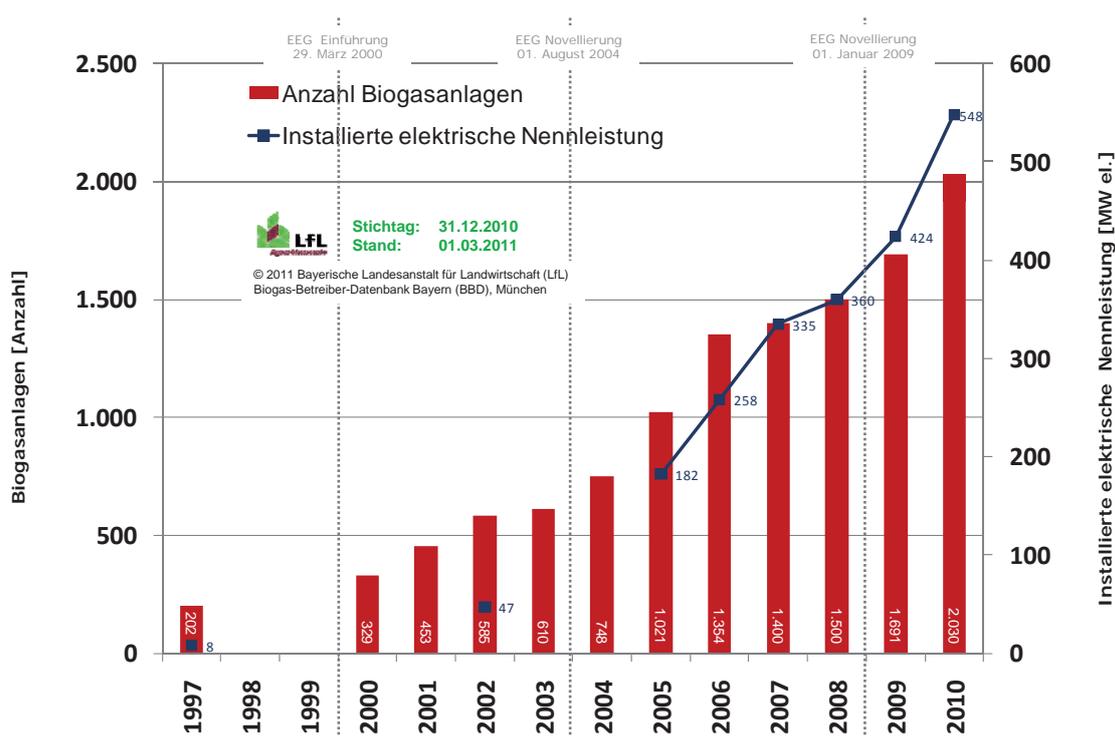


Abb. 2: Entwicklung der Anzahl der Biogasanlagen in Bayern sowie deren gesamter installierter elektrischer Leistung in den Jahren 1997 bis 2010 (LFL, 2011)

Angesichts der erheblichen Investitions- und Betriebskosten einer Biogasanlage sind hohe Anforderungen an deren Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit zu stellen. Hier hat es in den letzten Jahren durch konstruktive Weiterentwicklung und teilweise Standardisierung der Komponenten deutliche Verbesserungen gegeben. Gleichzeitig hat die Komplexität der Anlagen zugenommen.

Der erste Abschnitt der wissenschaftlichen Begleitung der Bayerischen Biogas-Pilotanlagen (siehe [EFFENBERGER et al., 2010](#)) wurde noch vor dem Hintergrund bestritten, dass angesichts der oben beschriebenen dynamischen Entwicklung der Branche die unabhängige Forschung und Beratung zur landwirtschaftlichen Biogastechnologie der Praxis des Anlagenbaus teilweise hinterher hinkte. Mit den Ergebnissen des Anlagenmonitorings konnte die Basis an belastbaren wissenschaftlichen Daten zum Betriebserfolg von Biogasanlagen in der landwirtschaftlichen Praxis erweitert und vertieft werden. Erst die langfristige Begleitung der Anlagen macht es möglich, Aussagen zu Standzeiten und verschleißbedingten Leistungseinbußen zu treffen. Die erworbenen Erkenntnisse können für die verbesserte Planung neu zu errichtender Anlagen genutzt werden.

## 2 Stand der Technik

Bezüglich der in der Praxis angewandten Verfahren zur Biogasproduktion hat sich gegenüber dem Stand der Technik, wie er Abschlussbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in Bayern“ dargestellt wurde, nur wenig verändert. Durch die zweite Novelle des EEG in 2009 wurde mit der Einführung des sogenannten Güllebonus der Einsatz tierischer Exkremente in Biogasanlagen in gewissem Umfang gesteigert. Mit diesem sollte auch kleineren Betrieben mit geringer Flächenausstattung die Möglichkeit geboten werden, in die Biogasproduktion einzusteigen. Auf Grund der Konstruktion der Bonusregelung kam es jedoch vor allem zu Mitnahmeeffekten für mittelgroße Biogasanlagen. Kleinanlagen (installierte elektrische Leistung deutlich unter 150 kW) sind jedoch wirtschaftlich nach wie vor schwierig darzustellen. Es werden zwar von unterschiedlichen Herstellern vermehrt Kleinanlagen in Komplettbauweise angeboten, in denen Energiepflanzen nur zu einem sehr geringen Anteil vorgesehen sind. Die Kosten für die Errichtung dieser Anlagen sind im Verhältnis zur Ertragsleistung jedoch noch zu hoch.

Der im EEG nicht eindeutig geklärte „Anlagenbegriff“ begünstigte die Installation von sogenannten Satelliten-BHKW. Solche BHKW befinden sich außerhalb des Betriebsgeländes und sind mit diesem durch eine Gasleitung verbunden, gelten jedoch als eigenständige Anlage, was den Anspruch auf eine höhere Grundvergütung bedingt. Energetisch gesehen kann dies eine sinnvolle Möglichkeit sein, die Biogasverwertung an einen Ort mit hohem Wärmebedarf zu verlegen. Durch die Mehreinnahmen aus Wärmeverkauf und Vergütung können die hohen Installationskosten der Gasleitung kompensiert werden (KEYMER, 2011). Ein solches BHKW wird in PB 7 eingesetzt.

Auf Grund steigender Substratpreise trat die effizientere Nutzung der eingesetzten Rohstoffe in den Vordergrund. Es wurden verschiedene Verfahren zur Substratkonditionierung entwickelt und zum Einsatz gebracht. Dazu gehört die Schnittlängenreduzierung durch eine Geräteeinheit in der Förderleitung, wie sie am Betrieb PB 9 im Einsatz ist. Bei den Untersuchungen von LEHNER *et al.* (2010) wurde lediglich eine durch die Konditionierung hervorgerufene Veränderung der Prozesskinetik beobachtet, höhere Gasausbeuten konnten nicht nachgewiesen werden. Ähnliche Ergebnisse erbrachten die Untersuchungen einer Anlage zur elektrokinetischen Desintegration, wie sie seit 2009 am PB 8 im Einsatz ist. Bei diesem Verfahren üben elektrische Felder hohe Drücke auf die Zellmembrane der Rohstoffe aus, die dann aufbrechen. Somit sollen der Bakterienpopulation größere Mengen an verdaulichem Material zur Verfügung gestellt werden.

Die Substratkonditionierung mittels Ultraschallbehandlung wurde an der Universität Hamburg Harburg untersucht. Bei diesem Verfahren wird die Suspension einer Frequenzbehandlung unterzogen, die eine Blasenbildung (Kavitation) bewirkt. Beim Kollabieren dieser Blasen entstehen auf kleinstem Raum sogenannte Jet Streams und Hot Spots mit Drücken von mehreren Hundert bar und sehr hohen Temperaturen. Diese Bedingungen führen zur Zerstörung der Zellwände und es werden größere Mengen an verdaulichem Material verfügbar. Bei einer Überprüfung der Ultraschall-Desintegration an zwei Praxisanlagen wurde eine Steigerung der Gasausbeuten um 15 bzw. 19% nachgewiesen (NICKEL & NEIS, 2007). In PB 10 wird seit 2009 eine Anlage zur Ultraschall-Desintegration betrieben.

Ein mechanisches Verfahren zur Substratkonditionierung ist die Behandlung mit einem sogenannten Querstromzerspaner. Bei dieser Methode, die bereits seit Jahren für die Aufbereitung von Abfällen eingesetzt wird, rotiert eine Kette an der Basis eines massiven Stahlzylinders. Durch die hohe Rotationsgeschwindigkeit wird der Inhalt des Zylinders gegen die Wand geschleudert, wodurch die Zellwände zerstört werden. Ergebnisse einer unabhängigen Untersuchung dieses Verfahrens liegen derzeit nicht vor. An PB 6 ist seit Mai 2011 eine Anlage im Einsatz, die nach diesem Prinzip betrieben wird. Im Rahmen einer Bachelor-Arbeit wird dieses System derzeit eingehend untersucht. Mit Ergebnissen ist Anfang Herbst 2011 zu rechnen.

An der Sächsischen Landesanstalt für Landwirtschaft wurde die Extrudiertechnik untersucht. Bei diesem Prinzip wird der pflanzliche Rohstoff durch zwei gegenläufige Schnecken zerrieben. Dabei werden hohe Drücke und Temperaturen aufgebaut. Durch plötzliches Entspannen kommt es zur Beeinträchtigung der Zellwände. Die Untersuchung zeigte im Gärtest einen positiven Effekt auf Biogasausbeute aus Gras- und Maissilage. Dabei wurde der Mehrertrag durch die Intensität der Behandlung beeinflusst. Je nach Behandlungsintensität wurde für Maissilage eine Steigerung der Gasausbeute um 7 bis 14%, für Gras um 19 bis 26% festgestellt (WEIß & BRÜCKNER 2008).

Zur Verbesserung der Prozessstabilität werden unterschiedliche Zusatzstoffe angeboten, die meist aus einer Mischung verschiedener Mineralien zur Sicherstellung der Spurennährstoffversorgung bestehen. In einzelnen Fällen enthalten diese Mittel zusätzlich Eisensalze zur Schwefelregulierung. Zur alleinigen Regulierung des Schwefelwasserstoffgehalts werden Eisensalze auch ohne Additive angeboten. Den gleichen Zweck erfüllen Algenpräparate. Zur enzymatischen Unterstützung des hydrolytischen Substrataufschlusses und damit zur Steigerung des Gasertrags sind Enzyme auf dem Markt.

Die Wirkung verschiedener Gärhilfsstoffe wurde mehrfach untersucht, ist aber unter den Bedingungen der Praxis nur sehr schwer nachzuweisen. Den Effekt zweier verschiedener Präparate mit unterschiedlichem Mikronährstoffgehalt auf die Gärbiologie beschreiben HEUWINKEL *et al.* (2009) als eindeutig stabilisierend. Eine Steigerung der Gasausbeute konnten sie dabei nicht nachweisen. Andere Untersuchungen ergaben, dass der Verzicht einer zusätzlichen Spurennährstoffgabe bei der Vergärung nachwachsender Rohstoffe ohne Zusatz tierischer Exkrememente zum Erliegen der Gasproduktion führte. Dieser Effekt wurde noch verstärkt, wenn sich die Fütterung auf ein Substrat beschränkte (LEBUHN *et al.*, 2008; MUNK *et al.*, 2010). Bei einer Untersuchung von 61 Biogasanlagen, die zur Beschleunigung des hydrolytischen Abbaus Enzyme einsetzten wurde festgestellt, dass die Wirkung abhängig von der an der Anlage vorherrschenden Verweilzeit war. In Anlagen mit hoher hydraulischer Verweilzeit wurde praktisch keine Wirkung nachgewiesen. In Anlagen mit Verweilzeiten zwischen 50 und 110 Tagen verbesserte sich die durchschnittliche Substratausnutzung binnen zwei bis drei Monaten um 10 - 15% (HÖLKER, 2009).

### 3 Zielsetzung

Die Weiterführung der wissenschaftlichen Begleitung eines Teils der Bayerischen Pilotbetriebe zur Biogasproduktion verfolgte grundsätzlich dieselben Ziele wie im vorausgegangenen Untersuchungszeitraum. Zum einen sollte der Kenntnisstand über den Betriebserfolg landwirtschaftlicher Biogasanlagen unterschiedlicher Konzeption an den schon bekannten Anlagen erweitert und vertieft werden. Des Weiteren sollten Planern und potentiellen Investoren von Biogasanlagen unabhängig ermittelte und zuverlässige Informationen zur Verfügung gestellt werden, um Defizite bei der Planung von Biogasanlagen zu vermeiden und Problemen beim Betrieb vorzubeugen.

An eine im umfassenden Sinne effiziente Biogasanlage sind dabei folgende Anforderungen zu stellen:

- hohe Zuverlässigkeit
- hoher erzielter Abbaugrad der organischen Substanz bzw. weitgehende Ausschöpfung des Gasertragspotentials der Einsatzstoffe
- weitgehende Ausschöpfung des Potentials zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und des Ressourcenverbrauchs
- hoher energetischer Nutzungsgrad
- minimierte Emissionsraten
- rentabler und arbeitswirtschaftlich vorbildlicher Betrieb.

Im verlängerten Untersuchungszeitraum interessierte neben der vergleichenden Bewertung der verschiedenen Biogasanlagen insbesondere der vertikale Vergleich. Es galt zu ermitteln, wie sich Maßnahmen zur Erweiterung und Effizienzsteigerung dieser Anlagen („Repowering“ im weiteren Sinne) tatsächlich auswirkten. Ebenso war die Erfassung möglicher verschleißbedingter Leistungseinbußen von Interesse.

## 4 Material und Methoden

Für eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Anlagen wird auf den Abschlussbericht der vorausgegangenen Untersuchungen verwiesen ([EFFENBERGER \*et al.\*, 2010](#)). An dieser Stelle werden lediglich die wesentlichen Veränderungen auf den Anlagen dokumentiert. Die Methodik der Datengewinnung und -verarbeitung folgte dem vorausgegangenen Untersuchungszeitraum und wird im Folgenden verkürzt dargestellt.

### 4.1 Auswahl der Biogasanlagen für die Fortführung der wissenschaftlichen Begleitung

Die Ergebnisse aus dem ersten Teil der wissenschaftlichen Begleitung der Bayerischen Biogas-Pilotanlagen zeigten, dass diese Anlagen mit teilweise sehr unterschiedlichem Erfolg betrieben wurden. Für die Fortführung der wissenschaftlichen Begleitung wurden fünf Anlagen ausgewählt, auf denen zum Ende des vorausgegangenen Projektzeitraums bereits konkrete Repowering-Maßnahmen erfolgt oder zumindest abzusehen waren. Zusätzlich war es natürlich eine notwendige Bedingung, dass die Betreiber dieser Anlagen auch die Bereitschaft und das Interesse für eine Fortführung der Zusammenarbeit zeigten.

Während der Projektlaufzeit wurden alle Betreiber der Bayerischen Pilot-Biogasanlagen in bewährter Manier zu zwei Seminaren an die LfL nach Freising eingeladen. Im Vordergrund standen dabei der horizontale Anlagenvergleich und der Erfahrungsaustausch zwischen und mit den Landwirten.

### 4.2 Datengewinnung

Die Betriebe wurden wie gewohnt regulär einmal im Monat besucht, um Proben zu nehmen, Datenlogger auszulesen und Tagebuchblätter mitzunehmen. Dabei wurde normalerweise vor Ort der Betriebsverlauf anhand der vorliegenden Analyseergebnisse besprochen und ggf. auf aktuelle Themen und Fragen der Betreiber eingegangen.

#### 4.2.1 Betriebstagebücher

Die Betriebstagebücher wurden von den Betreibern der Pilotanlagen nach den Vorgaben der LfL geführt. Die Aufzeichnungen wurden auf allen Betrieben zunächst handschriftlich vorgenommen (jeweils Wochenblätter). Die Übermittlung der Tagebücher erfolgte entweder per Fax oder - nach Eingabe vor Ort - in elektronischer Form (MS-Excel-Datei). Die im Betriebstagebuch erfassten Bewegungsdaten können der Übersicht in Tab. 1 entnommen werden.

#### 4.2.2 Automatisierte Messwerterfassung und -aufzeichnung

Für Zwecke der kontinuierlichen Messwerterfassung wurden zu Beginn der ersten Projektphase auf den Pilot-Biogasanlagen Datenlogger (Theodor Friedrichs & Co., Schenefeld) installiert. Diese wurden so konfiguriert, dass Mittelwerte über jeweils zwölf Stunden geloggt wurden (Messtakt: 2 s). Die Auslesung der Daten erfolgte anlässlich der monatlichen Besuche auf den Anlagen über eine RS 232-Schnittstelle. Die Daten wurden als csv-Dateien der weiteren Verarbeitung zugeführt.

Tab. 1: Übersicht über die auf den Pilot-Biogasanlagen erfassten Betriebsdaten (Kenngrößen) in den Bereichen Biogasproduktion und -verwertung

Objekt /Stoffstrom Eigenschaft	Betriebstagebuch	Datenlogger	Sonstiges
Häufigkeit der Erfassung	täglich	je nach Messintervall	
Zeitstempel der Erfassung	x	x	
<b>Eintragsvorrichtung</b>			
Betriebsstunden	x		
Strombedarf (kWh)	(x)	(x)	Einzelmessungen
Intervall und Laufzeit	x		
Menge Eintrag (kg)	x	(x)	
<b>Gärbehälter</b>			
Wärmebedarf (kWh)	(x)		
<b>Gärbehälter /Gärgemisch</b>			
Gärtemperatur (°C)	x		
Füllstand	(x)		
Entnahme Rückführung	(x)		
<b>Gärbehälter /Biogas</b>			
Methangehalt (Vol.-%)	(x)	(x)	
CO <sub>2</sub> -Gehalt (Vol.-%)	(x)	(x)	
O <sub>2</sub> -Gehalt (Vol.-%)	(x)	(x)	
H <sub>2</sub> S-Gehalt (ppm)	(x)	(x)	
H <sub>2</sub> -Gehalt (ppm)	(x)	(x)	
Gasmenge (m <sup>3</sup> oder kg)	(x)	(x)*	
<b>Gärbehälter /Rührwerke</b>			
Betriebsstunden	x		
Strombedarf	(x)	(x)	Einzelmessungen
Intervall und Laufzeit	x	(x)	
<b>Gassack /Füllstand</b>			
	(x)		
<b>BHKW</b>			
Betriebsstunden	x		
Zündölverbrauch (l)	(x)		aus Lieferscheinen
BHKW-Wärme (kWh)	(x)		
BHKW-Strom (kWh)	x	(x)	
Stromeinspeisung (kWh)	x	(x)	aus Jahresabrechng.
<b>BHKW /Biogas</b>			
Gasmenge (m <sup>3</sup> oder kg)	x	(x)*	
Methangehalt (Vol.-%)	x	x	
CO <sub>2</sub> -Gehalt (Vol.-%)	(x)	(x)	
O <sub>2</sub> -Gehalt (Vol.-%)	x	x	
H <sub>2</sub> S-Gehalt (ppm)	x	x	
H <sub>2</sub> -Gehalt (ppm)	(x)	(x)	
Gastemperatur (°C)	(x)	(x)*	
Gasüberdruck (hPa)	(x)	(x)*	
<b>Gasfackel</b>			
Gasmenge (m <sup>3</sup> )	(x)		
Betriebsstunden	(x)		
<b>Gärrestlager</b>			
Entnahme flüssig (m <sup>3</sup> )	x		
Entnahme fest (t)	(x)		
Entnahme Rückführung (m <sup>3</sup> )	(x)		
<b>Gärrestseparator</b>			
Betriebsstunden	(x)		
Strombedarf (kWh)	(x)		
<b>Pumpen</b>			
Betriebsstunden	(x)		
Strombedarf (kWh)	(x)		
<b>Weitere Aggregate</b>			
Betriebsstunden	(x)		
Strombedarf (kWh)	(x)		

\*) Zwölf-Stundenmittel- bzw. summe auf Basis kontinuierlicher Messwerte; x = auf allen Anlagen; (x) = soweit vorhanden

### 4.2.3 Probenahme und chemische Analytik

Zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit und Stabilität des Gärprozesses sowie für die energetische Bilanzierung war die Entnahme und chemische Analyse von Proben der Substrate, der Gärgemische in den einzelnen Prozessstufen und der Gärreste erforderlich. Die Probenahme erfolgte im Falle der Substrate und der Gärgemische normalerweise monatlich. Proben der Gärreste wurden nach Möglichkeit anlässlich der Entnahme aus dem Gärrestlager vor der landwirtschaftlichen Ausbringung genommen. Eine Übersicht zu den untersuchten Parametern gibt Tab. 2.

Tab. 2: Übersicht über Analysenparameter für Proben der Substrate, der Gärgemische und der Gärrückstände

Probenart	Feste Biomasse	Gülle	Gärgemisch	Gärrückstand
TM (Massen-%)	x	x	x	x
oTM (% TM)	x	x	x	x
CSB (g/kg)	x		x	(x)
K <sub>S4,3</sub> (mmol/l)			x	
FFS gesamt (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
pH (-)	(x)	x	x	x
Essigsäure (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
Propionsäure (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
iso-Buttersäure (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
Buttersäure (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
iso-Valeriansäure (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
Valeriansäure (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> -N (mg/l)	(x)	(x)	x	x
Rohprotein (% TM)	(x)	(x)	(x)	(x)
Rohfaser (% TM)	(x)	(x)	(x)	(x)
Rohfett (% TM)	(x)	(x)	(x)	(x)
NDF	(x)	(x)	(x)	(x)
ADF	(x)	(x)	(x)	(x)
ADL	(x)	(x)	(x)	(x)
Gesamt-C (% TM)	x	(x)		(x)
N <sub>org.</sub> (% TM)	(x)	(x)		x
P (% TM)				x
K (% TM)				x
Ca (% TM)				x
S (% TM)				x
FOS/TAC (-)			x	
Spezif. Volumen (kg*m <sup>-3</sup> )	(x)			

x = Bestimmung an allen Proben; (x) = Bestimmung in einem Teil der Proben

Die chemische Analyse der Proben erfolgte teilweise im Labor des Instituts für Landtechnik und Tierhaltung, teilweise im Zentrallabor der Abteilung für Qualitäts- und Untersuchungswesen der LfL nach einschlägigen Vorschriften (VDLUFA, 1997). Aufgrund eingeschränkter Kapazitäten waren eine zeitnahe Analyse der Proben (innerhalb von ein bis zwei Tagen) und damit eine direkte prozessanalytische Betreuung der Pilot-Biogasanlagen in der Regel nicht möglich. Die Betreiber wurden zu diesem Zweck gegebenenfalls an kommerzielle Auftragslabors verwiesen.

### 4.3 Konfiguration der Pilot-Biogasanlagen und Änderungen

Die Bezeichnung der Pilotbetriebe wurde geändert, nachdem fünf der alten Betriebe aus der Untersuchung herausgenommen wurden und dadurch die chronologische und übersichtliche Form verloren ging. Die alte Bezeichnung nach Buchstaben wurde verworfen und die Anlagen (nach alphabetischer Ordnung) mit Nummern versehen (Tab. 3). Dieser Codierungsschlüssel ist auf bereits eingereichte Berichte oder Veröffentlichungen anzuwenden, in denen noch die alten Bezeichnungen verwendet wurden.

Tab. 3: Codierung der bis Ende 2010 untersuchten Pilotbiogasanlagen

bisherige Kennung	I	A	C	B	G
neue Kennung	6	7	8	9	10

Eine Übersicht der Behälterausstattung der Pilotanlagen in der jeweils aktuellen Ausbaustufe zeigt Abb. 3. Als „Stufen“ werden hierbei nur diejenigen Behälter bezeichnet, die ausdrücklich der Biogasproduktion dienen und zu diesem Zweck aktiv beheizt und/oder durchmischt werden. Besonders hervorzuheben ist Anlage 6, welche als einzige eine separate Hydrolyse- und Versäuerungsstufe aufweist, die in diesem Falle nicht luftdicht abgeschlossen ist. Weiterhin verfügen drei der fünf Anlagen über ein offenes Gärrestlager, aus dem Methanemissionen in unbekannter Höhe entweichen.

ID Anlage	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gärrestlager
6				
7				
8				
9				
10				

Legende:      Behälter mit Gaserfassung;      Behälter ohne Gaserfassung;      Hydrolysestufe

Abb. 3: Übersicht über die Behälterkonfiguration der Pilotanlagen

Eine Übersicht grundlegender verfahrenstechnischer Daten und der Veränderungen gegenüber dem vorausgegangenen Untersuchungszeitraum zeigt Tab. 4. Dargestellt ist auch das gesamte Spektrum der Einsatzstoffe während der wissenschaftlichen Begleitung. Mit Ausnahme von Anlage 9 wurden in allen Anlagen in diesem Zeitraum auf regelmäßiger Basis tierische Exkremate eingesetzt, in Anlage 8 allerdings nur in untergeordneten Anteilen.

Tab. 4: Grundlegende verfahrenstechnische Daten der Bayerischen Biogas-Pilotanlagen

Anlagenkennung	6	7	8	9	10
Inbetriebnahmejahr	2005	2005	2004	2005	2005
Gesamt-Gärraum	m <sup>3</sup> 1.095	3.015 → 4.020	3.676	2.605	1.540
Anzahl Prozessstufen	2	2	3	2	2
Einsatzstoffe: NAWARO	Maissilage Grünroggen ZR- Nassschnitt- zel Getreide- körner	Maissilage Grassilage GPS Grünroggen	Maissilage Grassilage GPS CCM Getreide- körner	Kleegrassila- lage Maissilage	Maissilage Grassilage GPS CCM Getreide- schrot
Einsatzstoffe: tierische Exkremente	Rindergülle Rindermist	Rindergülle Rindermist Hühnertro- ckenkot	Rindergülle	-	Schweine- gülle Rindergülle Rindermist
Anspruch „Güllebonus“	Ja	Ja	Nein	Nein	Ja
Installierte elektr. Leistung	kW 324	329 → 855	380 → 630	333	280 → 350
BHKW (Anzahl, Typ)	1 GO	2 GO	3 GO	1 GO	1 ZS, 1 GO

CCM: Corn-Cob-Mix; GO: Gas-Otto-Motor; GPS: Getreide-Ganzpflanzensilage; ZR: Zuckerrüben; ZS: Zündstrahlmotor

Im Folgenden wird anhand der Fließbilder der einzelnen Anlagen auf Änderungen der Anlagenkonfiguration eingegangen. Die Fließbilder dienen der Darstellung der funktionalen Zusammenhänge der Pilot-Biogasanlagen, enthalten jedoch nicht alle Schnittstellen im Sinne eines verfahrenstechnischen Fließbildes. Dargestellt sind auch alle relevanten messtechnischen Einrichtungen (Abb. 4).

Legende:	= Substratprobenahme	= Volumenstrom	= Masse/Volumen	= Gasleitung	= elektrokinetische Desintegration
	= Substratleitungen	= Temperatur/Druck	= Wärmemenge	= Heizung	= mechanische Zerkleinerung

Abb. 4: Legende zu den nachfolgenden Fließbildern der Pilotanlagen

#### 4.3.1 Pilot-Biogasanlage 6

Anlage 6 wurde komplett von einem Planungsbüro speziell für die Vergärung von Getreideschrot konzipiert, bestehend aus einer beheizten Hydrolysegrube (Stufe 1), einem zylindrischen Hochfermenter (Stufe 2) und einem offenen Gärrestlager. Dabei sollte die Biomasse planungsgemäß teilweise aus einem Feuchtsilo, teilweise direkt in die Hydrolysegrube eingebracht und von dort in den Hauptgärbehälter gepumpt werden (Abb. 5).

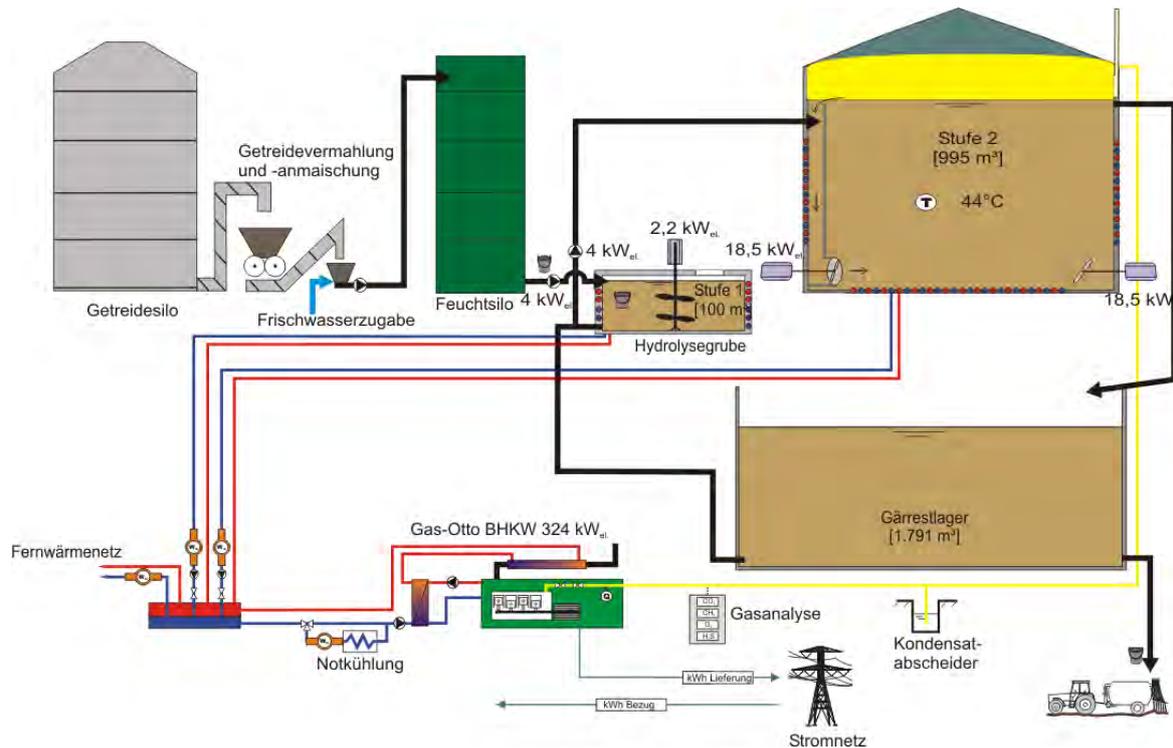


Abb. 5: Fließbild der Pilotanlage 6

Steigende Getreidepreise und erhebliche technische Probleme im ersten Untersuchungszeitraum veranlassten den Betreiber, das Getreide weitestgehend durch Maissilage und in kleinen Anteilen Grünroggen-Ganzpflanzensilage zu ersetzen. Des Weiteren wurde zum Ende des vorausgegangenen Untersuchungszeitraums ein Aggregat zum mechanischen Substrataufschluss (sog. Querstromzerspanner) installiert, um den Abbau zu verbessern und die Rührenergie zu reduzieren. Bei dieser Technik wird zu jeder „Fütterung“ Substrat mittels Förderbändern in einen trommelförmigen Behälter gegeben, in dem rotierende Zylinder dieses zermörsern. Die Ergebnisse zu den Effekten dieses Aufschlussverfahrens standen leider für den vorliegenden Bericht nicht rechtzeitig zur Verfügung, werden jedoch im Rahmen einer Bachelor-Arbeit an der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Weihenstephan-Triesdorf veröffentlicht. Bei der Biogasverwertung auf dieser Anlage gab es keine konzeptionellen Änderungen (Gas-Otto-Motor-BHKW mit 324 kW<sub>el</sub> Nennleistung). Das vom BHKW gespeiste Nahwärmenetz wurde auf die gesamte Ortschaft ausgeweitet.

#### 4.3.2 Pilot-Biogasanlage 7

Anlage 7 hat sowohl technisch als auch prozessbiologisch die größten Veränderungen vorzuweisen. Die Anlage verfügt über zwei parallel geschaltete baugleiche Rührkesselfermenter (Stufe 1a/b) mit Feststoffeintrag aus einem Vertikalmischer sowie einen Nachgärer (Stufe 2). Das vormalige Gärrestlager mit Gaserfassung wurde mit dem Bau eines neuen Gärrestlagers mit 2.280 m<sup>3</sup> Nutzvolumen zum zweiten Nachgärer (Stufe 3). Das neue Gärrestlager wies bis zum Ende des aktuellen Untersuchungszeitraums noch keine Abdeckung auf (Abb. 6).

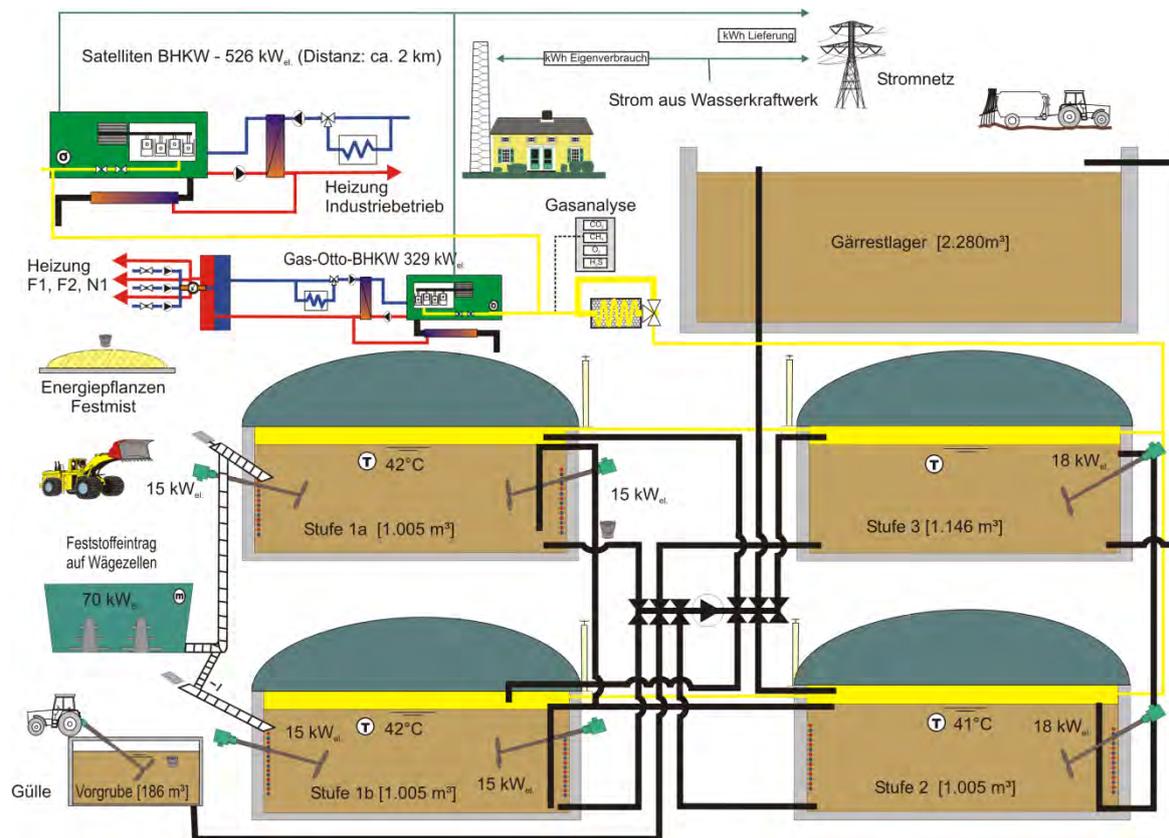


Abb. 6: Fließbild der Pilotanlage 7

Diese Neuerung wurde notwendig, da der Betreiber ein Satelliten-BHKW mit einer Leistung von  $526 \text{ kW}_{el}$  bei einem Industriebetrieb in ca. zwei Kilometer Entfernung errichtete. Die gesamte Wärmeproduktion dieses BHKW kann dort als Prozesswärme genutzt werden. Das bestehende BHKW am Ort der Biogasanlage mit einer Leistung von  $329 \text{ kW}_{el}$  wurde als eigenständige Anlage im Teillastbetrieb mit mindestens  $150 \text{ kW}_{el}$  weiter betrieben. Dieses BHKW deckte den Eigenwärmebedarf der Biogasanlage. Der Sprung von vormals  $329 \text{ kW}_{el}$  auf nunmehr insgesamt  $855 \text{ kW}_{el}$  installierter Leistung erforderte nicht nur mehr Gärraum, sondern vor allem auch einen höheren Substratdurchsatz. Der erzeugte elektrische Strom wurde vollständig in das Elektrizitätsnetz eingespeist, wobei der Strombedarf der BGA wie gehabt zum Teil durch ein Kleinwasserkraftwerk, zum Teil aus dem Elektrizitätsnetz gedeckt wurde.

### 4.3.3 Pilot-Biogasanlage 8

Anlage 8 zeigte bereits nach einer Erweiterung der BHKW-Kapazität während des ersten Untersuchungszeitraums einen weitgehend reibungslosen Betrieb. Das bestehende Gärrestlager wurde ab diesem Zeitpunkt als dritte Stufe betrieben (unbeheizter Nachgärer). Außerdem wurde in Stufe 1a zusätzlich ein Stabmixer installiert (Abb. 7). Die Gasverwertung erfolgte in zwei baugleichen Gas-Otto-Motoren mit jeweils  $190 \text{ kW}_{el}$  und einem weiteren Gas-Otto-Motor mit  $250 \text{ kW}_{el}$  Nennleistung. Der erzeugte elektrische Strom wurde abzüglich des Eigenbedarfs der Biogasanlage in das Elektrizitätsnetz eingespeist (Überschusseinspeisung). Zusätzlich wurde 2010 im Überlauf zum Nachgärer eine elektrokinetische Desintegrationseinheit installiert mit dem Ziel, den Abbaugrad zu verbessern bzw. das Restgaspotential im Gärrest zu verringern. Bei diesem Verfahren wird durch eine Stoßwellenbehandlung nach Überschreitung der dielektrischen Festigkeit des zu behandel-

ten Materials ein elektrischer Durchschlag erreicht. So entsteht eine hohe Strahlungsintensität, die in Flüssigkeiten eine Schockwelle erzeugt. Dies führt zu Scherkräften, die eine Zerstörung der Zellmembranen bewirken können (Zimmermann, 1996).

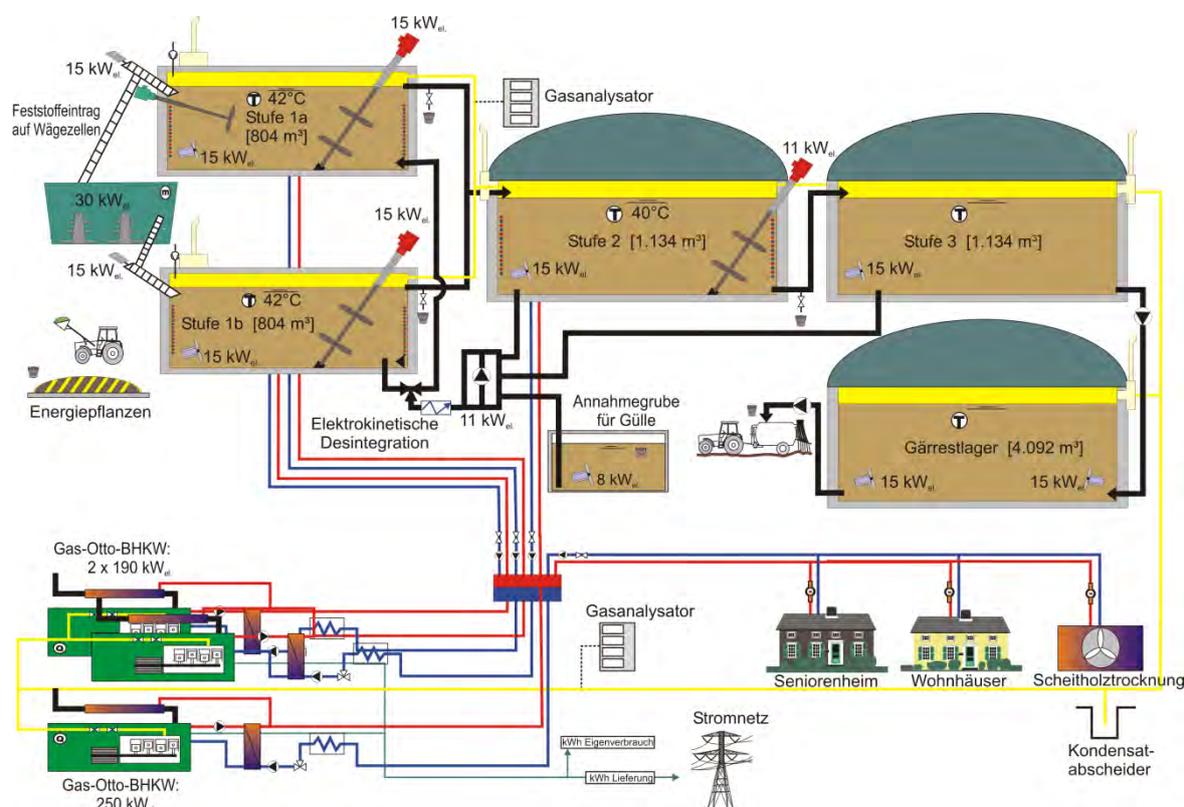


Abb. 7: Fließbild der Pilotanlage 8

#### 4.3.4 Pilot-Biogasanlage 9

Anlage 9 verursachte durch die recht einseitige Substratauswahl (über 90% Klee gras) und die darauf nicht abgestimmte Dimensionierung der Heiz- und Fördertechnik zu Beginn des vorausgegangenen Untersuchungszeitraums große technische Probleme. Im weiteren Verlauf der wissenschaftlichen Begleitung konnte durch Umbaumaßnahmen und Installation einer mechanischen / elektrokinetischen Aufbereitungseinheit der Anlagenbetrieb stabilisiert werden. Die elektrokinetische Einheit wurde zwischenzeitlich wieder entfernt. Nachdem im vorausgegangenen Zeitraum praktisch die gesamte Überschusswärme auf dieser Anlage ungenutzt blieb, wurde in 2009 eine mobile Hackschnitzeltrocknung mit zwei Containern an das BHKW angeschlossen (Abb. 8).

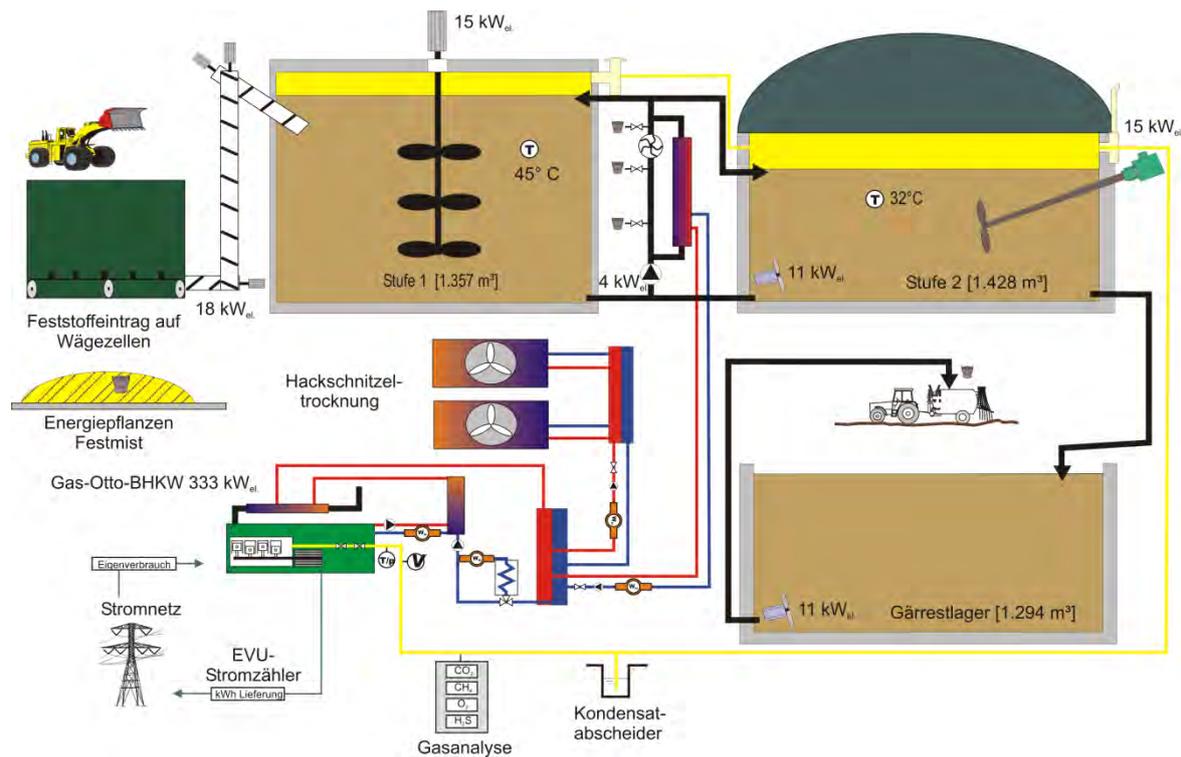


Abb. 8: Fließbild der Pilotanlage 9

### 4.3.5 Pilot-Biogasanlage 10

Anlage 10 ist in einen Tierhaltungsbetrieb integriert. Das kleinere der beiden Zündstahl-BHKW (100 kW<sub>el</sub>) wurde mittlerweile durch einen Gas-Otto-Motor mit 150 kW<sub>el</sub> Nennleistung ersetzt. Gleichzeitig wurde eine Ultraschall-Desintegrationseinheit installiert (vgl. Anlage 8). Zusätzlich zur Beheizung des Schweinestalls und eines Wohnhauses wird über eine Fernwärmeleitung eine Klinik mit Wärme versorgt (Abb. 9).

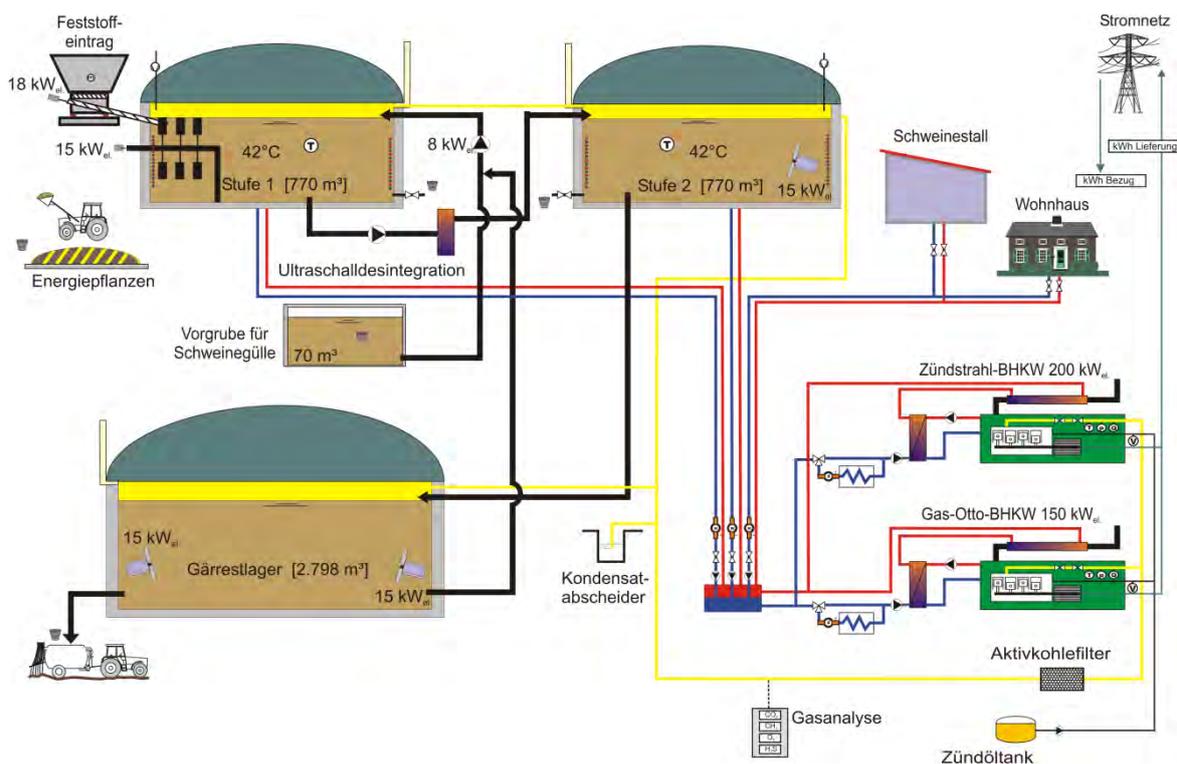


Abb. 9: Fließbild der Pilotanlage 10

#### 4.4 Messtechnische Ausstattung der Pilot-Biogasanlagen

Für eine detaillierte Auflistung der Messorte und –verfahren wird auf den Abschlussbericht für den vorausgegangenen Untersuchungszeitraum verwiesen (EFFENBERGER *et al.*, 2010). Neu hinzugekommene technische Komponenten wurden mit Stromzählern versehen und an die Datenlogger angeschlossen. Die Biogasanalysegeräte wurden vor Ort halbjährlich überprüft und kalibriert.

#### 4.5 Ermittlung der Treibhausgasbilanz und des Ressourcenverbrauchs für die Pilot-Biogasanlagen

Strom und Wärme aus Biogas ersetzen Energie aus den erschöpflichen fossilen Energieträgern und sollen so die Treibhausgasemissionen der Energieversorgung signifikant senken. Auf den fünf Pilotanlagen wurde überprüft, ob diese Erwartungen tatsächlich erfüllt werden und ob dabei noch ein Verbesserungsspielraum besteht. Für jede Anlage erfolgte die Bewertung für die Jahre 2007 und 2010. Als Indikatoren dienten die Treibhausgasemissionen und der kumulierte Energieaufwand, jeweils bezogen auf die Stromproduktion des BHKW. Hierfür wurde ein rechnergestütztes Modell für die Bilanzierung der Stoff- und Energieflüsse der Biogasanlage und der vorgelagerten Produktionsbereiche mit der Software umberto<sup>®</sup> entwickelt. Der Bilanzierungsrahmen umfasste alle zur Energieproduktion notwendigen Prozesse und die verbindenden Material- und Energieflüsse. Die Methodik wurde an anderer Stelle bereits detailliert beschrieben (BACHMAIER *et al.*, 2010; EFFENBERGER *et al.*, 2010).

## 5 Ergebnisse und Diskussion

Im ersten Teil der Ergebnisdarstellung werden die untersuchten Betriebe bezüglich der wichtigsten verfahrenstechnischen Kennzahlen miteinander verglichen (horizontaler Anlagenvergleich). Im Wesentlichen werden hierzu die über den gesamten Untersuchungszeitraum gemittelten Kennwerte herangezogen.

Im zweiten Teil der Betrachtung wird die Entwicklung wichtiger Kenngrößen für die einzelnen Anlagen dargestellt. Zudem erfolgt ein Vergleich der Ergebnisse aus dem ersten Beobachtungszeitraum (2007 und 2008) mit den aktuellen Resultaten (vertikaler Vergleich).

### 5.1 Horizontaler Anlagenvergleich

Die Wiederaufnahme der Datenerhebung an den weitergeführten Pilotbiogasanlagen erfolgte in allen Fällen am 13.07.2009. Da nicht von allen Betrieben die gleiche Anzahl der täglich geführten Betriebstagebücher eingereicht wurden, ergaben sich bezüglich des Beobachtungszeitraums kleinere Unterschiede. Anlage 7 wies mit 486 Tagen dabei den kürzesten Beobachtungszeitraum auf, alle anderen Anlagen wurden über einen Zeitraum von mindestens 534 Tagen ausgewertet. Eine aussagekräftige Bewertung ist damit in allen Fällen sichergestellt, auch jahreszeitliche Schwankungen sind beinhaltet. Für die Definitionen der verwendeten Kennzahlen wird auf das Glossar am Ende des Berichts verwiesen.

#### 5.1.1 Kenngrößen der Biogasproduktion

Die Parameter zur Biogasproduktion umfassen alle Verfahrensabschnitte vom Substrateintrag bis zur Übergabe des Biogases an die Gasverwertungseinheit. Diese besteht in allen untersuchten Fällen aus einem oder mehreren BHKW.

##### 5.1.1.1 Auswahl, Menge und Zusammensetzung der Einsatzstoffe

Entsprechend der unterschiedlichen BHKW-Kapazitäten reichte das Spektrum des Substratdurchsatzes von 13 bis über 50 t pro Tag (Abb. 10). Die von der Energiedichte der Einsatzstoffe und dem Auslastungsgrad der BHKW abhängigen mittleren spezifischen Substratgaben lagen zwischen 40 kg (Anlage 6 - hoher Getreideanteil und Teillastbetrieb) und 64 kg pro Tag und kW installierter elektrischer Leistung. Der höchste Wert von PB 9 dürfte auf die vergleichsweise geringe Stromausbeute dieser Anlage zurückzuführen sein (vgl. Abb. 25).

Bis auf eine Ausnahme (PB 9) wurden in allen Betrieben tierische Exkrememente eingesetzt. Drei der Anlagen (PB 6, 7 und 10) erfüllten die Bedingungen für den Güllebonus gemäß EEG 2009, d. h. der Anteil tierischer Exkrememente lag während des gesamten Beobachtungszeitraums bei mehr als 30% der eingetragenen Frischmasse. In Anbetracht der vermehrt aufkommenden Diskussion zur Dominanz des Maisensatzes in Biogasanlagen überrascht zunächst der relativ geringe Anteil von Maissilage in den Pilotbetrieben. Nur in zwei Betrieben stellte Maissilage mit ca. 60% den Hauptanteil an der Substratmischung. Naturgemäß beeinflusst der Güllebonus den Anteil der Maissilage, nicht jedoch deren absolute Zugabemengen, die im Wesentlichen durch die installierte elektrische Leistung vorgegeben werden. Betrachtet man den gesamten Substratdurchsatz aller fünf Anlagen (rund 140 t pro Tag), betrug der Anteil von Mais nur ca. 45%. Dies liegt daran, dass unter den fünf Anlagen ein biologisch wirtschaftender Betrieb war, welcher weitaus überwiegend Kleegrassilage einsetzte (PB 9), sowie ein weiterer Betrieb, dessen Anlage ursprüng-

lich zur Verwertung von Getreide konzipiert wurde (PB 6) und bisher nur relativ geringe Mengen an Mais fütterte. PB 6 ist auch der einzige Betrieb, bei dem der vergleichsweise teure Getreideeinsatz in nennenswertem Umfang betrieben wurde. GPS und CCM wurden nur in drei Anlagen zu relativ geringen Anteilen eingesetzt, Grassilage wurde mit Ausnahme von PB 6 in allen untersuchten Betrieben verwertet. Alle anderen Rohstoffe waren von untergeordneter Bedeutung (Abb. 10).

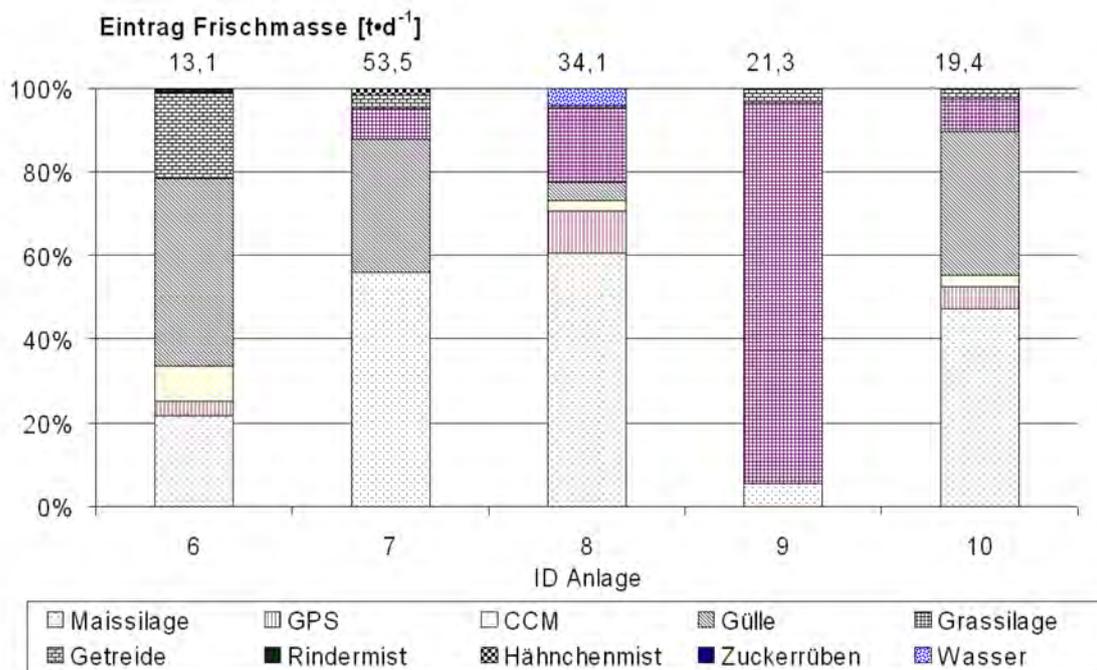


Abb. 10: Mittlerer Substratdurchsatz und durchschnittliche Zusammensetzung der Futterrationen in den einzelnen Pilotbetrieben

In Abb. 11 sind die mittleren organischen Trockenmassegehalte der Einsatzstoffe dargestellt. Die Werte basieren auf Probenahmen ca. alle fünf Wochen, wobei erhebliche Schwankungen festgestellt wurden. Dies verdeutlichen die dargestellten Fehlerbalken, welche die Streubreiten der einzelnen Analysen kennzeichnen. Die größten Streuungen wurden dabei bei der Mais- und Grassilage sowie beim CCM festgestellt. Dies ist zum einen auf die Variabilität der beim Pflanzenbau verwendeten Sorten und Flächen zurückzuführen, entscheidender dürfte jedoch die unterschiedliche Silagequalität sein. Größere Streuungen kommen dadurch zustande, dass der durch unzureichende Verdichtung verursachte Energieverlust mit zunehmender Lagerdauer höher wird.

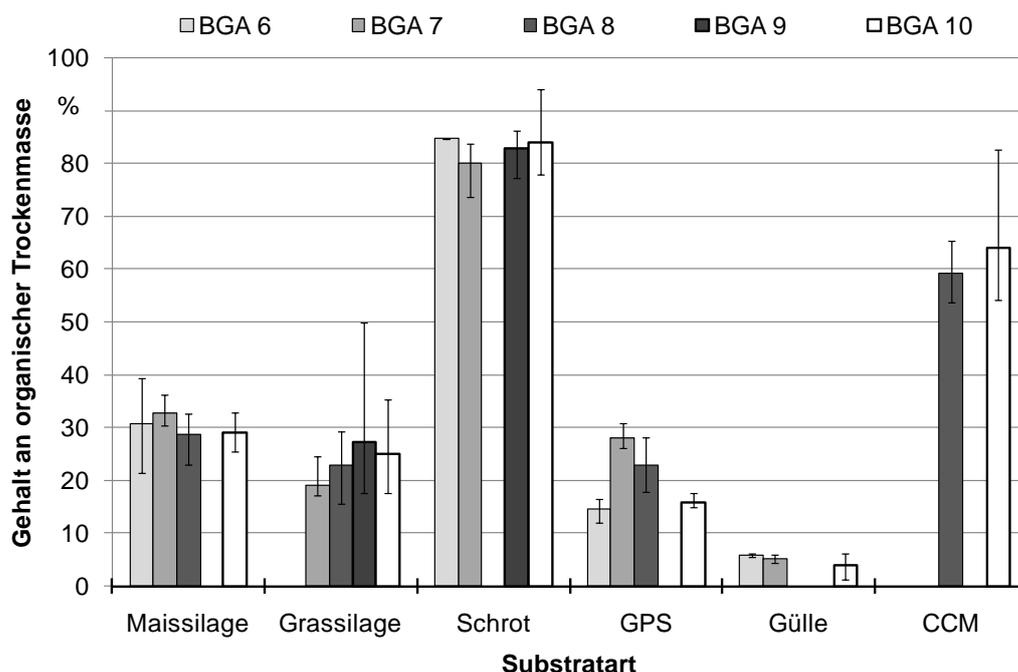


Abb. 11: Organischer Trockenmassegehalt (Mittelwert und Streuung der in etwa monatlich gezogenen Proben) der wichtigsten Einsatzstoffe

Im Durchschnitt aller Anlagen betrug der mittlere oTM-Gehalt der Futtermischung 25% (Tab. 5). Den höchsten oTM-Gehalt in der Substratmischung wies Anlage 6 auf. Durch die vorgeschaltete Hydrolysestufe konnte das Material soweit verflüssigt werden, dass keine Probleme durch hochviskose Fermenterinnhalte beobachtet wurden. Auffällig hoch ist der Wert auch bei Anlage 9, die keinerlei flüssige Zuschlagstoffe einsetzte. Hier wurden hohe TM-Gehalte im Fermenter und ein entsprechender Strombedarf für dessen Durchmischung festgestellt (Abb. 14 und Tab. 15). Der niedrige oTM-Gehalt von PB 7 dürfte auf einen Fehler bei der Wägung zurückzuführen sein, da die ermittelten Gas- und Stromausbeuten zu hoch ausfallen (Abb. 22 und Abb. 25).

Tab. 5: Mittlere oTM-Gehalte der zugegebenen Substratmischung

Anlagen ID	6	7	8	9	10
Mittlerer oTM-Gehalt 2009/2010, %	31,6	22,0	25,8	28,5	22,0

Auf allen Pilotbetrieben kamen während des Monitorings Gärhilfsstoffe unterschiedlicher Kategorien zu Einsatz. Die einzelnen Effekte dieser Zusatzstoffe sind unter den Bedingungen der Praxis allerdings nicht sicher nachzuweisen und von anderen Faktoren zu trennen.

Tab. 6: Während des Untersuchungszeitraums in den Pilotanlagen eingesetzte Gärhilfsstoffe

Anlagen ID	6	7	8	9	10
Hersteller	Lukeneder GmbH, Zwickau	Schulze & Hermsen GmbH, Dahlenburg	Schaumann Bioenergy GmbH, Pinneberg	Lukeneder GmbH, Zwickau	HeGo Biotec GmbH, Berlin
Produkt	Deuto-Clear-Sulfo	Biofermat	BCpro	Deuto-Clear-Sulfo	FerroSorp
Kategorie	Eisensalz + SPE	Algen	SPE	Eisensalz + SPE	Eisensalz
Nutzen	Entschwefelung, Stabilisierung	Entschwefelung	Stabilisierung	Entschwefelung, Stabilisierung	Entschwefelung
Menge, d <sup>-1</sup>	20 l	8 l	n. b.	20 l	1,5 kg

SPE: Spurenelemente; n.b.: nicht bekannt

#### 5.1.1.2 Hydraulische Verweilzeit

Neben dem vorhandenen Faulraumvolumen ist der Wassergehalt der Einsatzstoffe entscheidend für die hydraulische Verweilzeit im gesamten System. Diese lag bei den Pilotbetrieben im Mittel zwischen 78 und 131 Tagen (Abb. 12). Die drei Anlagen mit den höchsten Anteilen an Gülle in der Substratmischung wiesen die geringsten Gesamtverweilzeiten auf (max. 84 Tage). Insgesamt fielen die rechnerischen Verweilzeiten so gering aus, dass nach derzeitigem Stand der Technik bei Neuerrichtung der Anlagen alle Gärrestlager abgedeckt werden müssten, um Methanemissionen sicher zu vermeiden (VDI, 2010).

In den ersten Stufen der Anlagen mit Gülleeinsatz lag die Verweilzeit bei ca. 40 Tagen. Der äußerst geringe Wert für die erste Prozessstufe von PB 6 ist hierbei nicht direkt vergleichbar, da es sich um einen (offenen) Hydrolysebehälter handelt. Dieser wurde morgens gefüttert und sukzessive über den Tag hinweg soweit entleert, dass ca. ein Drittel des Fassungsvermögens als Inokulum für die nächste Charge zurückblieb.

Das absolute Restmethanpotential, ermittelt im Gärtest bei 37 °C, ist ebenfalls in Abb. 12 dargestellt. Bei den Anlagen mit mehr als 100 Tagen Verweilzeit lag das Restmethanpotential zwischen 3 und 6, bei Anlagen mit etwa 80 Tagen Verweilzeit bei mehr als 9 l CH<sub>4</sub> pro kg Frischmasse im Gärrest. Das ungünstige Ergebnis von Anlage 6 (> 12 l CH<sub>4</sub>) dürfte darauf zurückzuführen sein, dass in dem für die Getreidevergärung konzipierten System der Maisanteil drastisch erhöht wurde, ohne dass eine räumliche Erweiterung erfolgte. Hinzu kommt, dass hier praktisch nur ein Behälter zur Verfügung stand, wodurch Kurzschlussströmungen begünstigt wurden.

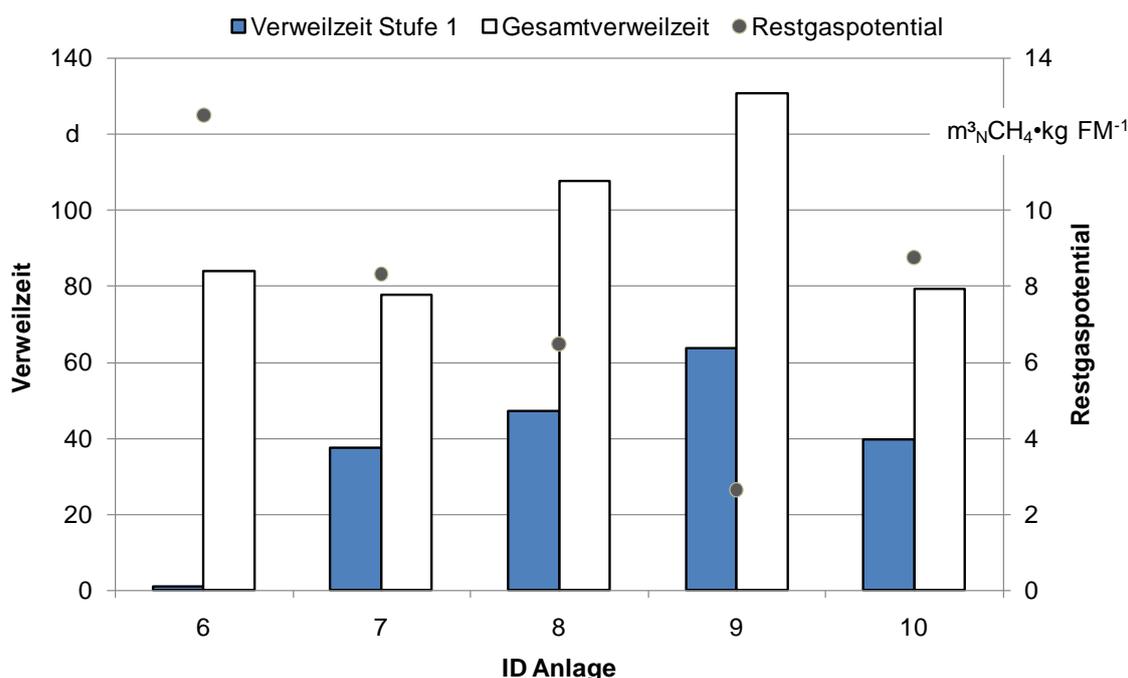


Abb. 12: Hydraulische Verweilzeit der Pilotanlagen, jeweils für die erste Stufe und den gesamten Gärraum (Mittelwerte ohne Berücksichtigung der Rezirkulation) sowie Restmethanpotential der Gärrückstände (Gärtest bei 37°C)

Die Darstellung der relativen Restgaspotentiale in Tab. 7 zeigt ein anderes Bild. Hierbei wird die im Gärtest gemessene Restgasbildung zur erzielten Gasausbeute ins Verhältnis gesetzt. Im Durchschnitt aller Betriebe betrug dieser Anteil 6%. Das ausgezeichnete Ergebnis von PB 9 überrascht angesichts des relativ hohen TM-Gehalt des Gärückstandes und stellt eine erhebliche Verbesserung gegenüber früheren Untersuchungen dar. Der hoch belastete Fermenter von PB 10 spiegelte sich auch in einem erhöhten Restgaspotential wider. Ähnlich verhielt es sich bei PB 7. Aufgrund der hohen frischmassebezogenen Gasausbeuten befindet sich PB 6 bezüglich des relativen Restgaspotentials im Mittelfeld.

Tab. 7: Anteil des Restgaspotentials an der Gasausbeute der Substratmischung

Anlagen ID	6	7	8	9	10
Relatives Restgaspotential, %	6,6	7,8	5,0	2,2	8,4

### 5.1.1.3 Raumbelastung und Gärtemperatur

Mit Werten von 4,5 bis 6 kg oTM (m<sup>3</sup> AV·d)<sup>-1</sup> lag die organische Raumbelastung der ersten Prozessstufen relativ hoch (Abb. 13). In den ähnlich dimensionierten Anlagen 6 und 10 konnte dies durch entsprechende Mengen an Rezirkulat (rund 28 bzw. 27 m<sup>3</sup>·d<sup>-1</sup>) erfolgreich kompensiert werden, denn es gab keine Hinweise auf eine Beeinträchtigung der biologischen Verhältnisse (vgl. Abb. 15 und Abb. 16). Von allen anderen Betreibern wurden keine Angaben bezüglich einer Rezirkulation gemacht. Die enorm belastete erste Stufe des PB 6 war eine Folge des verfahrenstechnischen Konzepts, bei dem der hydrolytische Substrataufschluss durch niedrige pH-Werte beschleunigt wurde. Die sauren Bedingungen konnten durch hohe Faulraumbelastungen erreicht werden (vgl. Abb. 19).

Die Gesamtsysteme der Anlagen 7, 8 und 9 waren relativ geringen Belastungen ausgesetzt ( $2,2 - 2,4 \text{ kg oTM} \cdot (\text{m}^3 \text{ AV} \cdot \text{d})^{-1}$ ). Nur in Anlage 7 traten Probleme auf, deren Ursachen im Kapitel 5.1.1.4 näher erläutert werden. Verfahrenstechnisch bedingt wies Anlage 6 die höchste Gesamtbelastung auf. Im Gegensatz zum Beobachtungszeitraum 2007/08, als wiederholt Ertragseinbußen zu verzeichnen waren (EFFENBERGER *et al.*, 2010), traten im aktuellen Untersuchungszeitraum dennoch keine Probleme auf. Die wachsende Erfahrung des Betreibers, der Einsatz von Spurennährstoffen und der Wechsel eines mechanischen gegen ein hydraulisches Rührwerk (2008) dürften die Gründe für den reibungslosen Betrieb sein.

Das Gesamtsystem von Anlage 10 war ebenfalls relativ hohen Belastungen ausgesetzt (Abb. 13). Aufgrund des hohen Anteils an wasserreicher Schweinegülle (Verdünnungseffekt und Spurennährstoffversorgung) in der Substratmischung konnte die Viskosität des Gärsubstrats auf niedrigem Niveau gehalten werden. In der Stromproduktion waren leichte Einbußen zu verzeichnen (Abb. 24).

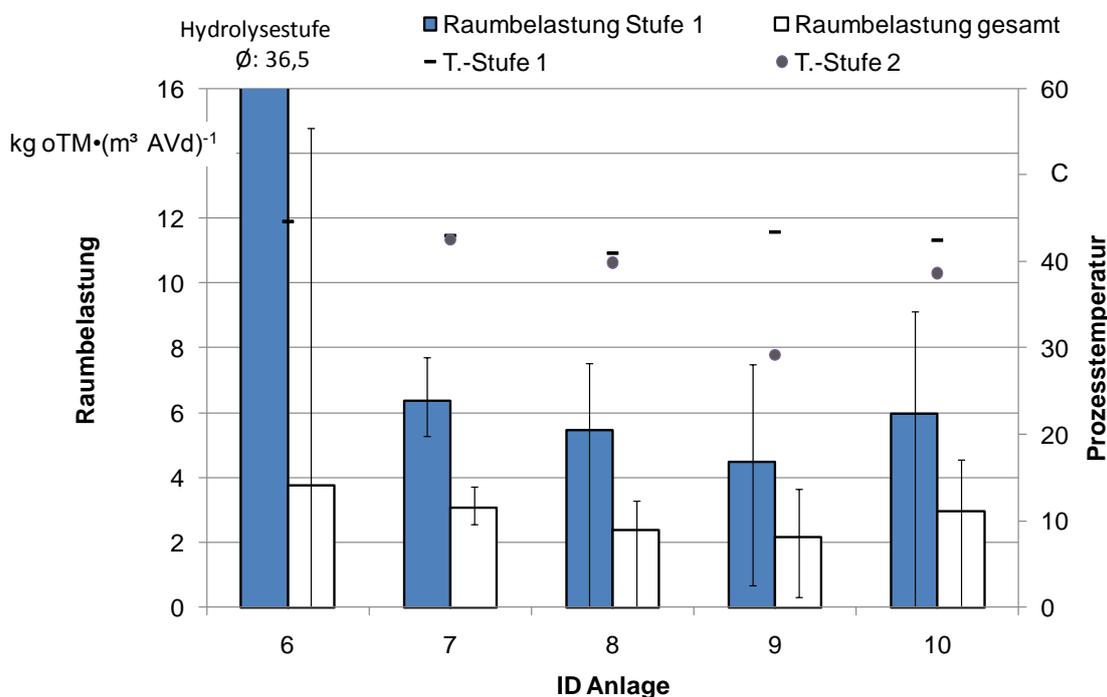


Abb. 13: Raumbelastung (Mittelwert und Spannweite der Tageswerte) der Pilotanlagen, jeweils für die erste Stufe und den gesamten Gärraum

#### 5.1.1.4 Chemische Prozessindikatoren

In Abb. 14 sind die mittleren Gehalte an Trockenmasse und organischer Trockenmasse der Gärgemische aus den verschiedenen Gärbehältern der Pilotbetriebe dargestellt. Die Ergebnisse früherer Untersuchungen haben gezeigt, dass in Rührkesselfermentern bei einem TM-Gehalt von unter 8% bezüglich der Durchmischung und der Temperaturverteilung keine Probleme zu erwarten sind (EFFENBERGER *et al.*, 2010; FNR, 2009). Wird die Hydrolysestufe von PB 6 außer acht gelassen (vgl. 5.1.1.3), verbleiben noch zwei Betriebe, bei denen sowohl die Fermenter als auch die Nachgärer relativ hohe TM-Gehalte aufweisen. Im Fall von Betrieb 9 entspricht dies den Verhältnissen, wie sie bereits im Beobachtungszeitraum 2007/08 festgestellt wurden, zurückzuführen auf das Fehlen wasserrei-

cher Einsatzstoffe (Gülle). Bei Betrieb 7 war die Aufstockung der installierten elektrischen Leistung um das 2,6fache der indirekte Verursacher dieser ungünstigen Verhältnisse. Da gleichzeitig der vorhandene Faulraum nur um den Faktor 1,4 erweitert wurde, kam es zu Überlastungserscheinungen und einer eingeschränkten Tätigkeit der Methanbildner. In der Folge kam es zur Anreicherung von organischem Material, erkennbar an TM-Gehalten von bis zu 12%.

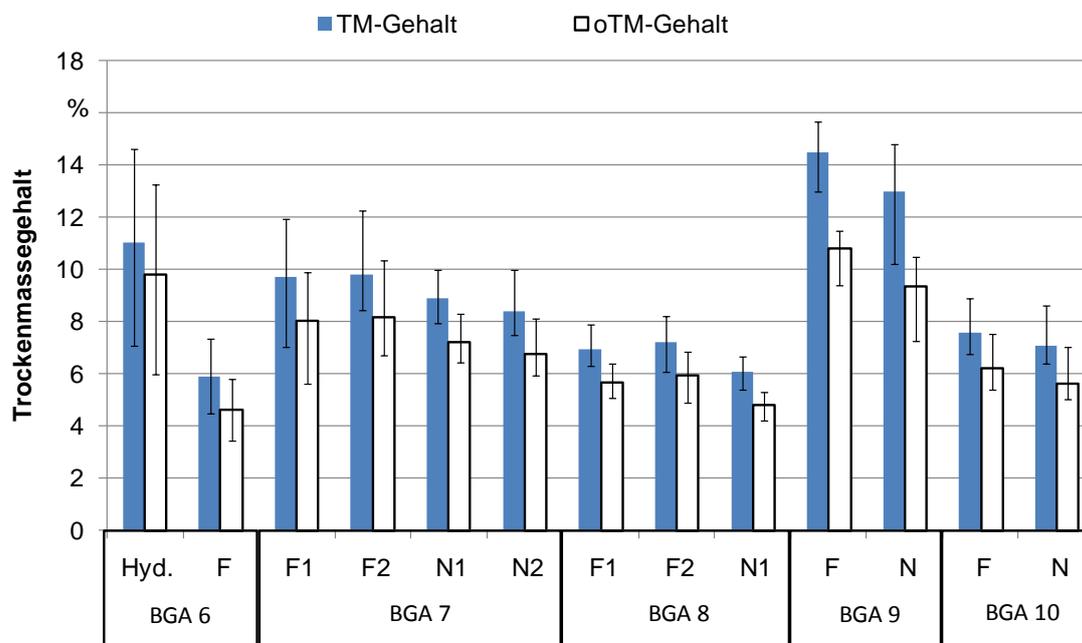


Abb. 14: TM- und oTM-Gehalte des Gärsubstrats in den Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwert und Spannweite)

Der Gehalt an kurzkettigen (flüchtigen) Fettsäuren (FFS) im Gärgemisch ist ein wichtiger Prozessindikator, da er auf Störungen des Fließgleichgewichts in der Abbaukette hinweist. Werden in den Gärbehältern FFS-Gehalte von mehr als  $4.000 \text{ mg}\cdot\text{l}^{-1}$  gemessen, sind Ertragseinbußen durch eine Destabilisierung des Gärprozesses zunehmend wahrscheinlich (EFFENBERGER & LEBUHN, 2008). Ausgenommen hiervon sind Hydrolyse-/Versäuerungsstufen, bei denen die Produktion und Anreicherung von Fettsäuren das Ziel darstellen.

In Abb. 15 sind die Gehalte an FFS der aus den verschiedenen Gärbehältern gezogenen Proben dargestellt. Es wird deutlich, dass das in PB 6 angewandte System mit Hydrolysestufe gute Ergebnisse lieferte. Die Anreicherung der Säuren in Stufe 1 hatte keinerlei negative Auswirkungen auf den Säuregehalt in der nachgeschalteten Methanisierungsstufe. Hingegen wird die bereits aus Abb. 14 vermutete Überlastung der Biologie in den Fermentern von PB 7 durch die Säuregehalte bestätigt. In den beiden parallel betriebenen Behältern der ersten Stufe wurden maximale Säurekonzentrationen von  $7.000$  bzw.  $8.900 \text{ mg}\cdot\text{l}^{-1}$  gemessen, gleichzeitig wurden die Nachgärbehälter unterfordert.

In PB 8 traten hinsichtlich des Säuregehaltes keine Probleme auf. In Betrieb 9 hatte die einseitige und eiweißreiche Ernährung in der Vergangenheit immer wieder auch gärobiologische Probleme bereitet (EFFENBERGER *et al.*, 2010, S. 85). Nach den aktuellen Ergebnis-

sen haben sich die Verhältnisse bezüglich des Gesamtsäuregehalts in den Gärbehältern verbessert (max.  $6.500 \text{ mg}\cdot\text{l}^{-1}$ ), jedoch lag das Verhältnis von Essig- zu Propionsäure über weite Phasen der Untersuchung oberhalb des empfohlenen Wertes (vgl. Abb. 16). Aufgrund der bereits besprochenen hohen Belastungen in PB 10 wurden vergleichsweise hohe Fettsäuregehalte im Fermenter festgestellt.

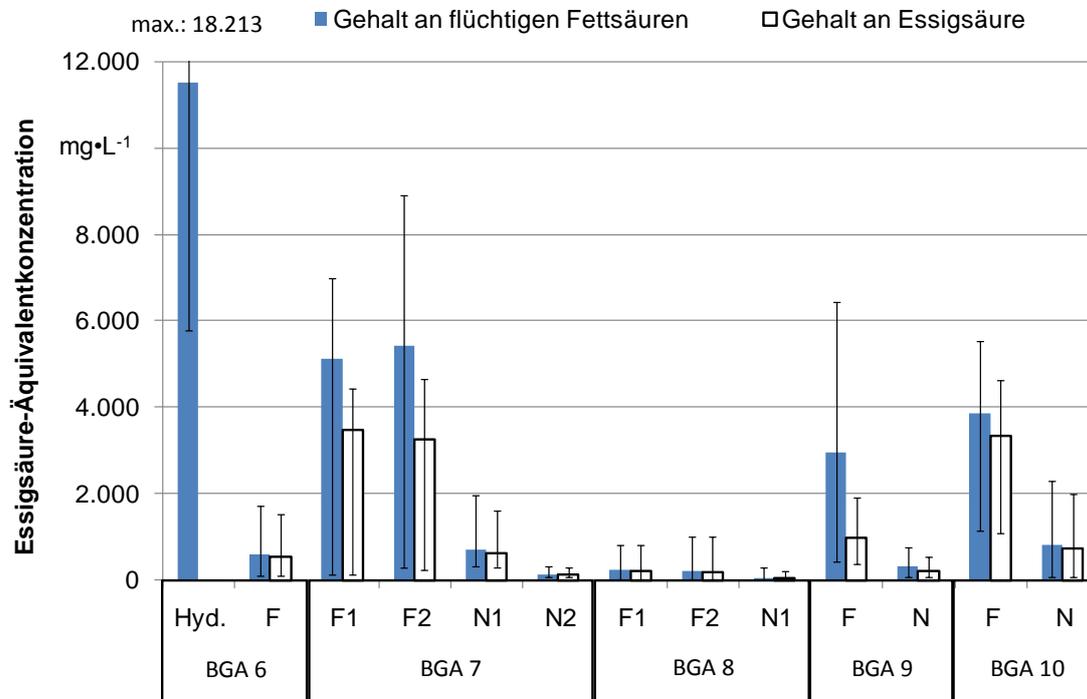


Abb. 15: Gehalt an flüchtigen Fettsäuren und Essigsäure in den Gärsubstraten der unterschiedlichen Gärbehälter der Pilotanlagen (Mittelwert und Streubreite der monatlich gezogenen Proben)

Das Verhältnis von Essigsäure zu Propionsäure sollte mindestens 2:1 betragen, um Ertragseinbußen infolge Destabilisierung des Gärprozesses vorzubeugen (EFFENBERGER & LEBUHN, 2008). Bei Betrachtung der Mittelwerte sind mit Ausnahme von Anlage PB 9 bezüglich dieses Prozessindikators keine Auffälligkeiten zu erkennen (Abb. 16). Die Fehlerbalken verdeutlichen jedoch, dass in Anlage PB 7 kurzzeitig Probleme auftraten. Hier wurde kurz vor Jahreswechsel ein Essig-Propionsäure-Verhältnis von 1:1 ermittelt.

Wie bereits angemerkt wies Anlage 9 über weite Strecken des Beobachtungszeitraums ungünstige Verhältnisse bezüglich dieser Parameter auf. Dies wird durch die dargestellten Mittelwerte besonders deutlich. Dennoch wurde unter diesen erschwerten Bedingungen eine Leistungssteigerung um 11% erreicht (vgl. Abb. 24 und [EFFENBERGER et al., 2010](#), S. 150).

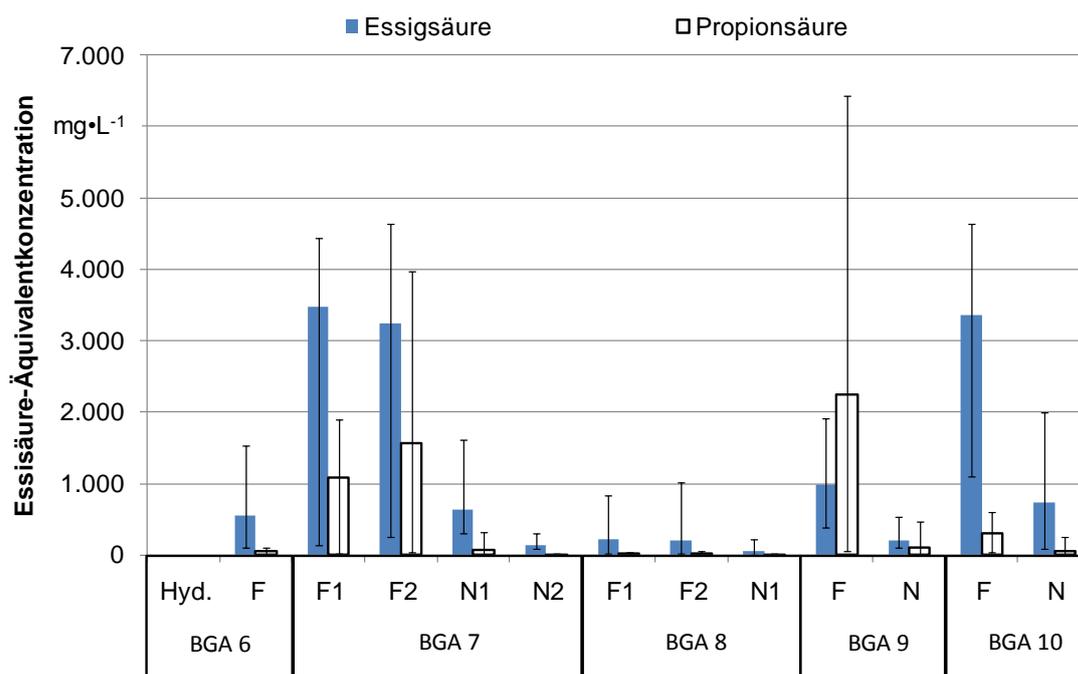


Abb. 16: Essigsäure- und Propionsäuregehalt in den Gärsubstraten der unterschiedlichen Gärbehälter der Pilotanlagen (Mittelwert und Streuung der monatlich gezogenen Proben); für eine bessere Übersichtlichkeit wurde bei dieser Darstellung auf die Werte aus der Hydrolysestufe von PB 6 verzichtet.

Iso-Buttersäure wird in der Literatur als frühzeitig ansprechender Indikator für eine Destabilisierung des Gärprozesses beschrieben und sollte daher im Regelbetrieb nicht nachweisbar sein (i.d.R.  $<50 \text{ mg}\cdot\text{l}^{-1}$ ) (EFFENBERGER & LEBUHN, 2008). In den Hauptgärbehältern der Anlagen 7 und 10 wurden im Mittel jedoch höhere Werte ermittelt. Während dies bei PB 10 nur leichte Einbußen zur Folge hatte, kam es in PB 7 zu erheblichen Mindererträgen (vgl. Abb. 24).

Der FOS/TAC-Wert beschreibt das Verhältnis der flüchtigen organischen Säuren zur Pufferkapazität. Er ist in seinem Absolutwert als Vergleichsparameter zwischen Anlagen nur bedingt geeignet, bei fortlaufender Beobachtung jedoch ein zuverlässiger Prozessindikator für die individuelle Anlagenüberwachung. Als Richtwert sollte der FOS/TAC nicht größer als 0,5 bis max. 0,8 sein (EFFENBERGER & LEBUHN, 2008).

Die in Abb. 18 dargestellten Werte der Betriebe 6 und 8 bewegten sich unterhalb der empfohlenen Richtwerte. Der FOS/TAC zeigte sich hier als brauchbarer Prozessindikator, da er mit den bereits besprochenen Prozessindikatoren korrelierte. Auch die PB 7 und 10, bei denen bereits erhöhte Fettsäurewerte und z. T. problematische Gehalte an Iso-Buttersäure festgestellt wurden, wiesen einen entsprechend hohen FOS/TAC-Wert auf. Nur bei PB 9, bei der sich die Verhältnisse der Einzelfettsäuren ungünstig darstellten, wies der FOS/TAC-Wert auf keine Instabilität hin. Dies deckt sich mit Erfahrungswerten, wonach das Verhalten des FOS/TAC-Wertes in Anlagen mit überwiegend Graseinsatz verändert ist.

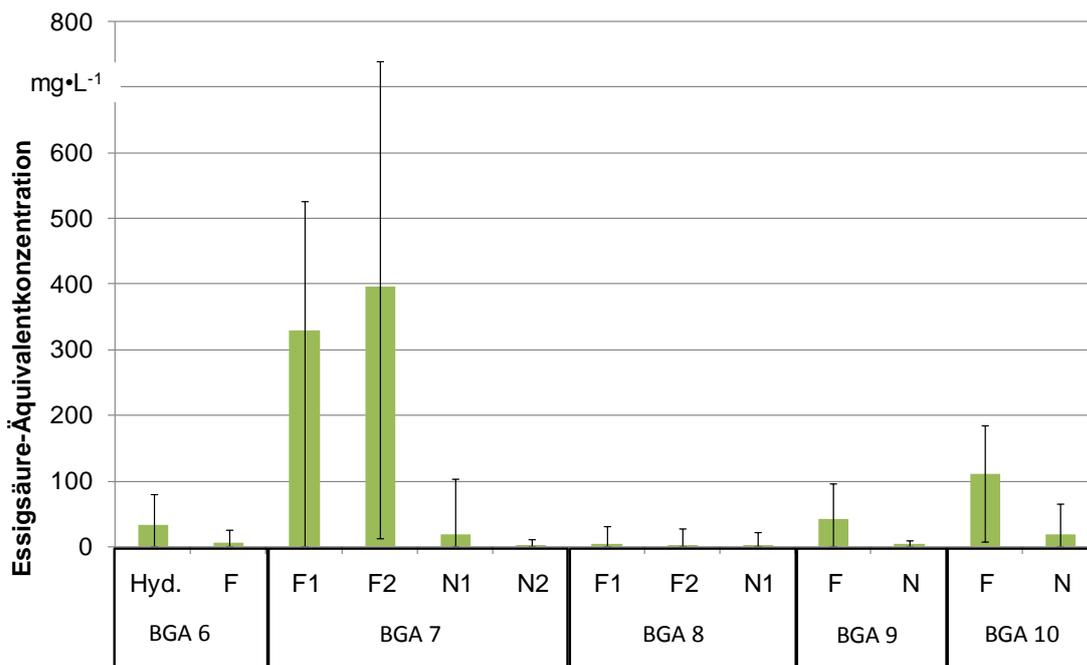


Abb. 17: Iso-Buttersäuregehalte in den Gärsubstraten der unterschiedlichen Gärbehälter der Pilotanlagen (Mittelwert und Streuung der monatlich gezogenen Proben)

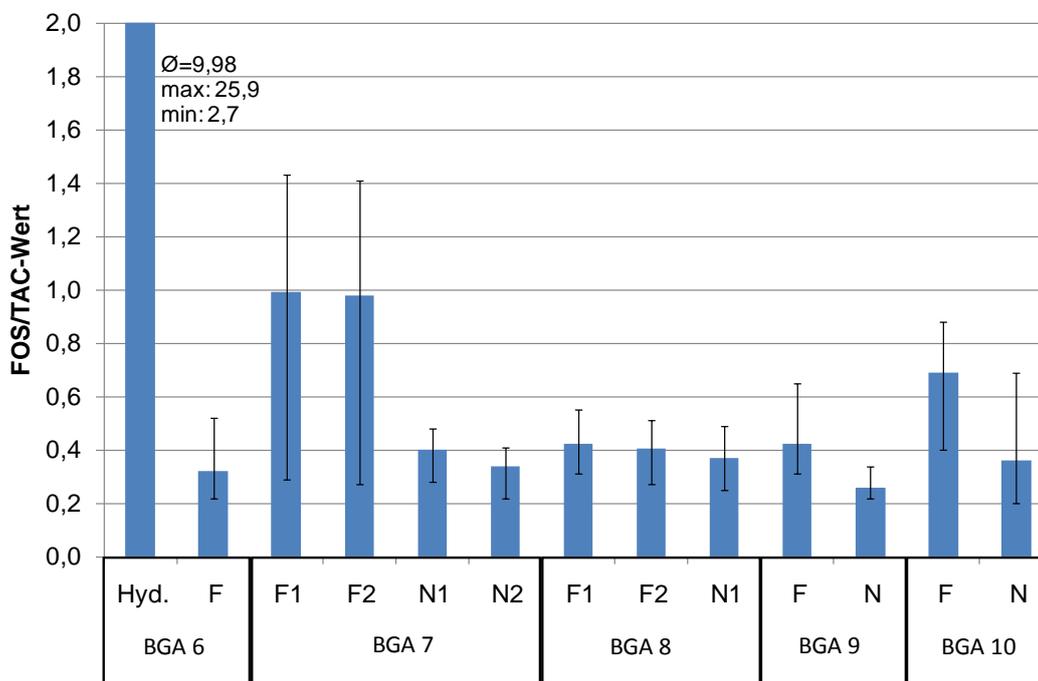


Abb. 18: FOS/TAC Werte der Gärsubstrate in den unterschiedlichen Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwert und Streubreite der monatlich gezogenen Proben)

Die in den Gärbehältern der Betriebe ermittelten pH-Werte sind in Abb. 19 dargestellt. Die Hydrolysestufe von Anlage 6 wies einen mittleren pH von 5,4 auf. Die Maximalwerte stammen aus relativ frischen Proben, die kurz nach der Beschickung der Grube entnommen wurden. Bei den Anlagenbesuchen wurde festgestellt, dass sich binnen zwei Stunden ein pH von 5,5 einstellte. In den übrigen Gärbehältern der Pilotbetriebe zeigten die pH-Werte keinerlei Auffälligkeiten. Im Mittel wiesen die Nachgärbehälter einen um 0,2 Punkte höheren pH auf als die Hauptgärbehälter. Eine Ausnahme stellt auch hier Anlage 9 dar, bei der die hohen pH-Werte durch die eiweißreiche Fütterung verursacht wurden (vgl. auch Abb. 20). Der pH-Wert im Gärsubstrat ist mit der ammoniakalischen Stickstoffkonzentration ( $\text{NH}_4^+\text{-N}$ ) positiv korreliert (EFFENBERGER *et al.*, 2010) (Abb. 20).

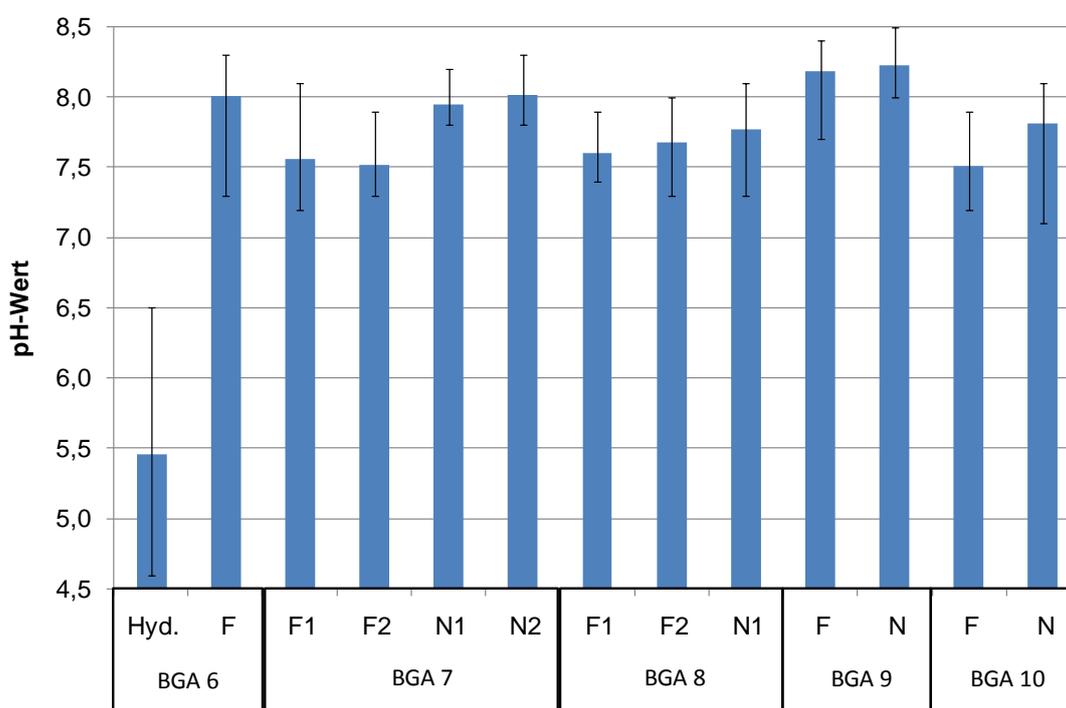


Abb. 19: Im Labor ermittelte pH-Werte der Gärsubstrate in den unterschiedlichen Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwert und Streubreite der monatlich gezogenen Proben)

Erhöhte  $\text{NH}_4^+\text{-N}$ -Konzentrationen im Gärgemisch werden häufig mit einer hemmenden Wirkung auf den Gärprozess in Verbindung gebracht. Die Hemmung wird dabei vom Ammoniak ( $\text{NH}_3$ ) verursacht, wobei die Konzentrationsverteilung zwischen Ammonium und Ammoniak von der Temperatur und dem pH-Wert abhängt. Das  $\text{NH}_4^+\text{-N}$ -Niveau wird dabei von den Ausgangsstoffen bestimmt.

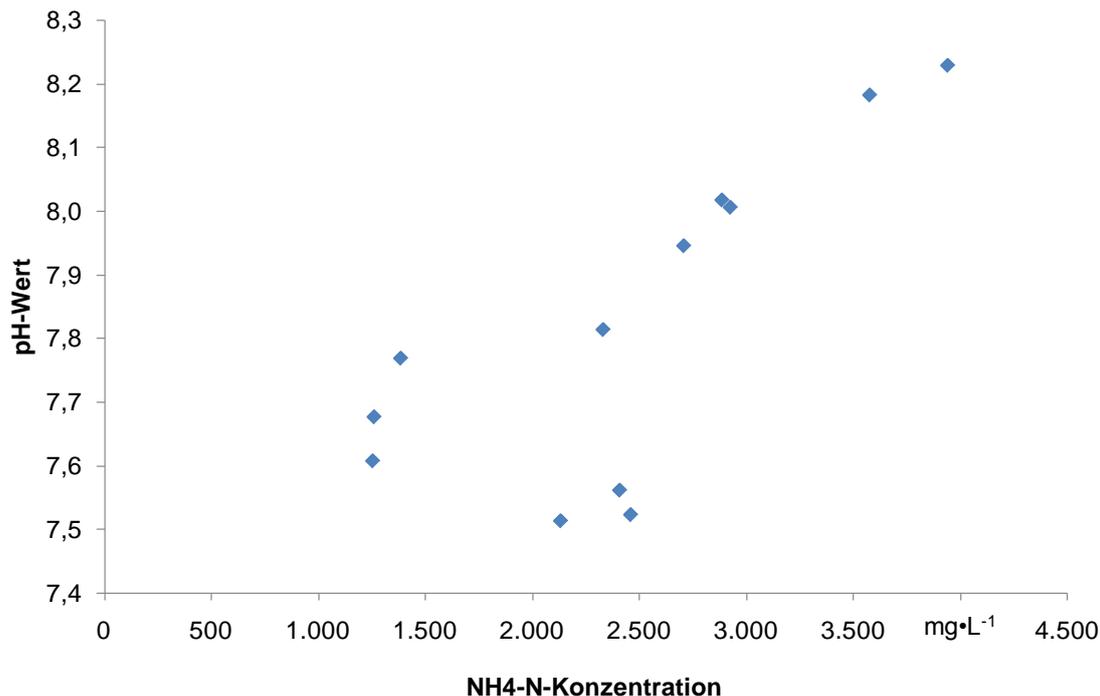


Abb. 20: pH-Werte und  $\text{NH}_4^+$ -N-Gehalte der Gärsubstrate in den unterschiedlichen Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwerte)

In Abb. 21 sind die Betriebe, die eiweißreiche Einsatzstoffe verwerteten (PB 6 und 9), deutlich an den hohen  $\text{NH}_4^+$ -N-Konzentrationen zu erkennen. Nur in diesen beiden Fällen wurde der empfohlene Richtwert von  $3.000 \text{ mg}\cdot\text{l}^{-1}$  überschritten (EFFENBERGER & LEBUHN, 2008). In Anlage 9 wären auf Grund der gemessenen  $\text{NH}_4^+$ -N-Konzentrationen und des hohen pH-Wertes im Gärgemisch negative Auswirkungen auf die Gasproduktion zu erwarten. Dass diese nicht erkennbar waren, könnte auf eine Adaption der Gärbiologie an erhöhte  $\text{NH}_4^+$ -N-Werte hindeuten.

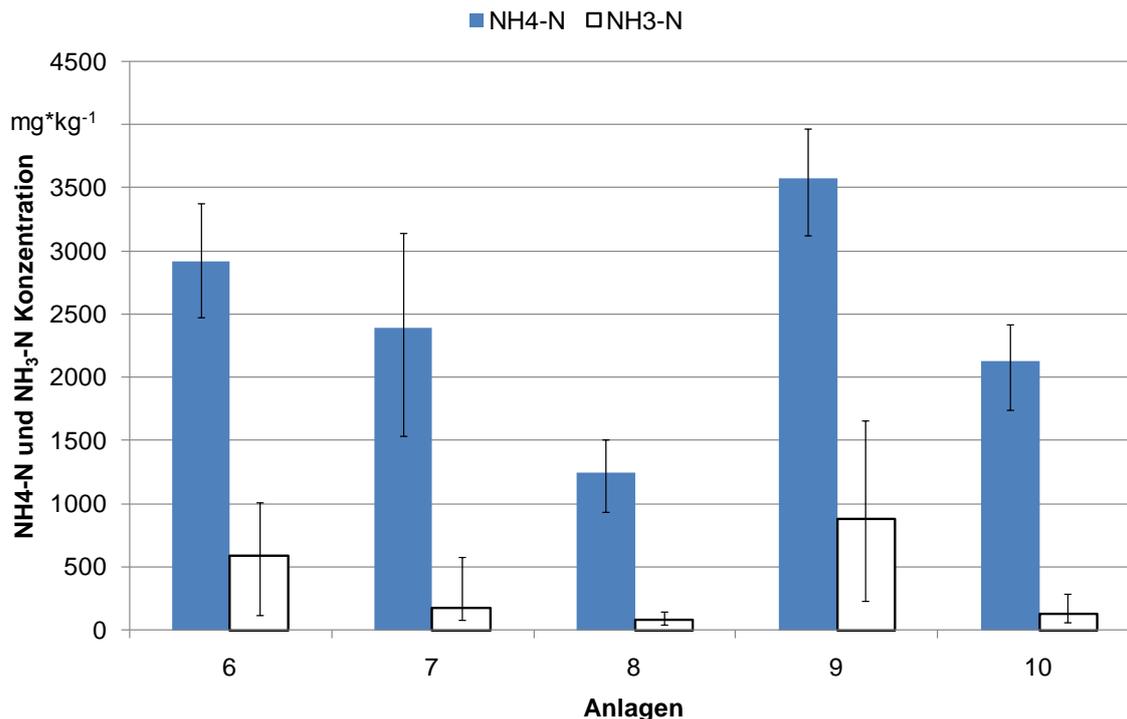


Abb. 21: Ammoniakalische Stickstoffkonzentration (Mittelwerte und Streubreite) in Proben aus den Behältern der ersten Vergärungsstufe

#### 5.1.1.5 Gasproduktion

Abb. 22 zeigt die frisch- und trockenmassebezogenen Methanausbeuten der einzelnen Betriebe. Aufgrund defekter Messgeräte konnten an PB 8 die verwerteten Gasmengen nicht direkt bestimmt werden. Über die im ersten Untersuchungszeitraum ermittelten Abbaugrade der organischen Substanz (89 %) wurden deshalb die aufkommenden Gasmengen für diesen Betrieb berechnet (heller Balken). Die Rechenwerte sind in guter Übereinstimmung mit den Messwerten aus dem Zeitraum 2007/08. Im Mittel wurden auf den Pilotbetrieben pro t eingetragenen Frischmaterials  $104 \text{ m}^3_{\text{N}} \text{ Methan}$  produziert. Diese Werte sind angesichts der z. T. hohen Wirtschaftsdüngeranteile als hoch einzustufen. Aufgrund des Einsatzes von energiereichen Ausgangsmaterialien (hoher Getreideanteil) wies PB 6 die höchsten frischmassebezogenen Gaserträge auf. Alle anderen Betriebe lagen bezüglich dieses Parameters mit Werten zwischen  $83$  und  $104 \text{ m}^3_{\text{N}} \text{ CH}_4 \cdot \text{t}^{-1}$  im Normalbereich (KTBL, 2009). Bezogen auf die Tonnage zugegebener organischer Trockenmasse wurde eine mittlere Ausbeute von  $389 \text{ m}^3_{\text{N}} \text{ Methan}$  ( $734 \text{ m}^3_{\text{N}} \text{ Biogas}$ ) ermittelt. Die geringsten trockenmassebezogenen Methanausbeuten wies PB 9 auf, was auf die z. T. erheblich erschwerten Bedingungen für die Methanogenese zurückzuführen sein dürfte. Aus dem gleichen Grund verliefen die Gasausbeuten bei PB 7 auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau (siehe auch Kapitel 5.1.1.4). Die höchsten Erträge konnten in PB 6 erzielt werden, was auf den hohen Anteil von Getreide (hohe Verdaulichkeit) zurückzuführen ist. Wie bereits im Untersuchungszeitraum 2007/08, wurden die angegebenen Literaturwerte für Gasausbeuten deutlich übertroffen.

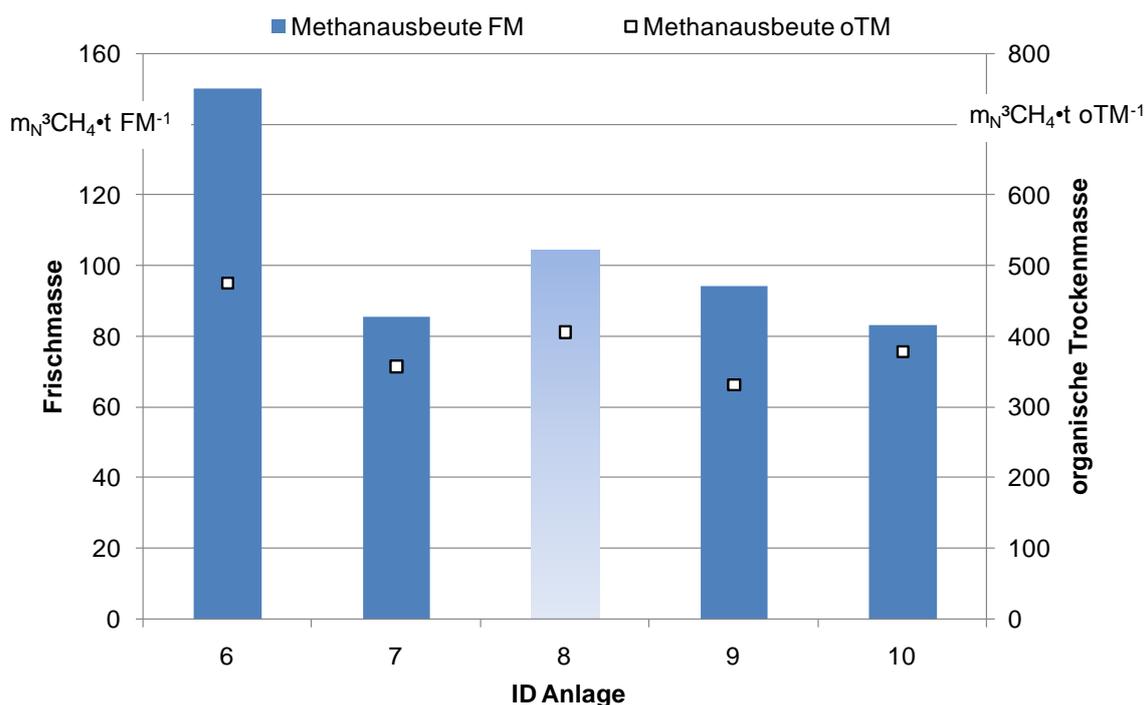


Abb. 22: Mittlere Methanausbeuten in den Pilotanlagen, jeweils bezogen auf die eingetragene Frischmasse und die eingetragene organische Trockenmasse

Um die Qualität der Vergärung an den Pilotbetrieben beurteilen zu können, wurden die erzielten Gasausbeuten in Relation zur theoretischen Gasausbeute gesetzt. Hierzu wurden die theoretischen Gaserträge anhand des Futterwertmodells prognostiziert. Wie bereits im Untersuchungszeitraum 2007/08 wurden die tatsächlichen Gasausbeuten durch die Prognose deutlich unterschätzt (EFFENBERGER *et al.*, 2010, S. 93). Im Durchschnitt waren die Gaserträge an den Pilotbetrieben um 32% höher als durch das Futterwertmodell prognostiziert (Tab. 8).

Tab. 8: Für die Pilotanlagen ermittelte Biogas- und Methanausbeuten (Mittelwerte) im Vergleich zu rechnerischen Werten nach Futtermodell

Anlagen ID		6	7	8	9	10
Biogasausbeute	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup>	263	162	205	181	162
	l <sub>N</sub> ·kg oTM <sup>-1</sup>	831	675	797	634	733
Methanausbeute	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup>	150	86	104	95	83
	l <sub>N</sub> ·kg oTM <sup>-1</sup>	475	357	406	332	378
Relative Methanausbeute	%	149	121	142	115	132

Werte in Kursivschrift sind abgeschätzt.

In Tab. 9 sind die berechneten Abbaugrade der zugegebenen Frischmasse und der oTM unter Berücksichtigung der Wassereinbindung in das Biogas dargestellt. Im Durchschnitt verursachte die Vergärung einen Massenverlust von rund 25% der eingetragenen Frischmasse. Der Abbaugrad für die organische Substanz schwankte zwischen 70% und 87% und betrug im Mittel 78%. Bei der Berechnung des mittleren Abbaugrads blieb der Wert

von PB 8 unberücksichtigt, da dieser aus oben genanntem Grund aus dem Untersuchungszeitraum 2007/08 übernommen wurde.

Tab. 9: Berechneter Masse- und oTM-Abbau der Einsatzstoffe in den Pilotanlagen (%)

Anlagen ID	6	7	8	9	10
Frischmasseabbau	32,8	21,1	27,6	23,7	21,3
Abbau der organischen Trockenmasse	87,3	73,8	89,0	70,3	81,3

Wert in Kursivschrift übernommen aus EFFENBERGER *et al.*, 2010.

Die Methanproduktivität drückt aus, wie effektiv der zur Verfügung stehende Gärraum einer Biogasanlage genutzt wird. Die Produktivität wird durch den vorhandenen Faulraum, die Geometrie der Behälter, die Energiedichte und Abbaubarkeit der Einsatzstoffe sowie den erreichten Abbaugrad beeinflusst. Im Mittel betrug die Methanproduktivität in den Pilotbetrieben  $1,1 \text{ m}^3_{\text{N}}$  pro  $\text{m}^3$  Arbeitsvolumen (nutzbarer Faulraum). Aufgrund des Vergärungskonzepts (Getreidevergärung mit einem Gärbehälter und Hydrolysestufe) erreichte PB 6 die höchste Produktivität. PB 9 wies die niedrigste Produktivität auf, da für den nicht unproblematischen Kleegrasesatz viel Faulraum zur Verfügung stehen muss, damit stabile Bedingungen aufrecht erhalten werden können.

Tab. 10: Für die Pilotanlagen ermittelte Methanproduktivitäten (Mittelwerte)

Anlagen ID	6	7	8	9	10
Methanproduktivität $\text{m}^3_{\text{N}} \cdot (\text{m}^3 \cdot \text{d})^{-1}$	1,8	1,1	1,0	0,7	1,1

Wert in Kursivschrift ist abgeschätzt.

#### 5.1.1.6 Gasverbrauch

Zur Verdeutlichung, wie viel Methan in Abhängigkeit der elektrischen Leistung verbraucht wird, sind in Abb. 23 die Untersuchungsergebnisse der bayerischen Pilotbetriebe aus dem Zeitraum 2009/10 dargestellt. Damit ein Trend erkennbar wird, wurden die Objekte durch weitere Anlagen aus anderen Untersuchungen (FNR, 2009) ergänzt. Es zeigt sich, dass im Mittel aus einem Normkubikmeter Methan rund 3,8 kWh elektrischer Strom produziert wurden. Von diesem Wert wichen die Ergebnisse der Einzelanlagen um maximal 10% ab. Wird dieses Ergebnis auf PB 8 übertragen, wo die verbrauchte Gasmenge nicht gemessen werden konnte, kann der Gasverbrauch auf 145 bis  $177 \text{ m}^3_{\text{N}} \text{ CH}_4 \cdot \text{h}^{-1}$  geschätzt werden.

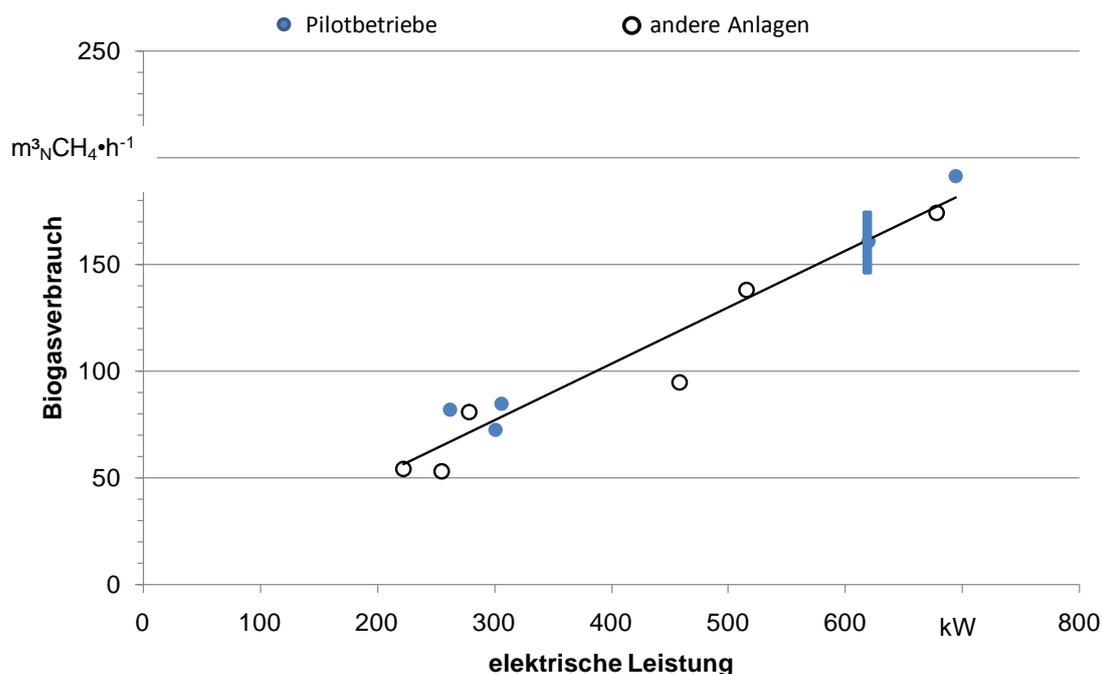


Abb. 23: Biogasverbrauch der Pilot- und anderer Biogasanlagen (FNR, 2009) sowie Schätzbereich des Gasverbrauchs für PB 8

#### 5.1.1.7 Gasqualität

Im Durchschnitt aller Betriebe betrug der im Biogas gemessene Methangehalt 53,0%. Auffällig ist der hohe Wert von Betrieb 6, der durch die vorgeschaltete Hydrolyse-/Versäuerungsstufe zu erklären ist. Dort kam es offenbar verstärkt zur Freisetzung von  $\text{CO}_2$ , so dass im Hauptgärbehälter eine höhere Methankonzentration herrschte (Tab. 11).

Tab. 11: Gemessene Methangehalte im Biogas der Pilotbetriebe (Mittelwert und Minimal-/Maximalwert, Vol.-%)

Anlagen ID	6	7	8	9	10
Mittelwert	57,2	52,9	50,9	52,3	51,6
Maximum	61,4	55,7	56,7	57,0	64,5
Minimum	54,7	50,4	45,0	36,4	47,1

Der Schwefelwasserstoffgehalt im Brenngas aller Pilotbetriebe betrug im Mittel 80 ppm. Auch wurden über den relativ langen Beobachtungszeitraum hinweg keine hohen Einzelwerte ermittelt. Die Marke von 600 ppm wurde zu keiner Zeit überschritten, wodurch die Funktionalität der eingesetzten Techniken zur Entschwefelung an den bayerischen Pilotbetrieben bewiesen werden konnte.

Tab. 12: Im Brenngas der Pilotanlagen gemessene Schwefelwasserstoffgehalte (Mittelwert und Minimal-/ Maximalwert, ppm)

Anlagen ID	6	7	8	9	10
Mittelwert	116	30	110	39	106
Maximum	280	588	321	278	454
Minimum	45	0	0	7	0

#### 5.1.1.8 Elektrische Leistung

Durch z. T. deutliche Erweiterungsmaßnahmen wurde das Leistungsspektrum der fünf Pilotbetriebe deutlich erweitert (vgl. Kapitel 4). Die elektrischen Auslastungsgrade im Untersuchungszeitraum 2009/10 waren mit rund 81% in zwei Fällen nicht zufriedenstellend (PB 6 und 7). Die mit 86% Auslastungsgrad leichten Ertragsdefizite im Fall von PB 10 dürften auf die in Kapitel 5.1.1.4 beschriebene, hohe Belastung zurückzuführen sein (Abb. 24).

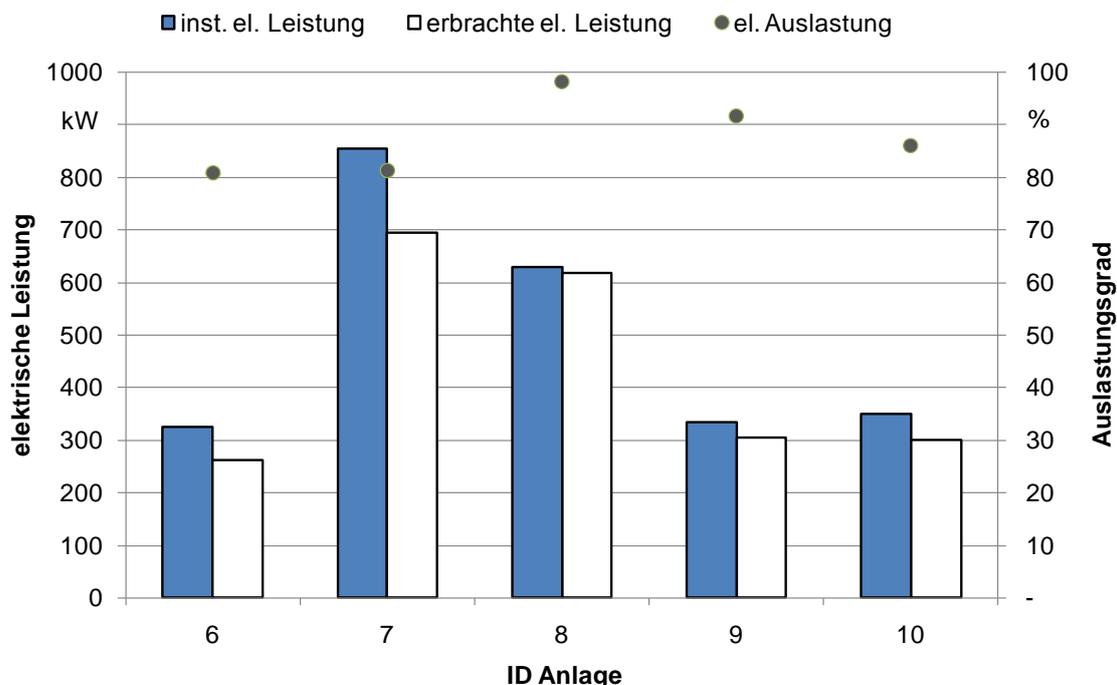


Abb. 24: Installierte elektrische Leistung und Auslastungsgrad der Pilotanlagen

Zur Verdeutlichung sind in Tab. 13 zusätzlich die theoretischen Jahresvolllaststunden dargestellt. Diese bezeichnen den Zeitraum eines Jahres, in dem die gasverwertende Einheit (BHKW) unter Vollastbedingungen betrieben werden konnte. Sie sind ein indirekter Indikator für die Prozessstabilität und die technische Zuverlässigkeit einer Biogasanlage. Im Mittel betragen die erzielten Jahresvolllaststunden der Pilotbetriebe knapp 7.700 Stunden. Damit lagen die Pilotbetriebe leicht über dem durchschnittlichen Wert, der bei einer bundesweit durchgeführten Untersuchung von 61 Biogasanlagen ermittelt wurde (FNR, 2009, S. 112). Bemerkenswert ist das Ergebnis für PB 8, dessen BHKW über den gesamten Be-

obachtungszeitraum hinweg nahezu rund um die Uhr betrieben wurden. Die Ursachen für die Mindererträge bei den Betrieben 6, 7 und 10 wurden bereits genannt.

Tab. 13: Mittlere Arbeitsausnutzung (Auslastungsgrad) und theoretische Jahresvolllaststunden der BHKW

Anlagen ID		6	7	8	9	10
Arbeitsausnutzung gesamt	%	80,8	81,2	98,2	91,7	86,0
Jahresvolllaststunden	h	7.076	7.114	8.602	8.034	7.535

Die in Abb. 25 dargestellten substratbezogenen Stromausbeuten entsprechen weitgehend dem Verlauf der Gasausbeuten und betragen im Mittel 381 kWh pro Tonne eingesetzter Frischmasse. Betriebe mit hohem Gülleanteil und mäßig energiereichen NawaRo wiesen Stromausbeuten von rund 330 auf. Auf ähnlichem Niveau verlief die Stromausbeute von PB 9, obgleich hier keine Wirtschaftsdünger eingesetzt wurden. Die bereits genannten erschwerten Bedingungen dürften hier die Ursache für das schlechte Abschneiden gewesen sein. Der hohe Getreideanteil bewirkte bei PB 6 mit mehr als 450 kWh·t<sup>-1</sup> den höchsten frischmassebezogenen Stromertrag. PB 8, mit mäßigem Gülleeinsatz lag dazwischen.

Auffällig ist der relativ große Unterschied zwischen Anlage 8 und 9. Hier zeigt sich, dass die in Betrieb 9 eingesetzte Kleegrassilage im Vergleich zu den in PB 8 eingesetzten Rohstoffen (Maissilage, CCM und GPS) weitaus schwieriger zu verarbeiten ist. Dies wird durch die Betrachtung der trockenmassebezogenen Stromerträge bestätigt. Sie schwanken zwischen 1.200 und knapp 1.700 kWh pro t oTM. Im Mittel wurden pro t zugegebener organischer Masse 1.434 kWh elektrischer Strom produziert.

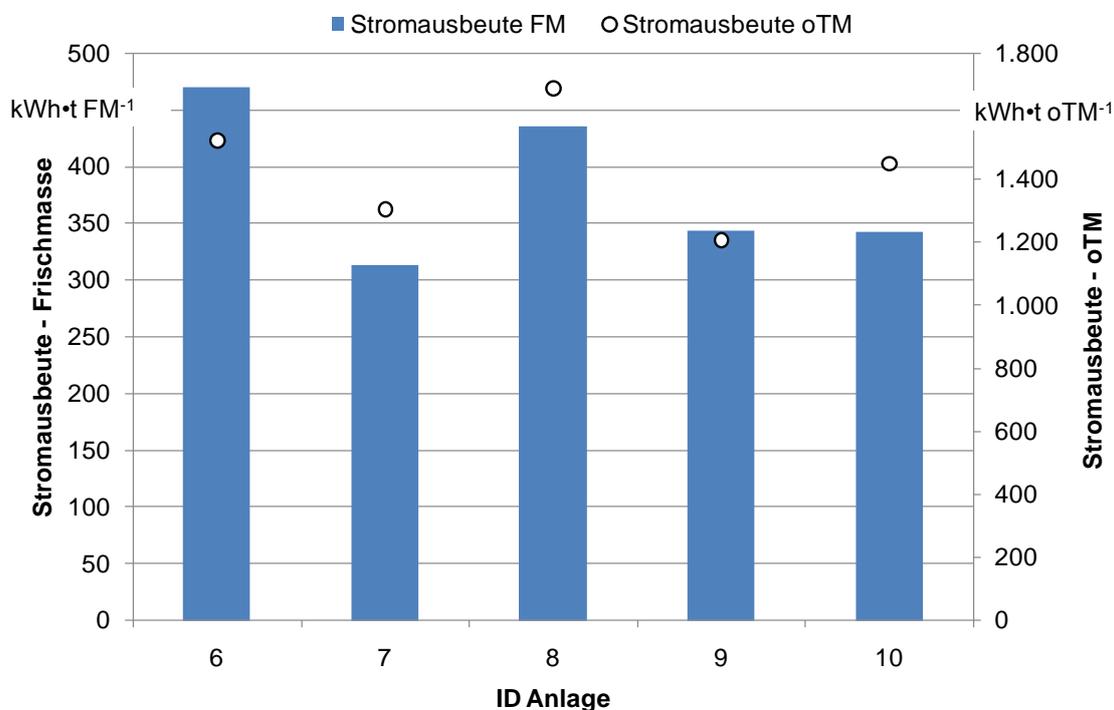


Abb. 25: Stromausbeuten der Pilotanlagen, jeweils bezogen auf die eingetragene Frischmasse und die eingetragene organische Masse

### 5.1.1.9 Strombedarf

Der Gesamtstrombedarf der Pilotanlagen wurde aus der von außerhalb bezogenen Strommenge (öffentliches Netz oder Kleinkraftwerke) zuzüglich der auftretenden Verluste zwischen Produktion und Einspeisung ermittelt. Für PB 8 ergab er sich aus der Differenz von BHKW-Strom und Stromeinspeisung, da hier eine Überschusseinspeisung stattfand.

Im Mittel entsprach der Stromverbrauch der Pilotbetriebe 9,3% der produzierten Strommenge. Die Stromverbräuche der einzelnen Anlagen schwankten dabei erheblich. Trotz einer Einrichtung zur Desintegration des Fermenterinhalt wies PB 10 den geringsten Verbrauch auf. Dies dürfte auf den geringen TM-Gehalt im Hauptgärbehälter zurückzuführen sein. Der hohe Strombedarf von PB 9 wurde hauptsächlich durch den hochviskosen Fermenterinhalt verursacht, der keine Unterbrechung der Rührtätigkeit tolerierte. Hinzu kam der hohe Verbrauch der etwas ungünstig positionierten Vorrichtung zur Feststoffeinbringung. PB 6 wies ebenfalls hohe TM-Gehalte im Fermenter auf und betreibt eine Anlage zur Aufbereitung von Getreide. Der vergleichsweise niedrige Verbrauch von PB 7 wurde durch die immense Steigerung der Anlagenleistung verursacht. Mit den gleichen technischen Einrichtungen zum Betrieb einer Anlage für 329 kW<sub>el</sub> werden hier erheblich größere Mengen Strom produziert und Substrat eingetragen.

Im Mittel benötigten die Pilotbetriebe täglich rund 900 kWh elektrische Energie. Dabei stellten die Rührreinrichtungen die Komponenten mit dem höchsten Strombedarf dar: Durchschnittlich wurden rund 32% des Strombedarfs durch deren Betrieb verursacht. Bemerkenswert sind die niedrigen Verbräuche der Rührwerke von PB 8 die nur etwa 10% des Gesamtverbrauchs ausmachten. Die anderen Betriebe lagen bei einem Anteil zwischen 32% (PB 6) und 58% (PB 7). Nennenswerte Verbräuche wiesen außerdem nur die Einrichtung zur Wärmenutzung bei PB 9 und die Anlage zur Ultraschallbehandlung bei PB 10 auf. Die Einrichtungen zum Eintrag der Feststoffe verbrauchten im Durchschnitt anteilig lediglich rund 4% (Tab. 14).

*Tab. 14: Strombedarf der Pilotanlagen (absolut und im Verhältnis zum BHKW-Strom, spezifischer Strombedarf bezogen auf den Eintrag an Frischmasse und Anteile einzelner Anlagenteile am Gesamtstrombedarf (Mittelwerte)*

<b>Anlagen ID</b>		<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Strombedarfsanteil BGA	%	10,3	6,3	8,9	16,2	4,5
Strombezug aus dem Netz	kWh•d <sup>-1</sup>	502	767	0	1.190	186
Strombedarf (gesamt)	kWh•d <sup>-1</sup>	647	1.061	1.325	1.190	324
spezifischer Eigenstrombedarf	kWh•t <sup>-1</sup>	49,5	19,8	38,8	55,8	15,5
Anteil Rührtechnik gesamt	%	32	58	9	38	42
Anteil Rührwerke Fermenter	%	20	40	7	26	29
Anteil Rührwerke Nachgärer	%	-	17	2	12	14
Anteil Rührwerke Endlager	%	n.v.	n.v.	1	n.v.	n.v.
Anteil Pumpentechnik	%	n.v.	1	1	5	30
Anteil Eintragstechnik	%	1	n. v.	n. v.	9	2
Anteil Trocknungseinrichtung	%	n.v.	n. v.	n. v.	13	n.v.
Anteil Substrataufbereitung	%	-	n.v.	-	2	26

n.v.: nicht verfügbar

Im Durchschnitt wurden für die Durchmischung der Hauptgärbehälter pro t Frischmasse 7,0 kWh elektrische Energie benötigt. Die Rührwerke der Nachgärbehälter benötigten demgegenüber durchschnittlich 2,7 kWh<sub>el</sub>. Auffällig ist der hohe Verbrauch des Rührwerks in der Hydrolysestufe von PB 6. Bei siebenfachem Volumen und einem zusätzlichen Rührwerk erforderte die Durchmischung des Fermenters nur 40% mehr Strom als die der Hydrolysegrube (Tab. 15).

Tab. 16 zeigt den mittleren spezifischen Strombedarf der Eintragsvorrichtungen und der Pumpen. Von den Betrieben 7 und 8 liegen keine Daten zu den Feststoffeinträgen vor, für Betrieb 9 wurde die Pumpe der Rührtechnik zugeordnet, da sie als Einrichtung zur hydraulischen Durchmischung eingesetzt wurde. Im Mittel verursachten die Feststoffeintrichtungen einen Stromverbrauch von 1,9 kWh pro eingetragener t Frischmasse. Allerdings wird dieser Wert stark beeinflusst durch den hohen Verbrauch der Einrichtung von PB 9, bei der eine ungewöhnliche Förderhöhe von ca. 8 m mit zwei Vertikalschnecken überwunden werden musste. Die GÜllepumpen verbrauchten durchschnittlich 1,8 kWh Strom, wobei die Einrichtungen mit den höchsten Verbräuchen auch der Substratkonditionierung zugeordnet werden müssen. In PB 9 stand die Pumpe in Verbindung mit einer Zerkleinerungseinheit (RotaCut) und in PB 10 wurde mit der Pumpe eine Ultraschall-Desintegrationseinheit versorgt.

Tab. 15: Spezifischer Strombedarf der Rührwerke in den unterschiedlichen Vergärungsstufen (Mittelwerte in kWh•t FM<sup>-1</sup>)

Anlagen ID	6	7	8	9	10
Vorgrube	5,9	-	-	-	-
Fermenter 1	9,9	4,0	1,7	14,7	4,8
Fermenter 2	-	4,0	0,9	-	-
Nachgärer 1	-	1,7	0,4	6,5	2,3
Nachgärer 2	-	1,7	0,2	-	-
Endlager	-	-	0,2	-	-
Gesamtbedarf	14,9	11,4	3,5	21,2	7,1

Tab. 16: Spezifischer Strombedarf der Eintragstechnik und der Einrichtungen zur Wärmenutzung bzw. des Substrataufschlusses (Mittelwerte in kWh•t FM<sup>-1</sup>)

Anlagen ID	6	7	8	9	10
Strom Feststoffeintrag	0,3	n.v.	n.v.	5,1	0,2
Strom GÜllepumpe	n.v.	0,2	0,3	1,7	5,0

n.v.: nicht verfügbar

#### 5.1.1.10 Wärmeproduktion

Eine Bilanz der Wärmenutzung konnte nur für drei der fünf Betriebe aufgestellt werden, da für die Betriebe 7 und 8 nur die extern genutzten Wärmemengen verfügbar waren (Tab. 17). Auffällig ist, dass bei allen Pilotanlagen, von denen Daten vorliegen die Wärmeleistung weit hinter der installierten elektrischen Leistung zurückblieb. Im Fall von PB 6 ist dies auf einen nicht vorhandenen Wärmetauscher zurückzuführen. Bei den übrigen beiden Anlagen muss davon ausgegangen werden, dass die Abgaswärmetauscher aufgrund des Alterungsprozesses ineffektiv wurden und nur einen Bruchteil der anfallenden Wärmemenge an das Heizwasser abgeben konnten. Im Durchschnitt wurde von den drei verblei-

benden Betrieben rund 4.700 kWh Wärme produziert, was einer mittleren Wärmeleistung von 195 kW entspricht. Damit betrug die mittlere Wärmeproduktion nur 67% der erzeugten Menge an elektrischer Energie.

Tab. 17: Wärmebereitstellung der Pilotbiogasanlagen

Anlagen ID		6	7	8	9	10
Brutto-BHKW-Wärme	kWh•d <sup>-1</sup>	4.216	n. v.	n. v.	3.998	5.830
Bruttoleistung thermisch	kW	176	n. v.	n. v.	167	243

#### 5.1.1.11 Wärmenutzung und Wärmebedarf

Durchschnittlich wurden von den Biogasanlagen täglich rund 5.500 kWh Wärmeenergie an externe Verbraucher geliefert, was einer thermischen Leistung von 229 kW entspricht. Hier streut das Ergebnis entsprechend der jeweiligen Anlagenleistung sowie der angeschlossenen Verbraucher erheblich (Tab. 18). Auf PB 6 war die Wärmeleitung in den Ort nicht über den gesamten Untersuchungszeitraum vorhanden und der Lieferumfang stark vom jahreszeitlichen Bedarf abhängig. In den Betrieben PB 9 und 10 hingegen fiel der Wärmenutzungsgrad äußerst positiv aus, da nahezu die gesamte anfallende Abwärme einer Nutzung zugeführt wurde. Dabei lieferte PB 10 hauptsächlich an eine nahegelegene Klinik, PB 9 betrieb eine Anlage zur Trocknung von Hackschnitzeln.

Zur Beheizung der Gärbehälter benötigten die Betriebe PB 6 und PB 10 den gleichen Anteil an der verfügbaren thermischen Energie (17 %). PB 9 fiel durch einen außergewöhnlich niedrigen Bedarf auf. Ursachen hierfür liegen in der beobachteten Eigenerwärmung des Gärgemischs im Fermenter, dem günstigen Oberfläche-Volumen-Verhältnisses dieses Behälters und dem Verzicht auf die Beheizung des Nachgärbehälters. In den Sommermonaten musste der Hauptgärbehälter sogar wiederholt gekühlt werden, indem durch den externen Wärmetauscher kaltes Wasser gepumpt wurde.

Tab. 18: Wärmenutzung und Wärmebedarf zur Beheizung der Fermenter (Mittelwerte)

Anlagen ID		6	7	8	9	10
Wärme-Nutzung extern	kWh•d <sup>-1</sup>	1.801	8.652	9.390	3.478	4.183
Wärmeabsatzleistung	kW	74	362	391	145	174
Wärme-Nutzungsgrad*	%	47	n.v.	n. v.	91	89
Wärmebedarf Fermenter / BHKW-Wärme	%	17	n.v.	n.v.	4	17

\*) Anteil der extern und für die Fermenterbeheizung genutzten Wärmemenge an der Brutto-BHKW-Wärme

## 5.1.2 Treibhausgasbilanz und Ressourcenverbrauch für die Pilotanlagen

Die Ergebnisse für die spezifischen Treibhausgas (THG)-Emissionen bzw. den kumulierten Energieaufwand (KEA) der Stromproduktion in den Pilotanlagen einschließlich der Gutschrift für die Stromproduktion im Vergleich zur fossilen Referenz zeigt Tab. 19. Um die Unterschiede zwischen den Anlagen deutlicher herauszuheben, werden die Werte im Folgenden jedoch ohne Bezug auf das Referenzsystem „Fossiler Kraftwerksmix“ dargestellt. Abb. 26 zeigt die Ergebnisse für die Treibhausgasbilanz, Abb. 27 diejenigen für die Energiebilanzen der Anlagen.

Tab. 19: Treibhausgasbilanz und Kumulierter fossiler Energieaufwand (KEA) der Pilotanlagen inkl. Gutschrift für Stromeinspeisung

Anlage ID	6		7		8		9		10	
	2007	2010	2007	2010	2007	2010	2007	2010	2007	2010
Treibhausgasbilanz inkl. Gutschrift für Stromeinspeisung, $\text{g CO}_2\text{-}\ddot{\text{a}}\text{q}\cdot\text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$	-593	-603	-595	-829	-842	-923	-625	-837	-621	-726
KEA inkl. Gutschrift für Stromeinspeisung, $\text{kWh}_{\text{fossil}}\cdot\text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$	-2,48	-2,48	-2,25	-3,04	-2,85	-3,23	-2,14	-2,68	-2,28	-2,79

PB 6 wies die höchsten Klimagasemissionen pro  $\text{kWh}_{\text{el}}$  auf. Diese Anlage erhielt geringe Gutschriften für eingesetzten Wirtschaftsdünger. Die Wärmeabgabe an das Nahwärmenetz änderte sich bezogen auf den eingespeisten Strom zwischen 2007 und 2010 nicht wesentlich. Für die potentiellen Emissionen aus dem offenen Gärrestlager war zwischen 2007 und 2010 anhand der Ergebnisse des Restgaspotentialtests bei  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  ein Rückgang zu beobachten. Insgesamt blieben für diese Anlage die THG-Emissionen und der KEA jedoch praktisch gleich.

Während PB 7 geringe direkte Methanemissionen aufwies, waren die Gutschriften für Wirtschaftsdüngereinsatz und Abwärmenutzung im Jahr 2007 zu vernachlässigen gewesen. Dies änderte sich in 2010 grundlegend, da in dem neu errichteten Satelliten-BHKW nun ein großer Teil der BHKW-Wärme genutzt werden konnte. Die THG- und Energiebilanz der Anlage wurde hierdurch signifikant verbessert.

PB 8 betrieb als einzige der fünf Anlagen Überschusseinspeisung, was sich positiv auf die Emissionen aus dem Betrieb auswirkte. Außerdem ist die Anlage mit einer Gasfackel ausgestattet, der gemessene Methanschluß des BHKW war gering und es wurde ein großer Anteil der BHKW-Wärme genutzt. Zwischen 2007 und 2010 konnte die Wärmenutzung nochmals ausgebaut und hierdurch die THG- und KEA-Bilanz weiter verbessert werden.

Auf Grund des hohen Strombedarfs sowie eines ungünstigen Ergebnisses des Restgaspotentialtests zeigte PB 9 für das Jahr 2007 hohe Emissionen aus dem Betrieb der Anlage. Zudem war der Anteil an tierischen Exkrementen an der Substratzugabe gering und die Wärme konnte nicht genutzt werden. Positiv herauszustellen war, dass die Biomasse für die Substrate biologisch angebaut wurde, ohne Pflanzenschutzmittel und synthetischen Dünger einzusetzen. Aufgrund eines hohen Anteils von Klee gras konnte im System atmosphärischer Stickstoff gebunden werden. Für die Abgabe von überschüssigem Gärrest an andere ökologisch wirtschaftende Betriebe errechnete sich eine Gutschrift. Trotzdem war vor allem der KEA für diese Anlage in 2007 vergleichsweise hoch. Für 2010 konnten die Ergebnisse deutlich verbessert werden, vor allem durch ein geringeres Restgaspotential und erhebliche Gutschriften für die Wärmenutzung zur Trocknung von Hackschnitzeln.

PB 10 kann auf der Gutschriftenseite den Einsatz von Schweinegülle aus dem eigenen Betrieb sowie einen hohen Grad der Wärmenutzung verbuchen. Das BHKW war hingegen durch einen sehr hohen Methanschluß gekennzeichnet, beim KEA machte sich der Dieselverbrauch der Zündstrahlaggregate negativ bemerkbar. Durch den Ausbau der Wärmenutzung in 2010 konnten THG-Bilanz und KEA im Vergleich zu 2007 deutlich verbessert werden.

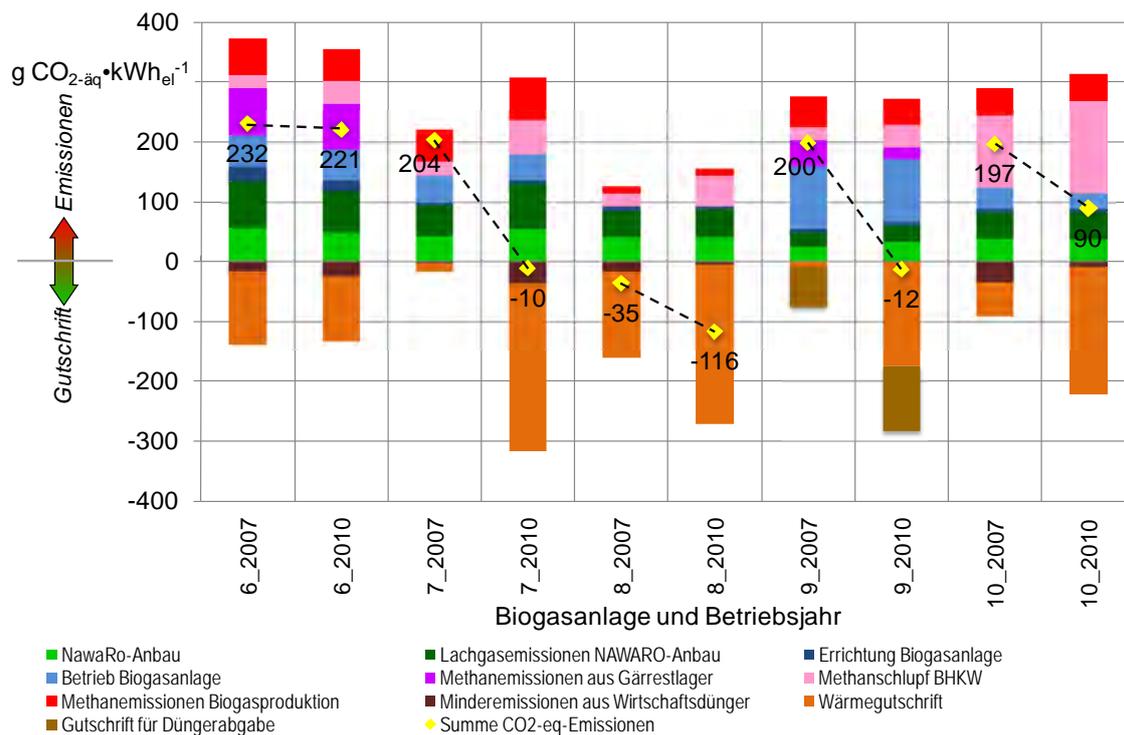


Abb. 26: Treibhausgasbilanz der Stromproduktion für die betrachteten fünf landwirtschaftlichen Biogasanlagen, jeweils für die Jahre 2007 und 2010 (ohne Berücksichtigung der Gutschrift für die Stromeinspeisung)

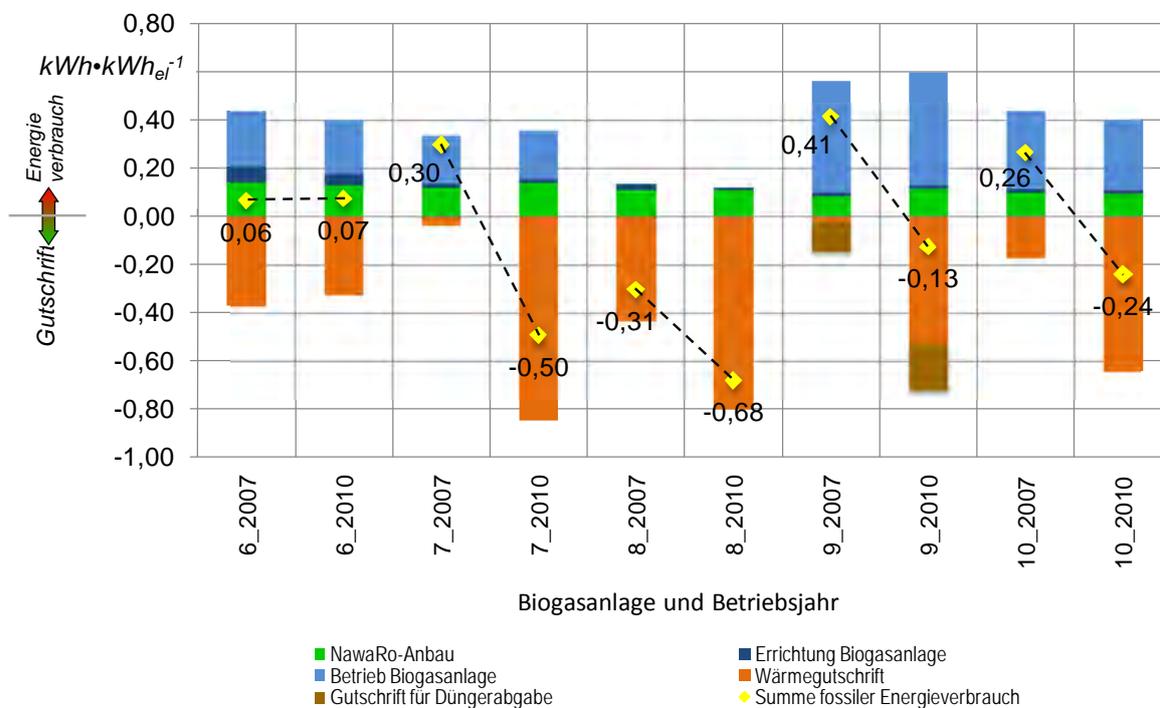


Abb. 27: Kumulierter fossiler Energieaufwand der Stromproduktion für die fünf betrachteten landwirtschaftlichen Biogasanlagen, jeweils für die Jahre 2007 und 2010 (ohne Berücksichtigung der Gutschrift für die Stromeinspeisung)

## 5.2 Einzelbetrachtung der Pilotbiogasanlagen

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse ausgewählter Parameter der einzelnen Pilot-Biogasanlagen dargestellt. Diese sollen die Auswirkungen der Änderungsmaßnahmen an den Anlagen im Vergleich zum vorangegangenen Untersuchungszeitraum aufzeigen.

### 5.2.1 Pilot-Biogasanlage 6

Wie schon erwähnt wurde an Anlage 6 die Substratzusammensetzung von Getreide hin zu Mais und GPS verändert. Dies geschah nicht nur aus ökonomischen Gründen, sondern auch um dem Prozess mehr Stabilität zu verleihen. Hatte PB 6 im vorangegangenen Untersuchungszeitraum noch eine mittlere Arbeitsausnutzung von lediglich 59% erreicht, so konnte dieser Wert im aktuellen Untersuchungszeitraum auf 81% gesteigert werden. Zu Beginn dieses Untersuchungszeitraums lag die Arbeitsausnutzung noch bei etwa 70%, stieg dann ab Tag 250 auf über 90%, um danach langsam wieder abzunehmen (Abb. 28).

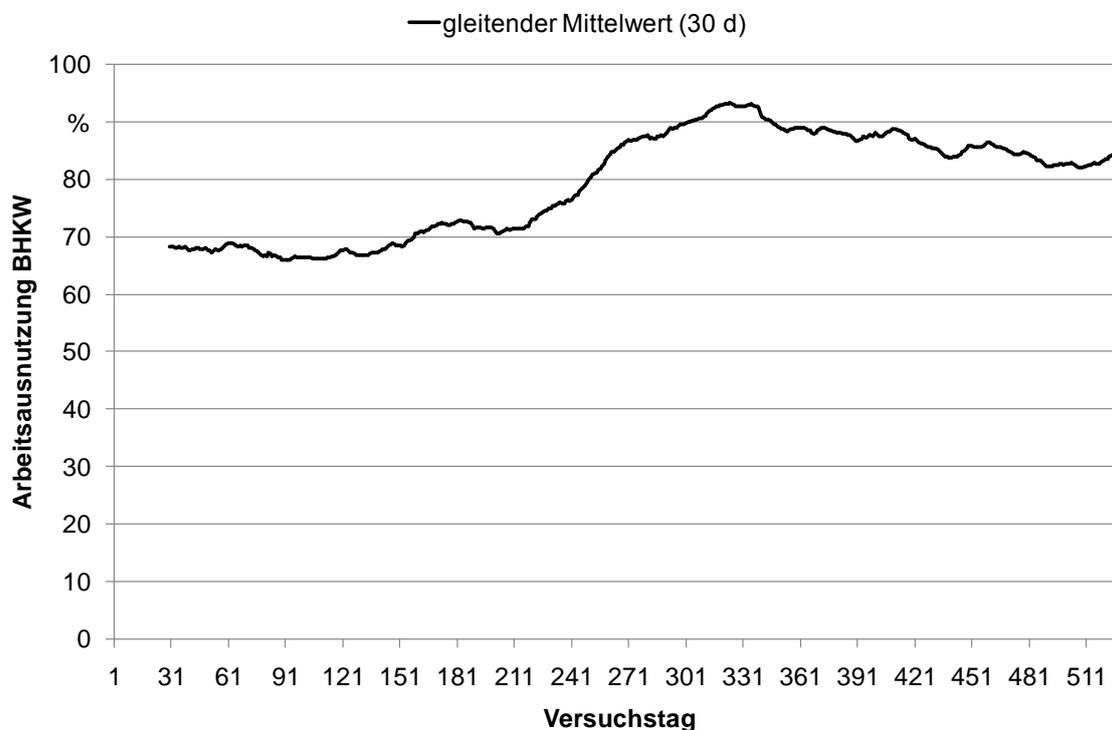


Abb. 28: Verlauf der Arbeitsausnutzung des BHKW von PB 6 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

Die Ergebnisse der Restgaspotentialtests zeigen für PB 6 eine Verbesserung von 2007 nach 2009. Der Wert für den Ansatz bei 37 °C in 2010 weist jedoch einen doppelt so hohen Wert auf wie in den Jahren zuvor. Demnach konnte durch die Substratumstellung zwar der Betrieb stabilisiert werden, jedoch wurde CCM langsamer abgebaut als Getreideschrot.

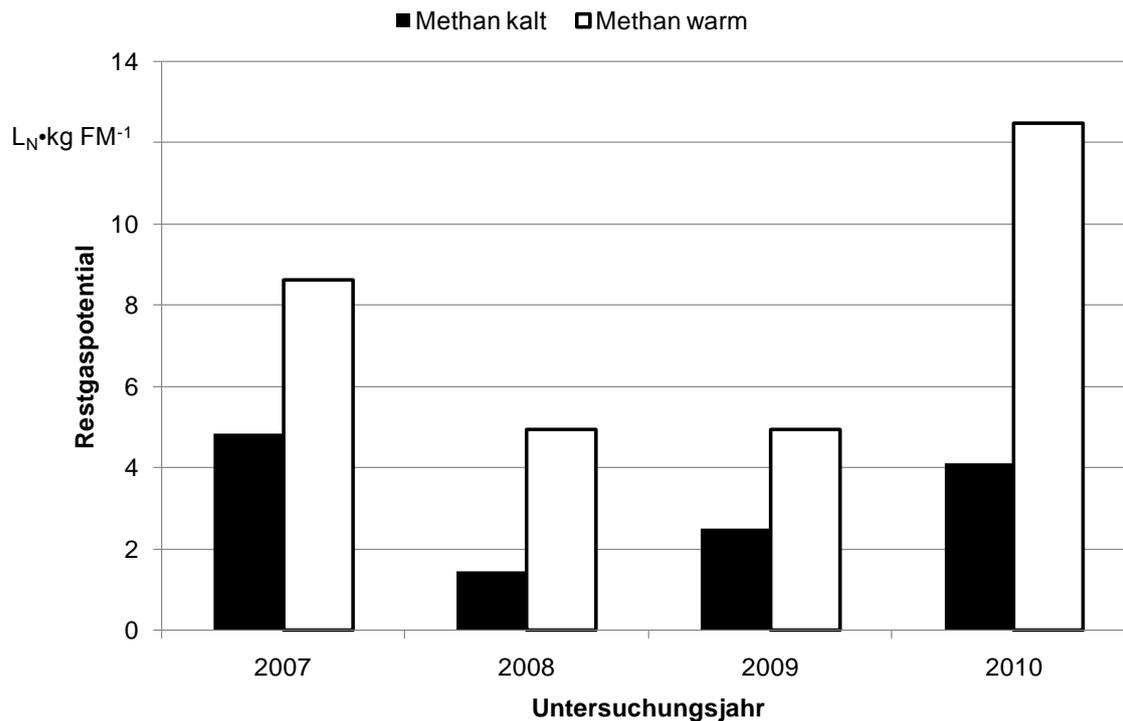


Abb. 29: Methanbildungspotential der Gärrückstände im Batch-Gärtest bei 20 °C („kalt“) und 37 °C („warm“) über vier Untersuchungsjahre

Der Anstieg der Stromausbeute pro Tonne oTM zum Ende hin bei gleichbleibender Stromausbeute pro Tonne FM ist auf den steigenden Maisanteil in der Ration zurückzuführen (Abb. 30).

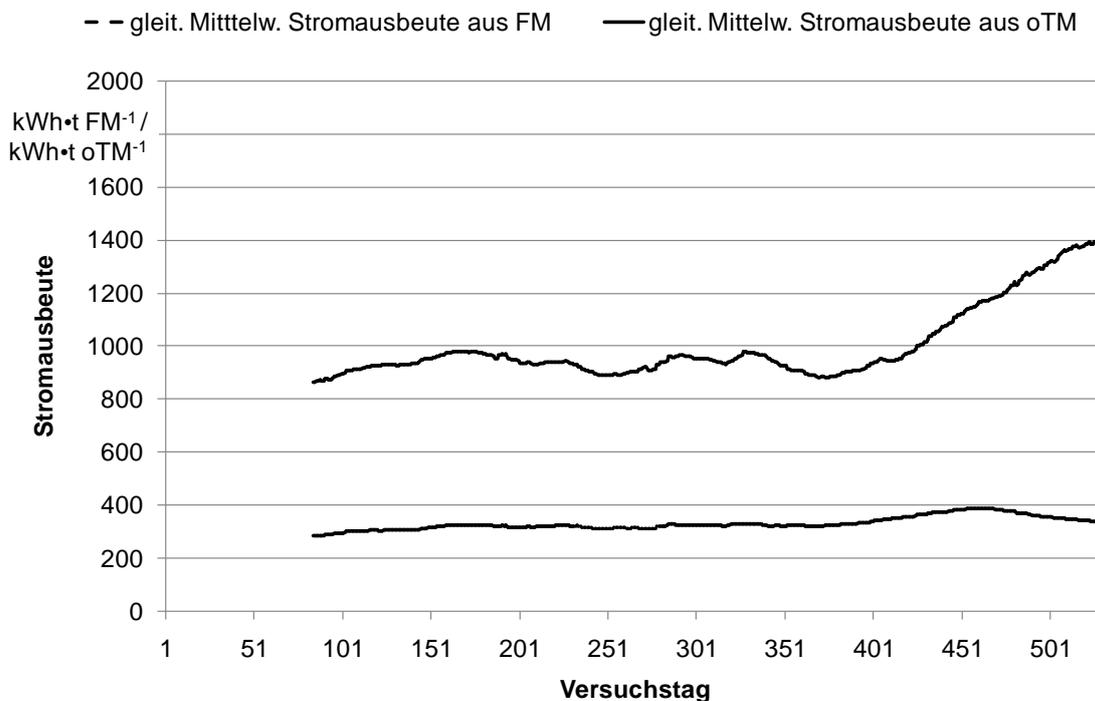


Abb. 30: Verlauf der Stromausbeuten für PB 6 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über die Gesamt-Verweilzeit 84 d)

### 5.2.2 Pilot-Biogasanlage 7

PB 7 vollzog mit der Errichtung des Satelliten-BHKW die größte Änderungsmaßnahme gegenüber dem vorangegangenen Untersuchungszeitraum. Die nun installierten 526 kW<sub>el</sub> erforderten eine andere Betriebsweise als bei zuvor 329 kW<sub>el</sub>. Die mittlere Arbeitsausnutzung sank von 98% für das einzelne BHKW auf 81% für beide BHKW. Dabei ist jedoch zu beachten, dass das alte BHKW nunmehr nur noch mit durchschnittlich 66% Auslastung betrieben wurde, während das Satelliten-BHKW eine mittlere Auslastung von 90% erreichte.

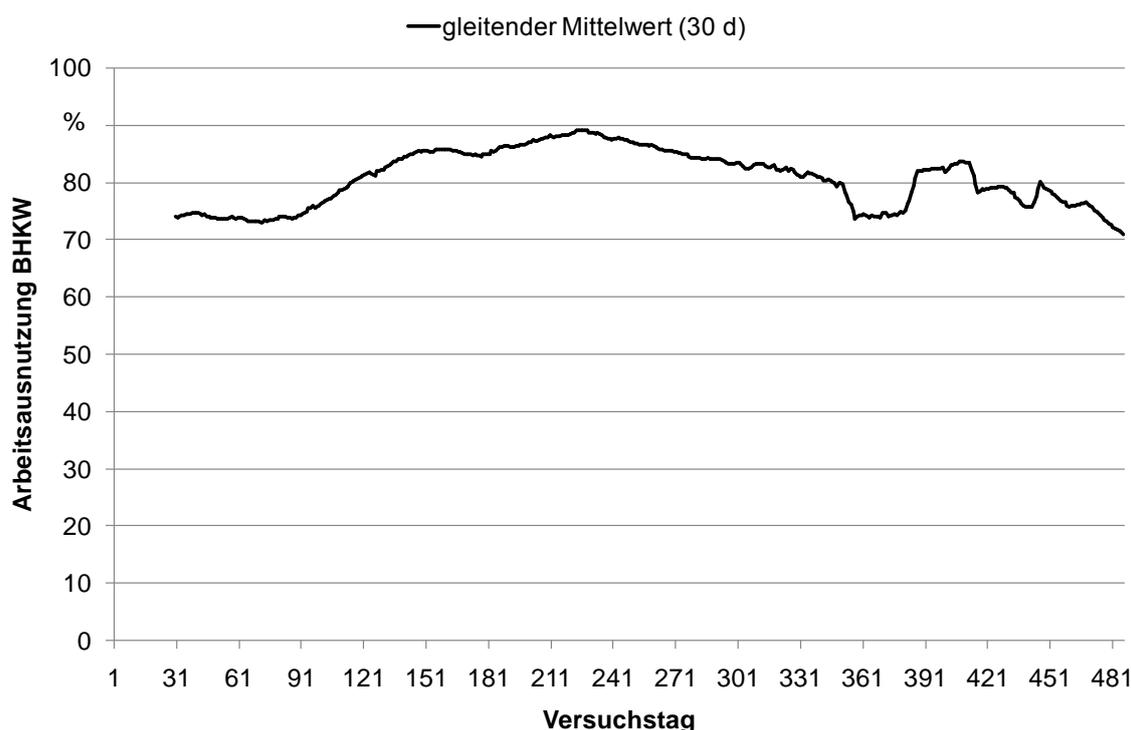


Abb. 31: Verlauf der Arbeitsausnutzung der BHKW von PB 7 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

Die Erhöhung der elektrischen Leistung sowie der damit verbundenen Steigerung der Fütterungsmenge führte in drei Jahren zu steigenden Restgaspotentialwerten beim Ansatz mit 37 °C (Abb. 32). Der Rückgang der Stromausbeute etwa ab Untersuchungstag 250 resultierte aus einer verringerten Beschickung in Folge einer sich abzeichnenden Prozesshemmung (Abb. 33). Dieser Trend setzte sich bis zum Ende des Untersuchungszeitraums fort, wobei gegen Ende Gärhilfsstoffe zum Ausgleich von Spurenelementen zugegeben wurden.

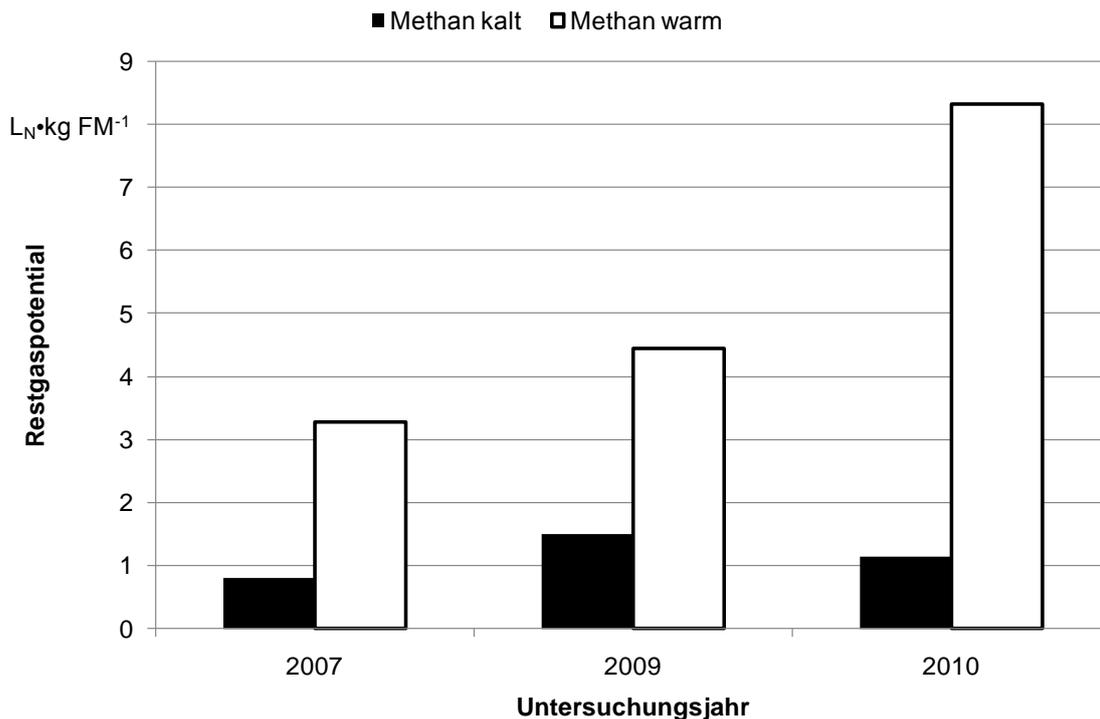


Abb. 32: Methanbildungspotential der Gärückstände aus PB 7 bei 20 °C („kalt“) und 37 °C („warm“) über vier Untersuchungsjahre

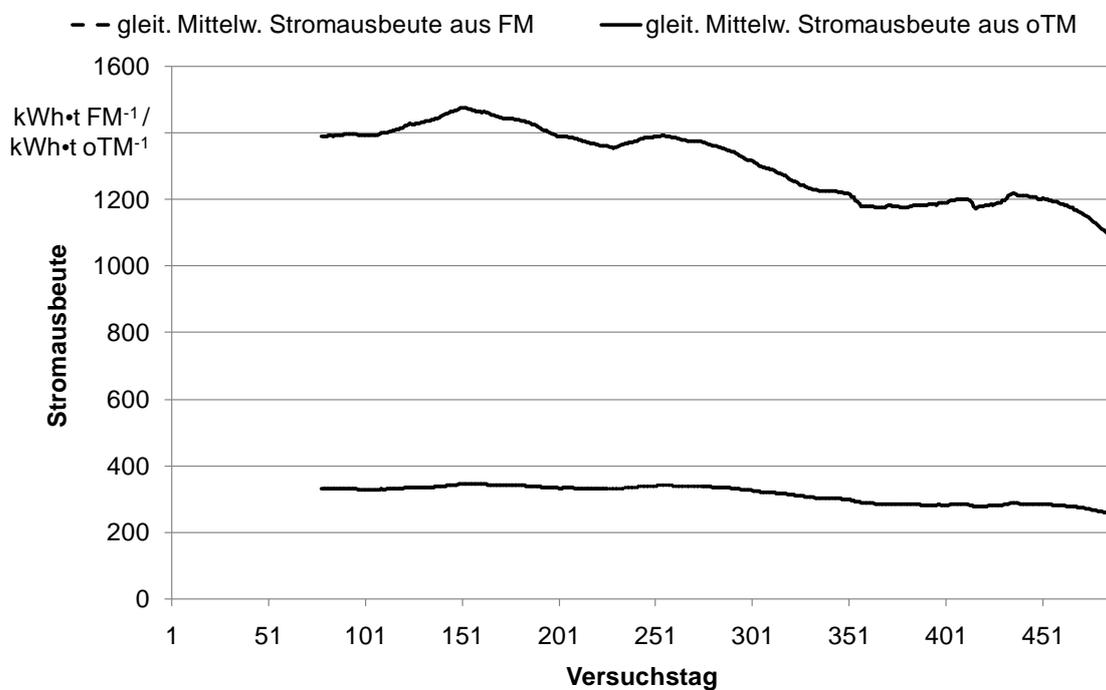


Abb. 33: Verlauf der Stromausbeuten für PB 7 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über die Gesamt-Verweilzeit 78 d)

Da es sich bei PB 7 um diejenige Anlage mit der größten Leistungssteigerung handelt, wurde zur besseren Beurteilung der Verlauf der Gesamtraumbelastung sowie der hydraulischen Verweilzeit dargestellt. Die erhöhte Fütterungsmenge sollte mit dem Bau eines neuen Gärrestlagers und somit mehr Gärvolumen ausgeglichen werden. Dennoch ist ein deutlicher Rückgang bei der mittleren Hydraulischen Verweilzeit von Anfänglich 120 auf zum Ende hin ca. 70 Tage festzustellen (Abb. 34). Dies erklärt auch das steigende Restgaspotential (Abb. 32).

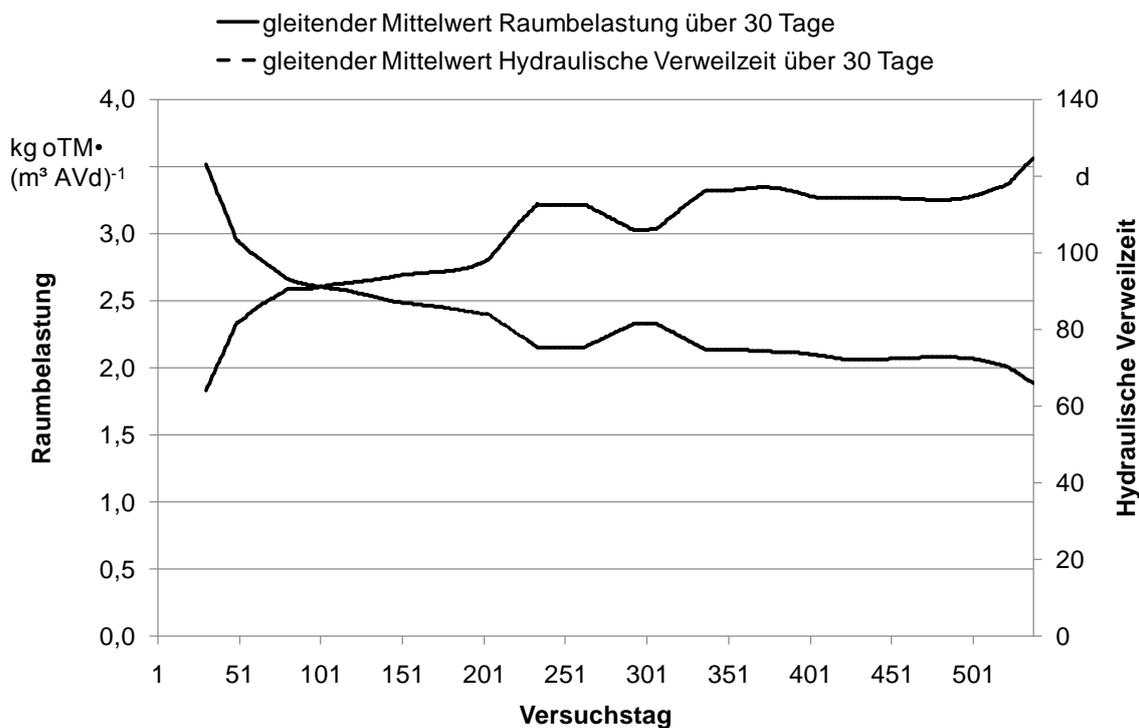


Abb. 34: Verlauf der Gesamtraumbelastung und der hydraulischen Verweilzeit für PB 7 (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

### 5.2.3 Pilot-Biogasanlage 8

Anlage 8 zeichnete sich im ersten Untersuchungszeitraum durch eine hohe Konstanz und Stabilität aus. Dies setzte sich gemessen an der Arbeitsausnutzung des BHKW auch im zweiten Untersuchungszeitraum fort (Abb. 35). Dabei wurde eine mittlere Auslastung von 98% erreicht. Nur ein Einbruch zu Beginn der Untersuchung auf Grund von Umbaumaßnahmen störte diesen vorbildlichen Verlauf.

Die Betrachtung des Restgaspotentials über die vier Untersuchungsjahre zeigt, dass sich die Anlage bis 2009 stetig verbessert hat. Zwar wurde in 2010 eine elektrokinetische Desintegrationseinheit für einen besseren Substrataufschluss eingebaut, diese konnte jedoch das erhöhte Futteraufkommen durch die Leistungssteigerung nicht ausgleichen, was zu einem erhöhten Restgaspotential der Probe aus 2010 führte (Abb. 36). Die Steigerung der Stromausbeute bezogen auf die oTM zum Ende hin lässt auf einen Erfolg der elektrokinetischen Desintegration schließen (Abb. 37).

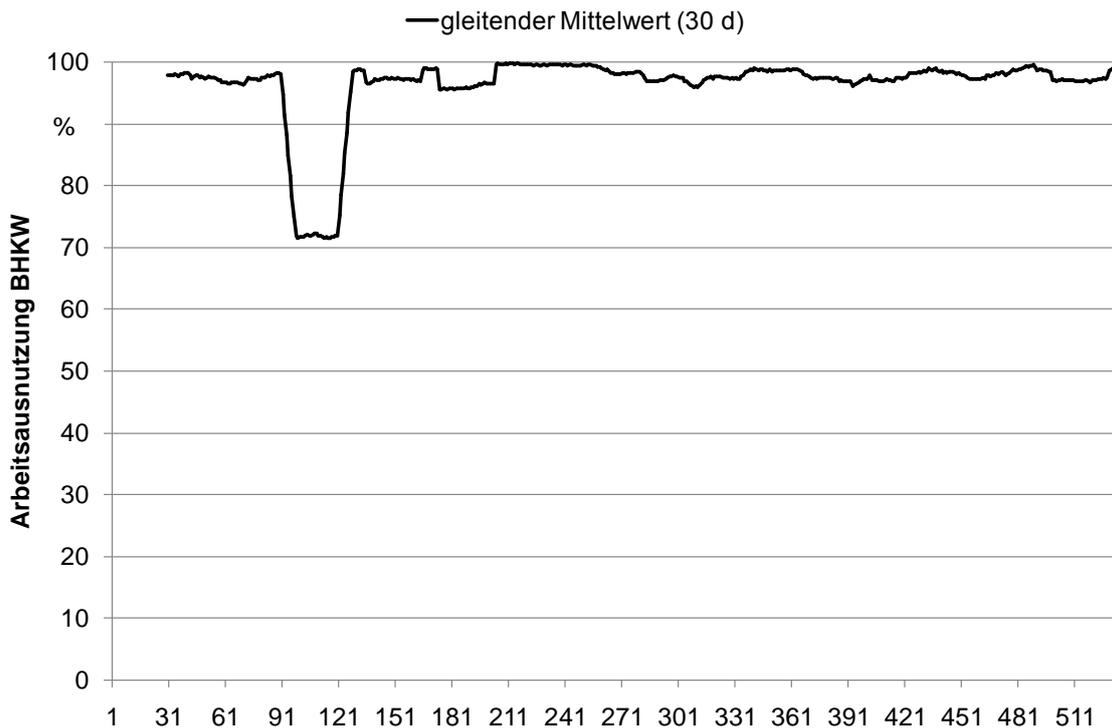


Abb. 35: Verlauf der Arbeitsausnutzung der BHKW von PB 8 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

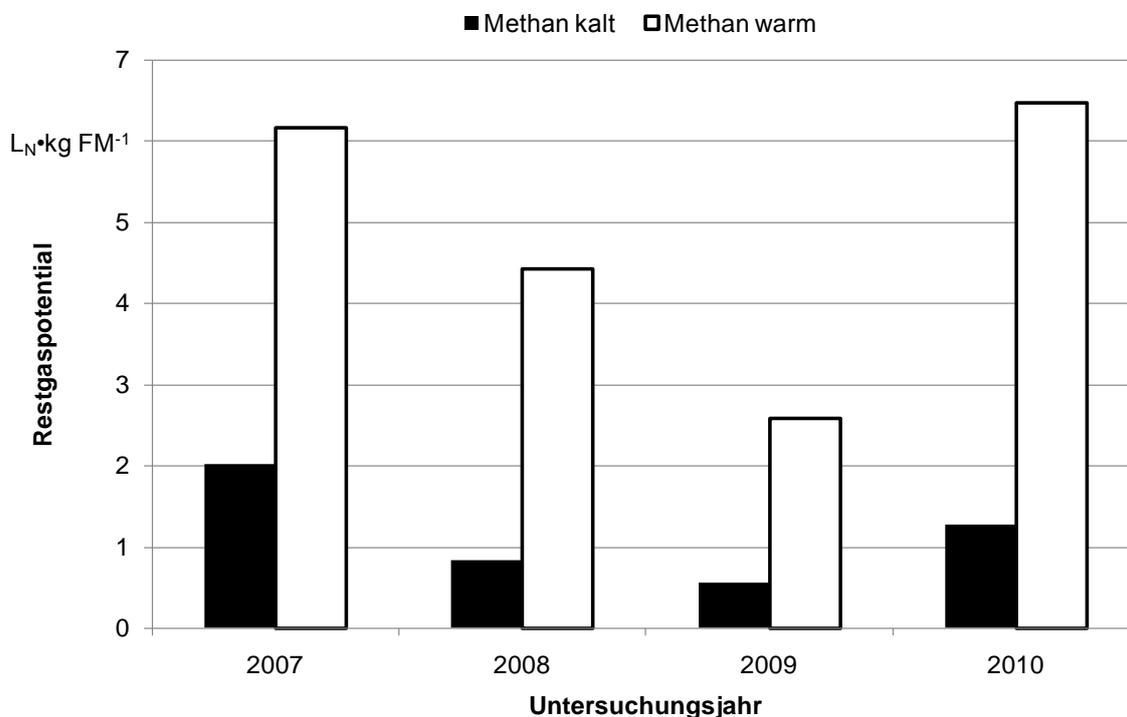


Abb. 36: Methanbildungspotential der Gärückstände aus PB 8 bei 20 °C („kalt“) und 37 °C („warm“) über vier Untersuchungsjahre

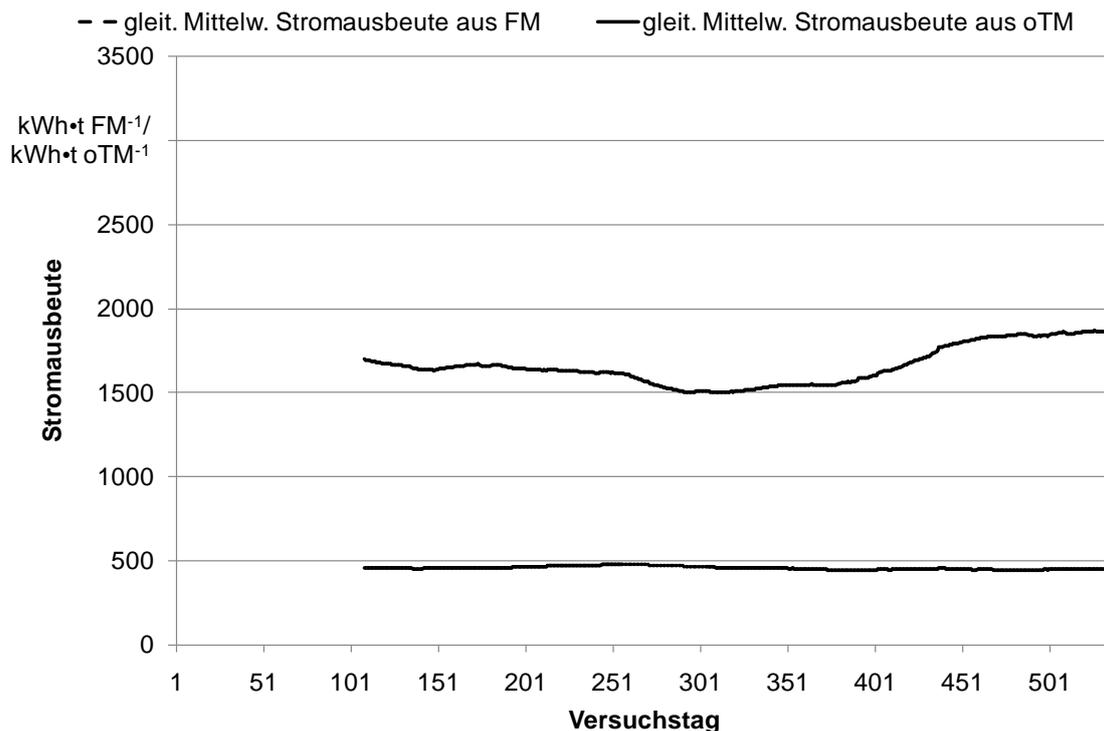


Abb. 37: Verlauf der Stromausbeuten für PB 8 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert der Gesamt-Verweilzeit 108 d)

#### 5.2.4 Pilot-Biogasanlage 9

PB 9 fiel im ersten Untersuchungszeitraum mit sehr ungünstigen Auslastungswerten auf. Grund dafür war der hohe Kleeernteanteil in der Fütterung gepaart mit technischen Problemen auf Grund von Planungsmängeln. Seither konnten die technischen Probleme weitestgehend gelöst werden und der Betreiber hat mit der Vergärung hoher Grasanteile umfangreiche Erfahrungen gesammelt. Die mittlere Arbeitsausnutzung BHKW erreichte nun 92%, was angesichts des Grasanteils von über 90% einen hervorragenden Wert darstellt. Betrachtet man jedoch die zum Teil großen Schwankungen im Verlauf des Untersuchungszeitraums, wird klar, wie schwierig eine solche Anlage stabil zu betreiben ist (Abb. 38).

Die Ergebnisse der Restgaspotentialtests der drei untersuchten Jahre zeigen eine sehr positive Entwicklung (Abb. 39). Neben dem verbesserten Anlagenhandling und dem Effekt der Substrataufbereitung schlägt hierbei die sehr lange hydraulische Verweilzeit von 131 Tagen zu Buche.

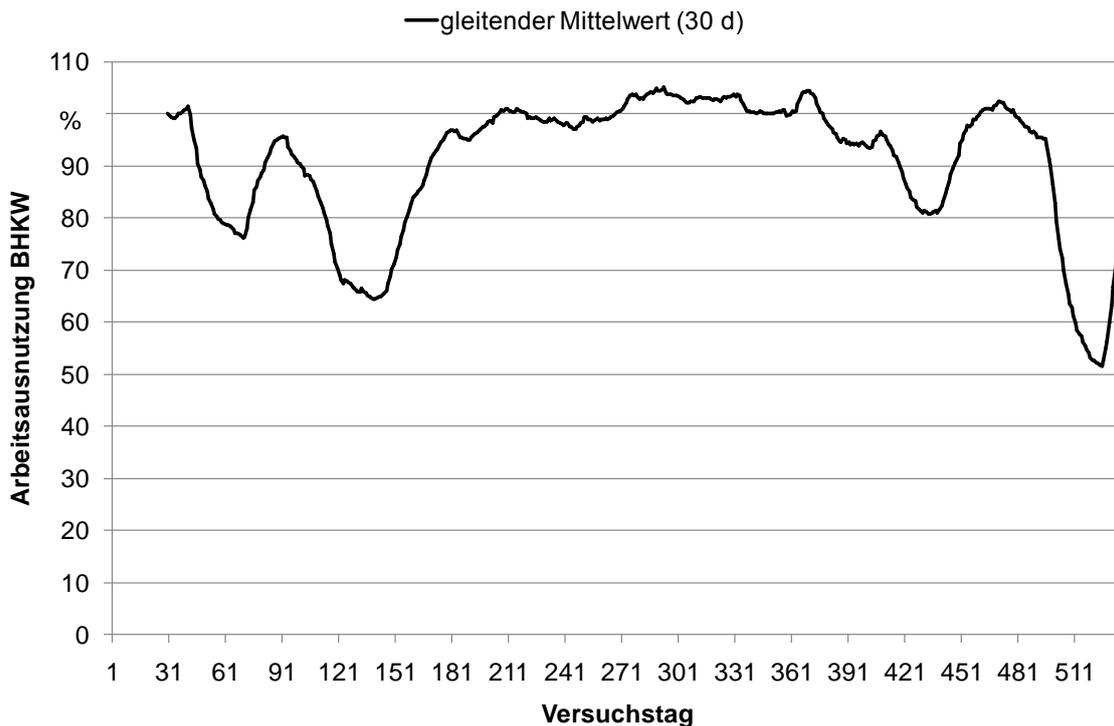


Abb. 38: Verlauf der Arbeitsausnutzung des BHKW von PB 9 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

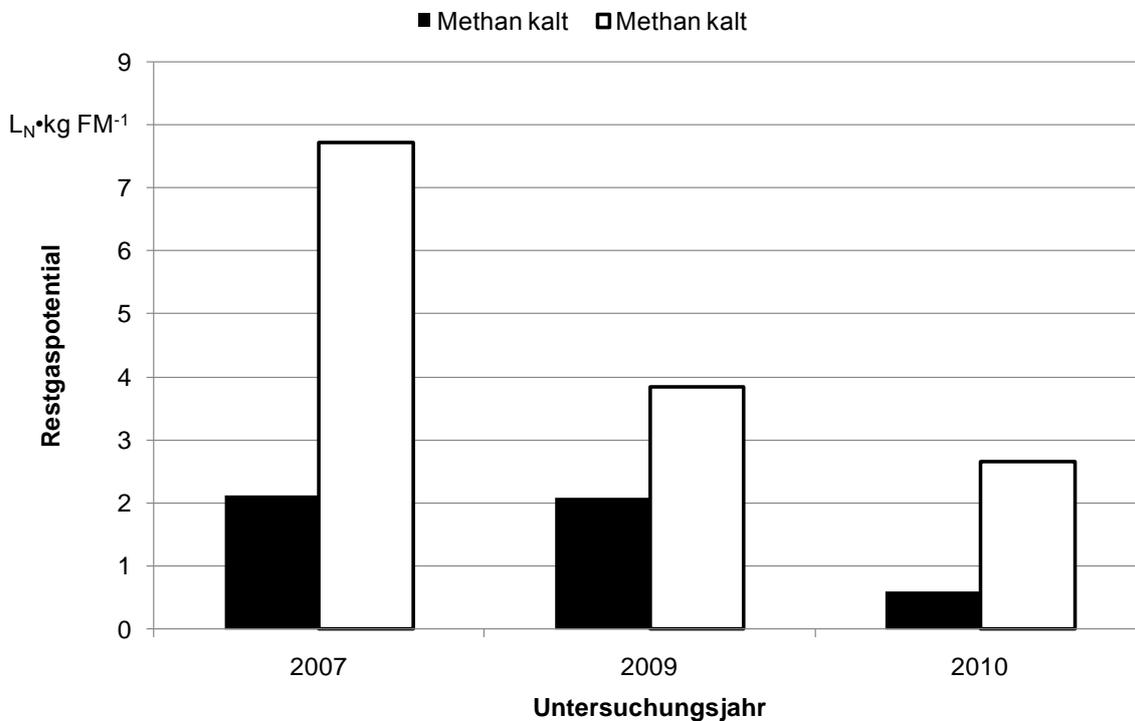


Abb. 39: Methanbildungspotential der Gärückstände aus PB 9 bei 20 °C („kalt“) und 37 °C („warm“) über vier Untersuchungsjahre

Der Verlauf der Stromausbeuten zeigt sich relativ gleichmäßig und im Vergleich zum ersten Untersuchungszeitraum unverändert. Im Anlagenvergleich ist die mittlere Stromausbeute pro Tonne oTM mit 1.205 kWh die niedrigste.

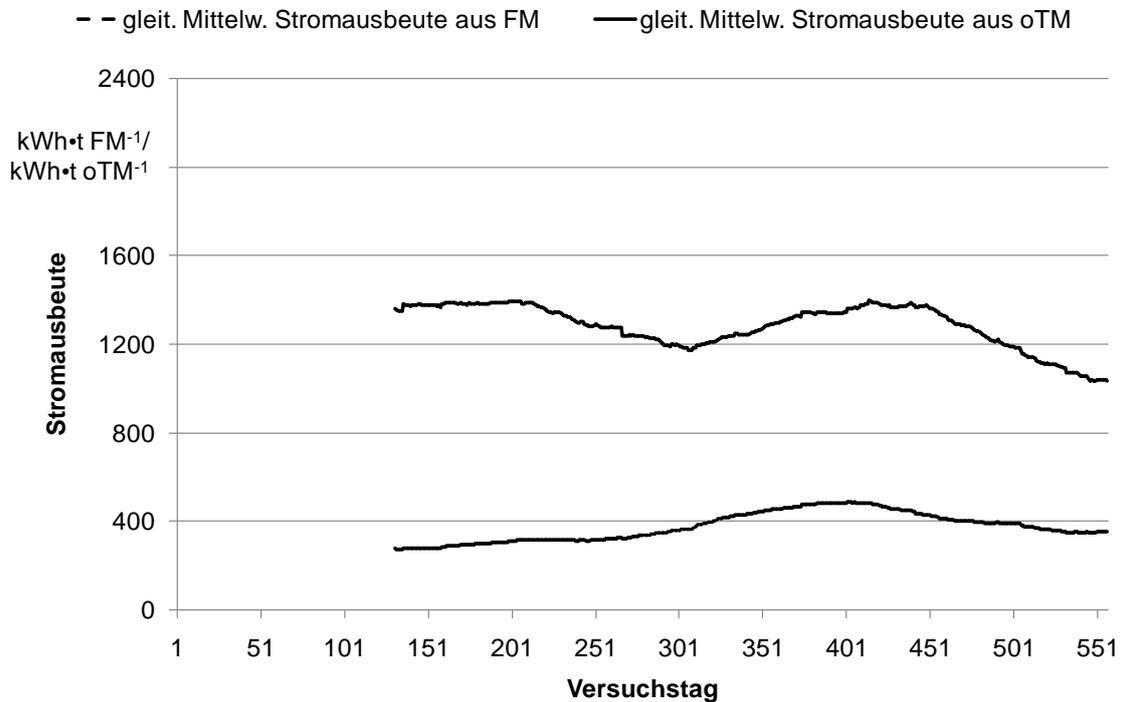


Abb. 40: Verlauf der Stromausbeuten für PB 9 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über die Gesamt-Verweilzeit 131 d)

### 5.2.5 Pilot-Biogasanlage 10

PB 10 steigerte die installierte elektrische Leistung von 280 auf 350 kW<sub>el</sub>. Zusätzlich wurde eine Ultraschall-Desintegrationseinheit installiert. Im Durchschnitt lag die Arbeitsausnutzung der BHKW bei 86% und damit deutlich unter dem Wert von 96% im ersten Untersuchungszeitraum. Zwischen Untersuchungstag 180 und 270 gab es einen Einbruch, da in dieser Zeit der Fermenter zu Reinigungszwecken entleert und anschließend wieder angefahren wurde.

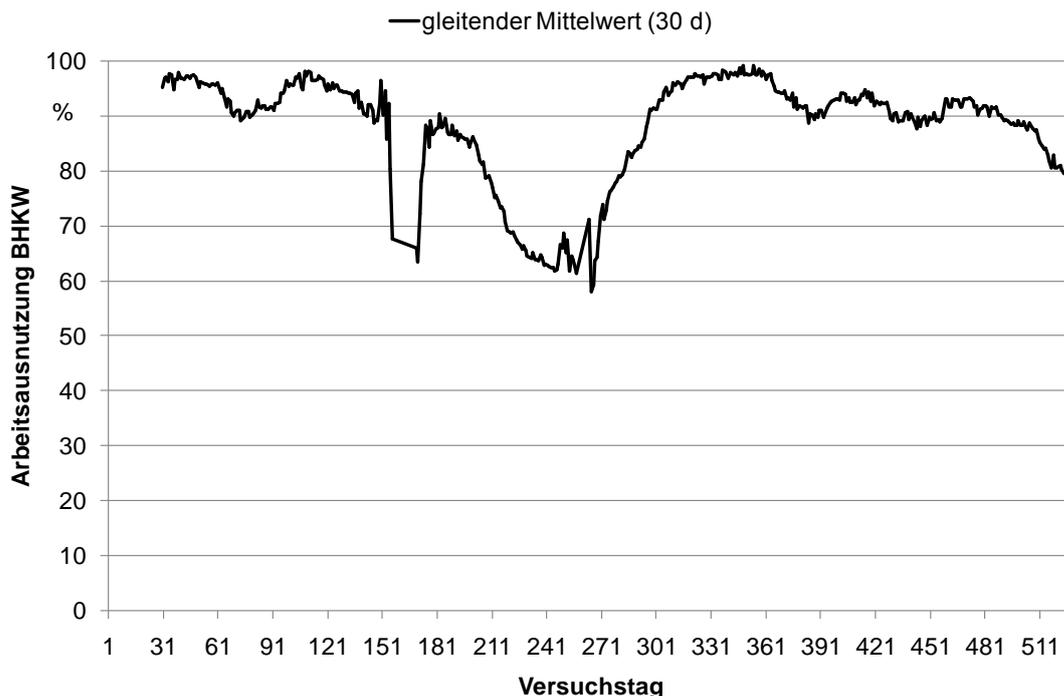


Abb. 41: Verlauf der Arbeitsausnutzung des BHKW von PB 10 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

Die Ergebnisse zur Restgaspotentialuntersuchung der letzten vier Jahre zeigten bei dieser Anlage eine Steigerung beim Methanertragspotential im Ansatz mit 37 °C. Anhand dieses Parameters kann also keine positive Auswirkung der Desintegrationseinheit auf den Abbauprozess festgestellt werden.

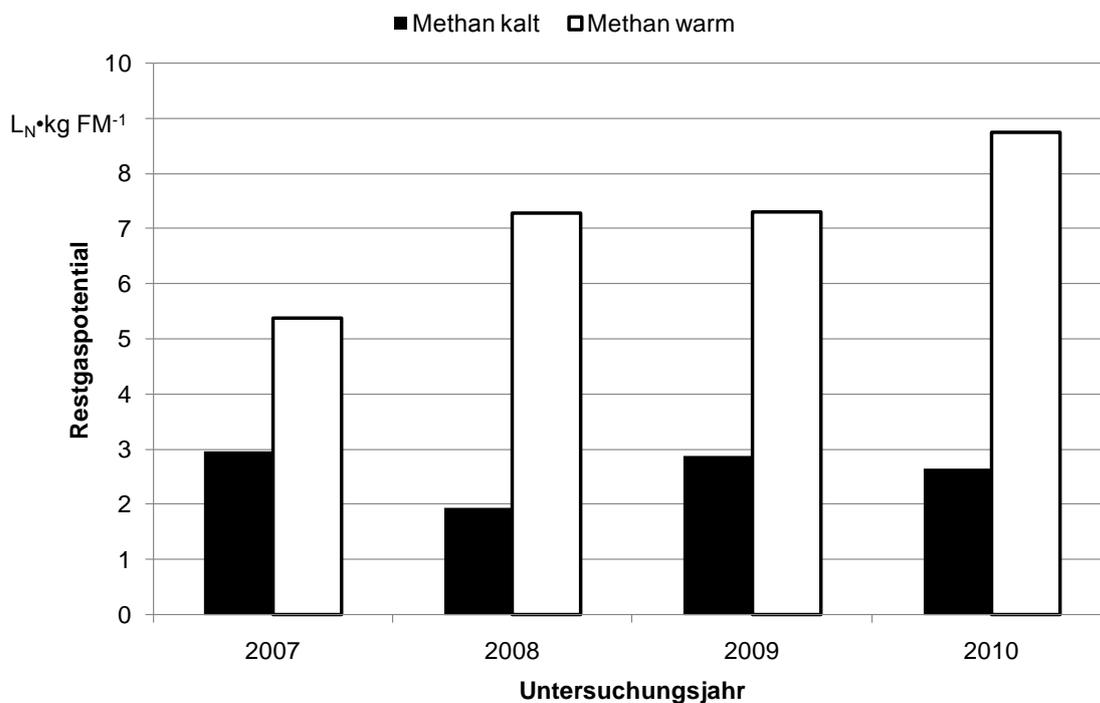


Abb. 42: Methanbildungspotential der Gärrückstände aus PB 10 bei 20 °C („kalt“) und 37 °C („warm“) über vier Untersuchungsjahre

Die schon bei der Arbeitsausnutzung erläuterten Gründe für den stark schwankenden Verlauf zwischen Versuchstag 150 und 300 werden auch anhand der Stromausbeuten sichtbar (Abb. 43). Insgesamt konnte die Anlage die Stromausbeute jedoch gegenüber dem ersten Untersuchungszeitraum steigern (Abb. 52). Dies deutet auf einen möglichen positiven Effekt der Desintegration hin.

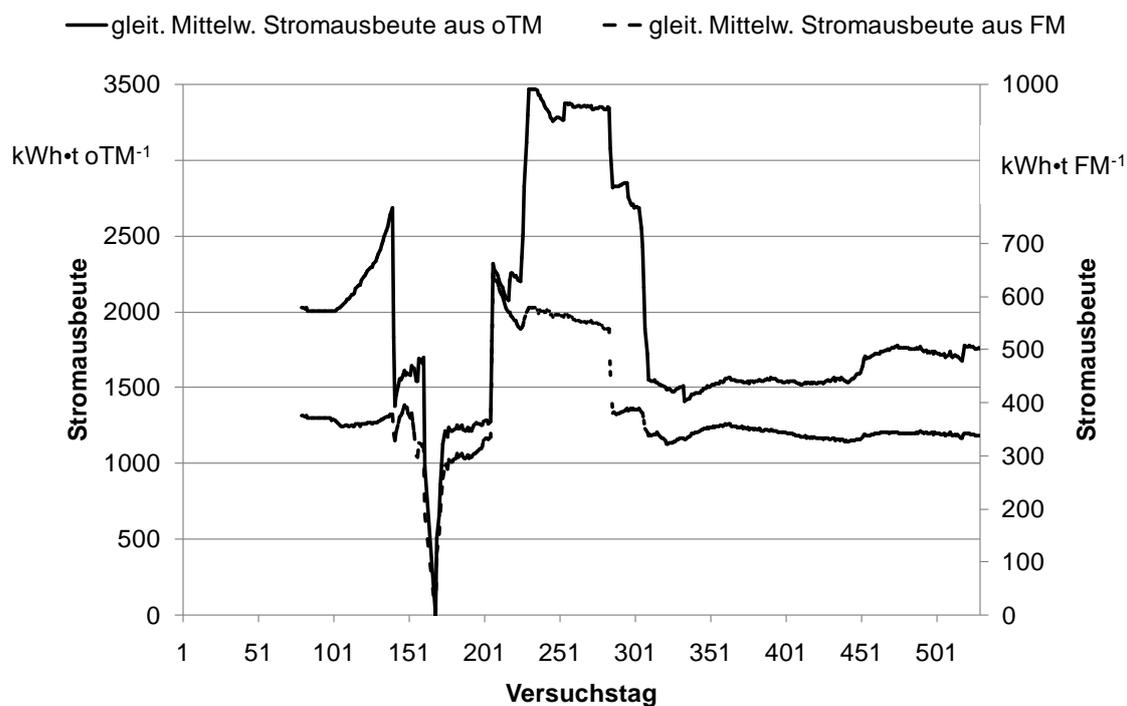


Abb. 43: Verlauf der Stromausbeuten in PB 10 über den Untersuchungszeitraum (gleitender Mittelwert über die Gesamt-Verweilzeit 79 d)

## 6 Verfahrenstechnische Bewertung

Wie in den Zielen formuliert, galt es zu ermitteln, wie sich die Maßnahmen zur Erweiterung und Effizienzsteigerung der Pilotanlagen tatsächlich auswirkten. Ebenso war die Erfassung möglicher verschleißbedingter Leistungseinbußen von Interesse. Als Diskussionsgrundlage dient daher ein Ergebnisvergleich ausgewählter Kennwerte für die beiden Untersuchungszeiträume 2007/2008 bzw. 2009/2010.

Für eine erste Beurteilung der Leistungsfähigkeit einer Biogasanlage kann die Darstellung der Arbeitsausnutzung über der spezifischen installierten elektrischen Leistung herangezogen werden (Abb. 44). Die Diagrammfläche wurde hierzu in vier Bereiche unterteilt (EFFENBERGER *et al.*, 2008): Der „Normalbereich“ umfasst diejenigen Anlagen, die eine durchschnittliche bis unterdurchschnittliche Dimensionierung des Gärraums aufweisen und dabei einen erwartungsgemäß hohen Auslastungsgrad von mehr als 91% (8.000 theoretische Jahresvolllaststunden) erreichen. Im „Problembereich“ ist ein technisches oder gärbiologisches Defizit zu vermuten, da die BHKW-Auslastung nicht befriedigend ist, obwohl ausreichend Gärraum zur Verfügung steht. Dem „Entwicklungsbereich“ werden Anlagen zugeordnet, die offenbar zu knapp dimensioniert wurden, um eine befriedigende Auslastung des BHKW zu erreichen. Im „Innovationsbereich“ ist die Auslastung hoch bei gleichzeitig überdurchschnittlich hoher spezifischer BHKW-Leistung.

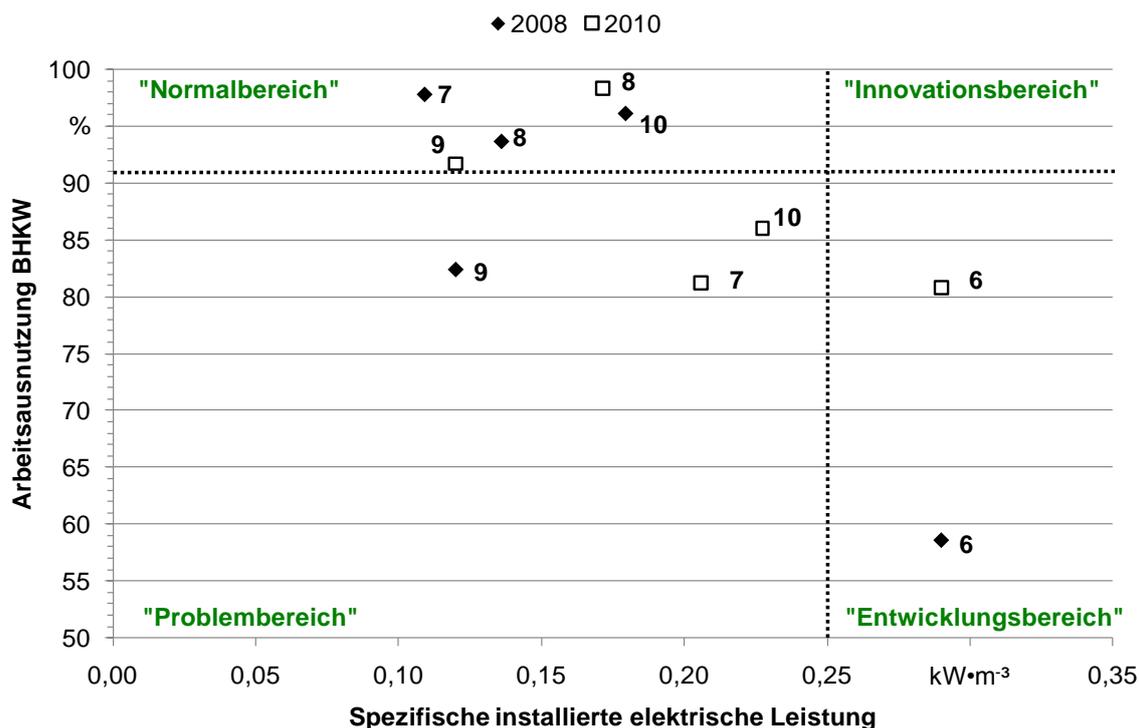


Abb. 44: Spezifische installierte elektrische Leistung und mittlere erreichte elektrische Arbeitsausnutzung der Pilotanlagen im Vergleich beider Untersuchungszeiträume. Zur Klassifizierung siehe auch EFFENBERGER *et al.*, 2008.

PB 6 konnte das vorhandene BHKW deutlich besser auslasten, d. h. der Gärprozess lief deutlich stabiler und effizienter ab. Die Anlage blieb wegen ihres knapp dimensionierten Gärraums im Entwicklungsbereich. PB 7, welche im ersten Untersuchungszeitraum mit der höchsten Arbeitsausnutzung aller Pilotanlagen noch sicher im Normalbereich lag,

rutschte auf Grund der stark belasteten Biologie in den „Problembereich“ ab. Das BHKW ist bei dieser Anlagenkonfiguration als überdimensioniert zu bezeichnen. PB 8 konnte als einzige Anlage nach einer deutlichen BHKW-Erweiterung die Arbeitsausnutzung steigern und sich damit innerhalb des Normalbereiches verbessern. PB 9 erreichte bei gleichbleibender installierter Leistung im zweiten Untersuchungszeitraum mit einer Arbeitsausnutzung von 92% den Normalbereich. PB 10 war trotz Einsatz einer Desintegrationseinheit nicht in der Lage, die erweiterte BHKW-Kapazität auszulasten, und kam im zweiten Untersuchungszeitraum im Problembereich zu liegen. Der Gärraum muss für diese Anlagenkonfiguration als unterdimensioniert gelten.

Bezogen auf die Verwertung der Einsatzstoffe ist zunächst die Methanausbeute von Interesse. Bei Vergleich mit einem geeigneten Referenzwert gibt sie die in der Anlage erreichte Abbaueffizienz an. Als Referenzwerte können die Ergebnisse aus Batch- oder besser Durchflusstests, Beobachtungswerte aus der Praxis oder rechnerische Werte herangezogen werden. Da in der Praxis ein Substratmix vorliegt, müsste jedoch exakt dieselbe Mischung im Labormaßstab vergoren werden, um einen Referenzwert zu erhalten. Dies war aus praktischen Gründen nicht realisierbar.

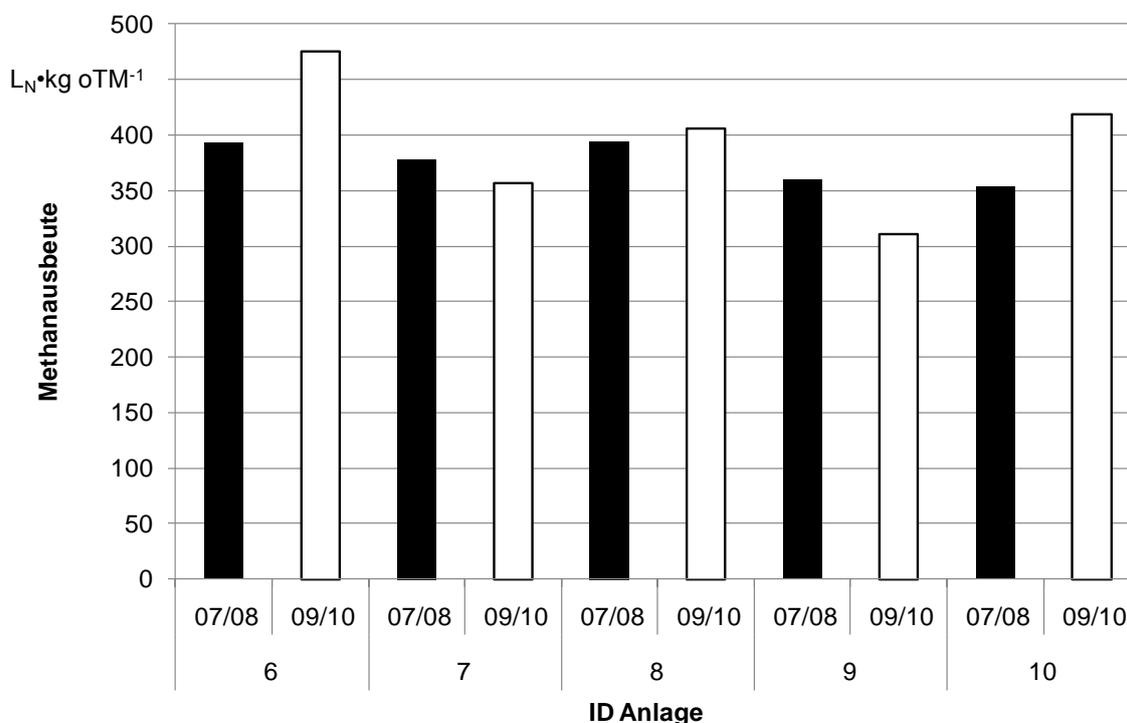


Abb. 45: Methanausbeute aus der oTM der Einsatzstoffe in den Pilotanlagen im Vergleich der beiden Untersuchungszeiträume

Die Anlagen 6 und 10 konnten ihre Methanausbeute gegenüber dem ersten Untersuchungszeitraum signifikant steigern, obwohl die Gesamtverweilzeit sank (Abb. 45). Während dies bei PB 6 auf die Erhöhung des Maisanteils zurückgeführt werden kann, scheint bei PB 10 die Substratdesintegration einen positiven Effekt auf die Abbaugeschwindigkeit ausgeübt zu haben. Bei PB 9 wurde wesentlich mehr Kleegrassilage über die Zeit eingesetzt und gleichzeitig der Einsatz der Maissilage zurückgefahren, was die geringere Methanausbeute erklärt (Abb. 46). Bei PB 7 wurde die Abnahme der Methanausbeute durch eine Prozessüberlastung verursacht. Zudem wurde deutlich mehr Gülle eingesetzt.

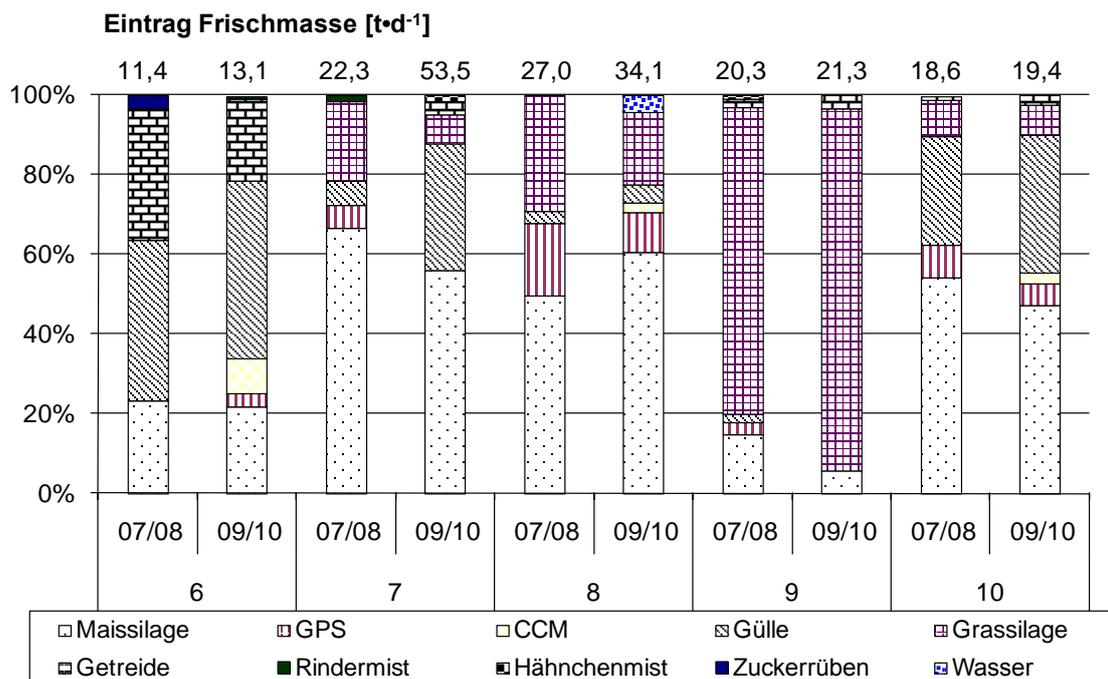


Abb. 46: Mittlerer Substratdurchsatz und durchschnittliche Zusammensetzung der Futterrationen im Vergleich der beiden Untersuchungszeiträume

Als Gegenprobe zur Methanausbeute kann das Restmethanpotential herangezogen werden. Dieses sollte in erster Näherung bei zunehmender Methanausbeute sinken. Allerdings wird bei in etwa gleich bleibendem Abbaugrad und Einsatz ertragreicherer Einsatzstoffe das absolute Restmethanpotential ebenfalls zunehmen. Dies war bei PB 6 der Fall, wo der Maisanteil in Form von CCM deutlich erhöht wurde (Abb. 46). Bei PB 10 wurde durch die Substratdesintegration offenbar der Abbaugrad insgesamt erhöht, obwohl der Maisanteil zugunsten eines höheren Gülleeinsatzes reduziert wurde (Abb. 47).

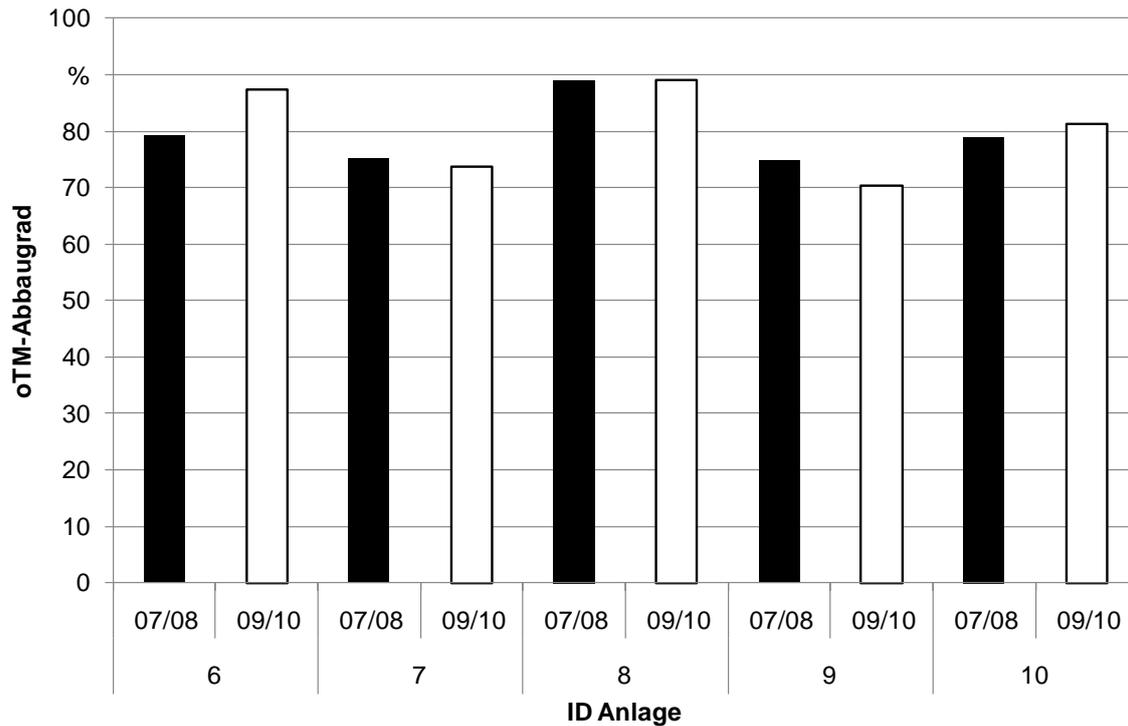


Abb. 47: *oTM-Abbaugrad der Einsatzstoffe in den fünf Pilotanlagen im Vergleich der beiden Untersuchungszeiträume*

Bei vier der fünf Anlagen reduzierte sich die gesamte hydraulische Verweilzeit im Fermentersystem gegenüber dem vorangegangenen Untersuchungszeitraum leicht (PB 10) bis erheblich (PB 7, Abb. 48). Im Falle von drei Anlagen stieg zugleich das Restgaspotential leicht (PB 10) bis erheblich an (PB 6 und 7). Für PB 8 stieg das Restgaspotential hingegen trotz einer um 14 Tage längeren Verweilzeit und Substratdesintegration deutlich an. Im Falle von PB 9 war das Restgaspotential bei einer insgesamt um ca. 8% verkürzten Verweilzeit mehr als halbiert. Dies ist ein weiterer Hinweis auf den deutlich stabileren Betrieb dieser Anlage während des zweiten Untersuchungszeitraums.

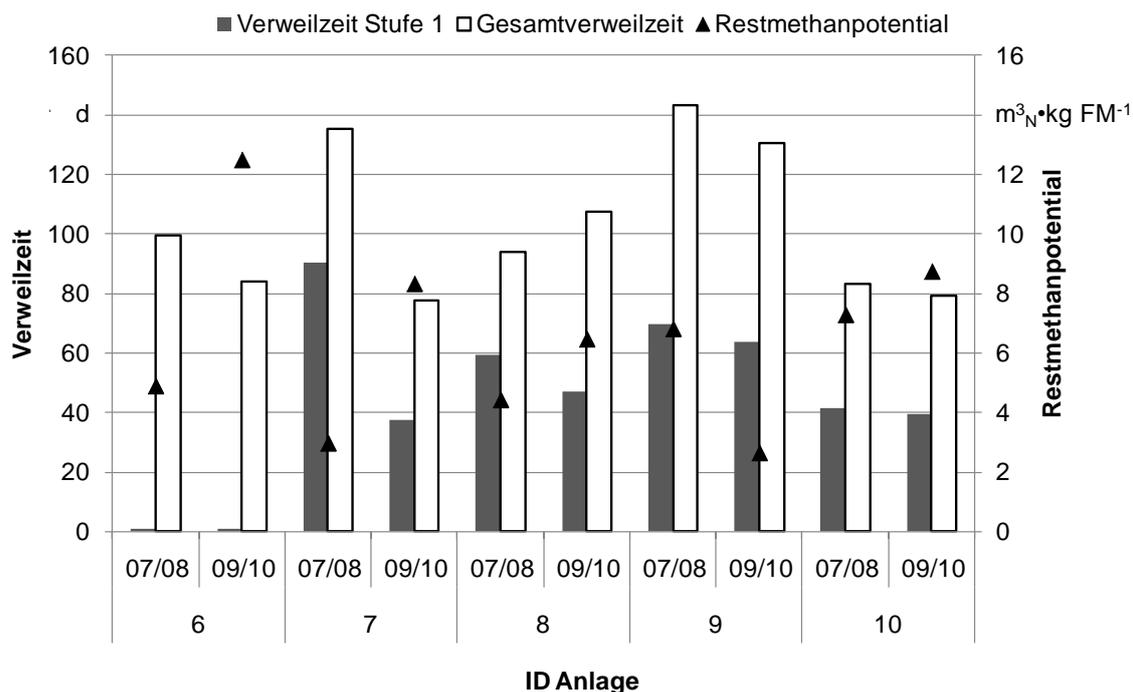


Abb. 48: Hydraulische Verweilzeit (1. Stufe und Gesamtanlage) und Restmethanpotential (bei 37 °C) der Pilotbiogasanlagen im Vergleich der beiden Untersuchungszeiträume

Fasst man alle verfügbaren Ergebnisse der Untersuchungen an den fünf Pilotbetrieben zusammen, so wird ein eindeutiger Trend zu abnehmendem Restmethanpotential des Gärrestes mit zunehmender Verweilzeit im Fermentersystem erkennbar (Abb. 49). Das geringe Bestimmtheitsmaß zeigt allerdings auch, dass das Restmethanpotential von weiteren Einflussfaktoren abhängig ist, insbesondere dem Methanbildungspotential der Einsatzstoffe und Maßnahmen zur Substratdesintegration wie oben diskutiert. Das hier diskutierte Restmethanpotential bei 37 °C als Maß für die Ausgärung der Einsatzstoffe ist nicht zu verwechseln mit dem Restgaspotential bei 20 °C, das zur Beurteilung der Methanemissionen während der offenen Lagerung des Gärrestes herangezogen wird.

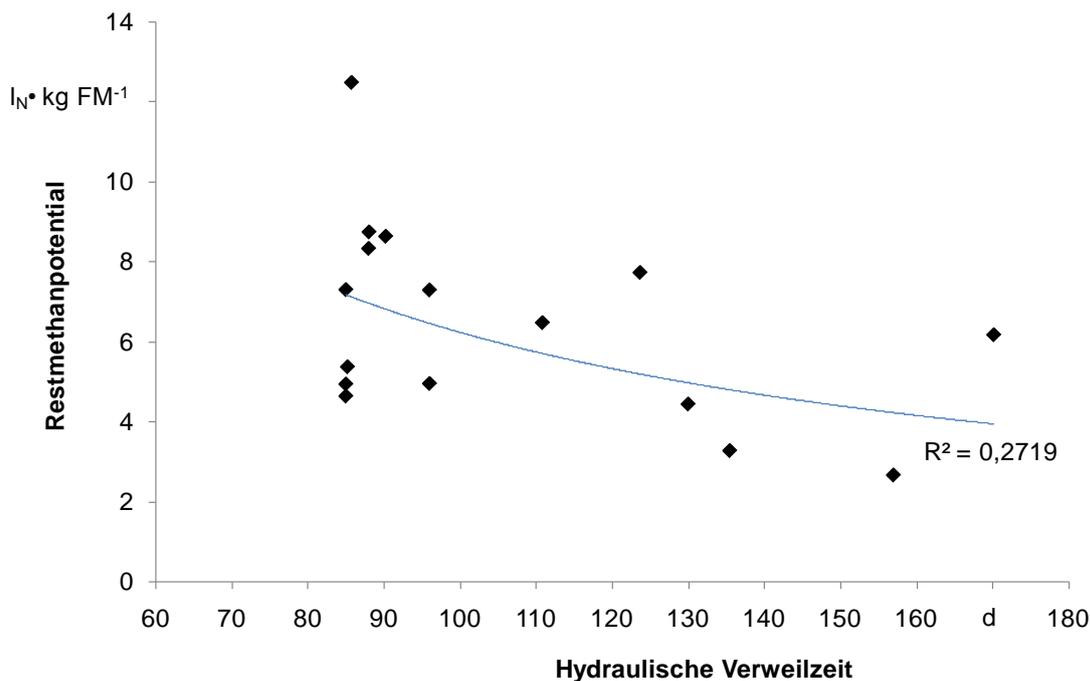


Abb. 49: Restmethanpotential im Batch-Gärtest (bei 37 °C) in Abhängigkeit der hydraulischen Verweilzeit im Fermentersystem für alle fünf Pilotanlagen, 2007 – 2010

Die Raumbelastung des Fermentersystems verhält sich umgekehrt proportional zur hydraulischen Verweilzeit und beeinflusst vor allem die Biogas-/ Methanproduktivität des Gärraums. Die Erfahrungen aus dem Anlagenmonitoring zeigen, dass ab einer Raumbelastung des Gesamtsystems von ca.  $3,0 \text{ kg oTM} \cdot (\text{m}^3 \cdot \text{d})^{-1}$  das Risiko für prozessbiologische Probleme ansteigt. Dieser Wert wurde im Mittel des neuen Untersuchungszeitraums nur von PB 6 deutlich überschritten. Die hohe Belastung der ersten Stufe dieser Anlage ist Folge des Anlagenkonzeptes mit getrennter Hydrolyse-/ Versäuerungsstufe. Die Leistungserweiterung von PB 7 ließen die Gesamtraumbelastung dieser Anlage auf knapp über  $3,0 \text{ kg oTM} \cdot (\text{m}^3 \cdot \text{d})^{-1}$  ansteigen. Auch PB 10 lag in diesem Bereich der Belastung. In allen drei Anlagen traten während des Untersuchungszeitraums prozessbiologische Probleme auf (vgl. Kap. 5.1.1.4), was sich auch in einer mehr oder weniger stark ausgeprägten Beeinträchtigung der Auslastung niederschlug (Abb. 44).

Die mittlere Methanproduktivität stieg in allen Pilotanlagen leicht bis deutlich an (Abb. 51). PB 6 stach hier mit einer Methanproduktivität von knapp  $1,8 \text{ m}^3 \cdot (\text{m}^3 \cdot \text{d})^{-1}$  deutlich heraus, während sich PB 9 im Vergleich zu den Anlagen 7, 8 und 10 nur geringfügig verbessern konnte. Anhand der Methanproduktivität kann das Potential für eine Leistungssteigerung der Biogasanlage abgeschätzt werden. PB 7 hätte, um nach Installation des neuen BHKW eine Gesamt-Arbeitsausnutzung von 91% zu erreichen, die Methanproduktivität auf  $1,5 \text{ m}^3 \cdot (\text{m}^3 \cdot \text{d})^{-1}$  steigern, also nahezu verdoppeln müssen. Es wird schnell klar, dass dies für diese Anlagenkonfiguration und mit dem gegebenen Substratmix nicht realistisch ist.

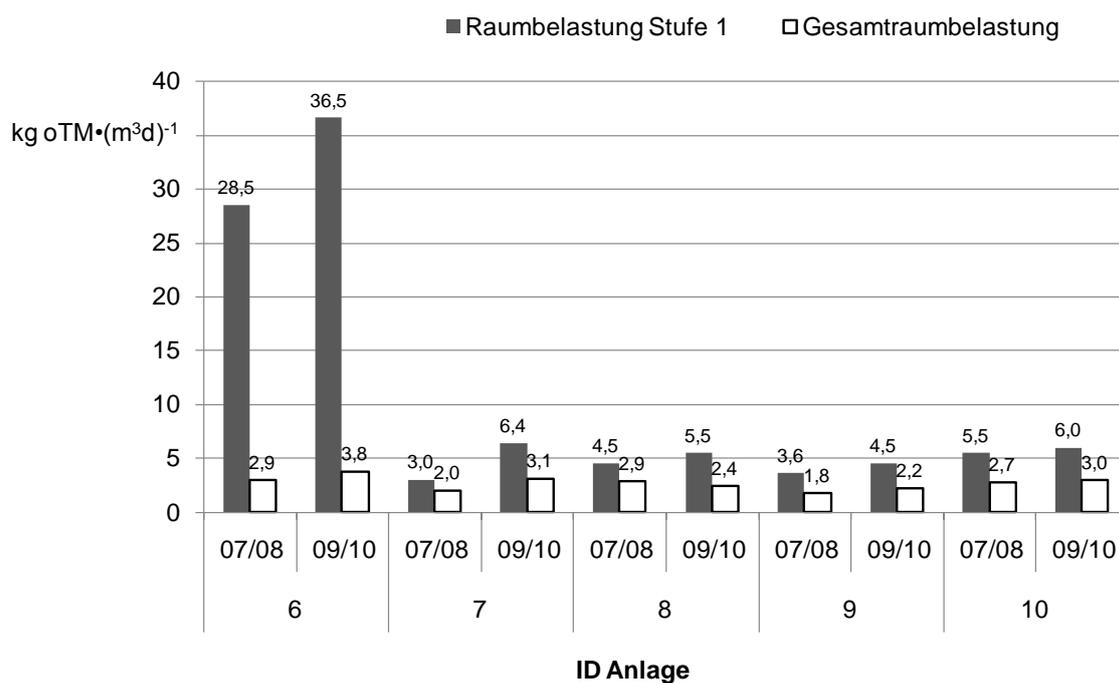


Abb. 50: Mittlere Raumbelastung (1. Stufe und Gesamtanlage) der Pilotanlagen im Vergleich der beiden Untersuchungszeiträume

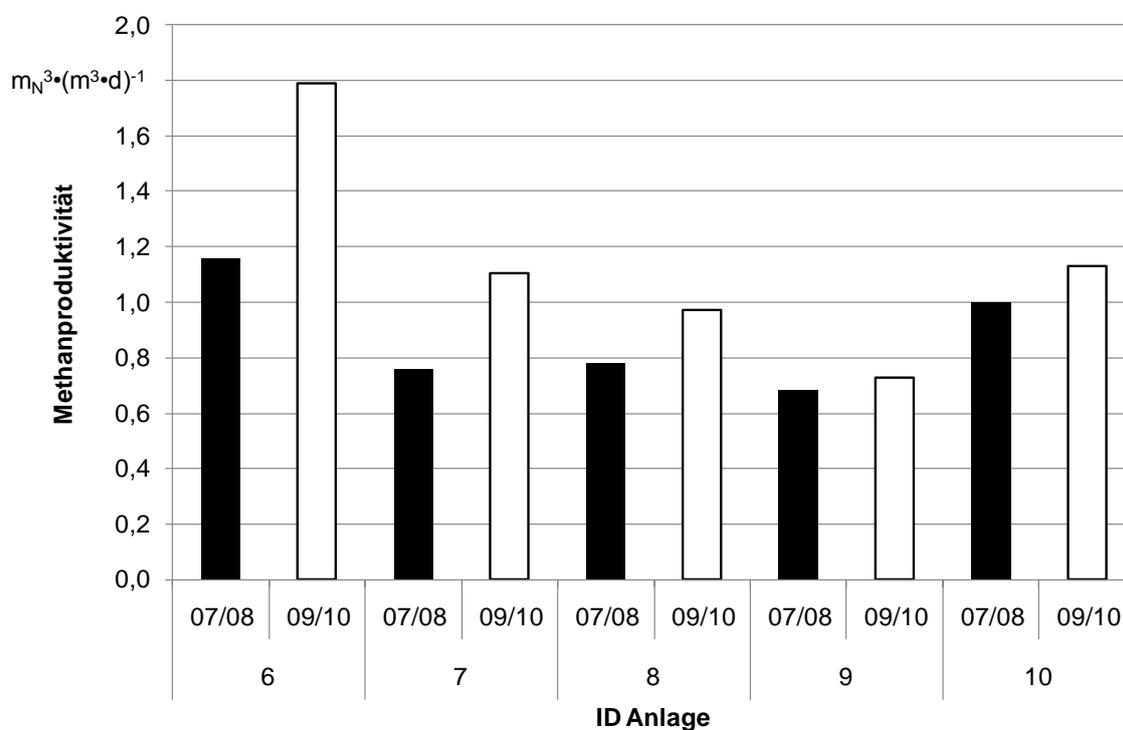


Abb. 51: Mittlere Methanproduktivität der Pilotanlagen im Vergleich der beiden Untersuchungszeiträume

Die Stromausbeute aus der eingesetzten oTM (oder FM) ist ein weiterer Kennwert für die technische Effizienz einer Biogasanlage, der alternativ zur Methan ausbeute herangezogen werden kann, wenn keine Gasmengenmessung und Biogasanalyse erfolgt. Die Netto-Stromausbeute ist um den Eigenstrombedarf der Biogasanlage bereinigt und daher aussagekräftiger. Bis auf PB 9 stieg die Stromausbeute aus der oTM gegenüber dem vorangegangenen Untersuchungszeitraum leicht bis deutlich (PB 6) an. Bei Anlage 9 sank dieser Kennwert auf Grund des erhöhten Klee grasanteils in der Ration geringfügig ab (Abb. 52).

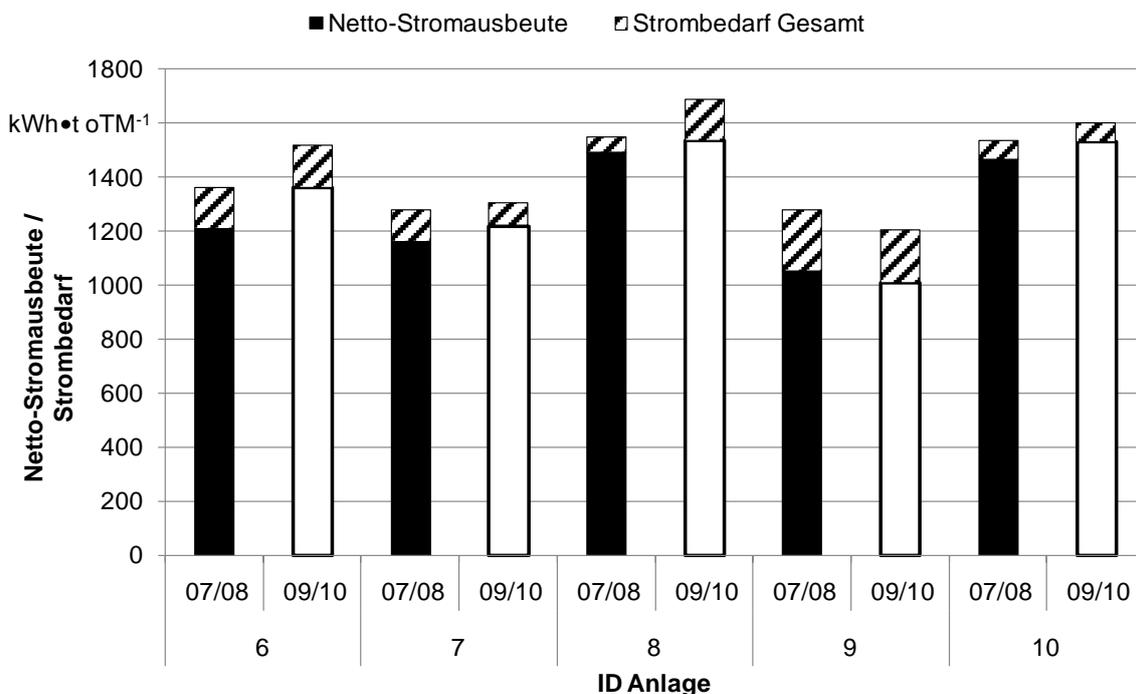
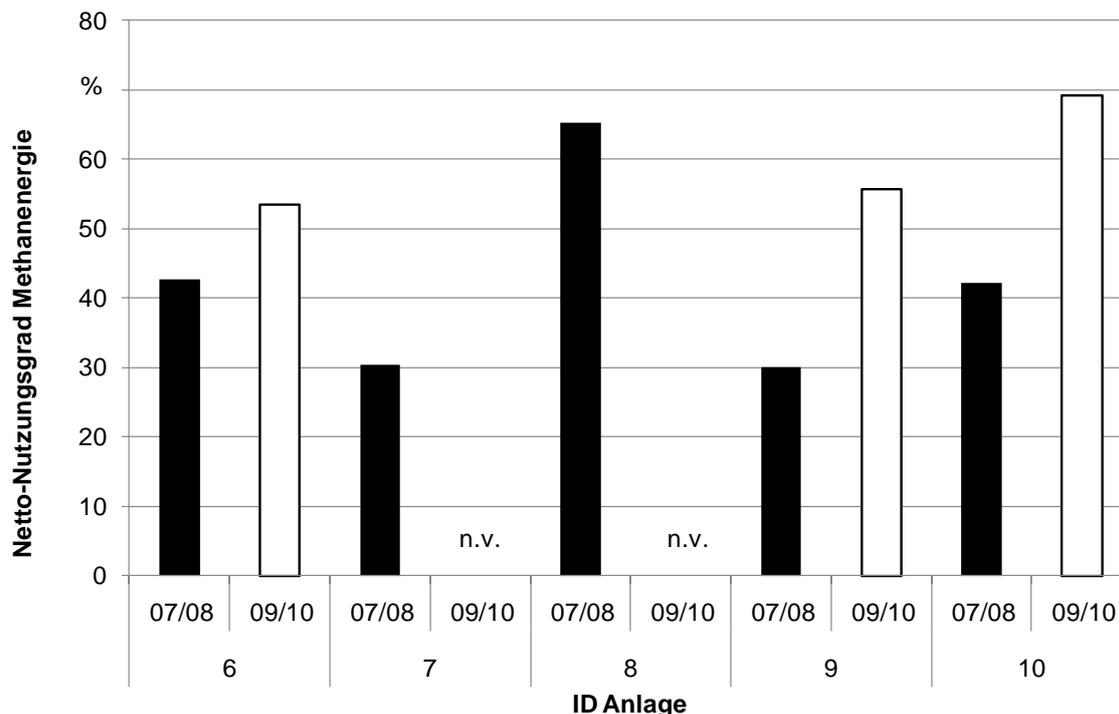


Abb. 52: Mittlere Netto-Stromausbeute aus der eingetragenen oTM und spezifischer Strombedarf für die Pilotbiogasanlagen im Vergleich beider Untersuchungszeiträume

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Wirtschaftlichkeit und insbesondere die Energiebilanz eines Biogasbetriebs ist schließlich die Effizienz der Biogasverwertung. Diese lässt sich beispielsweise anhand des Netto-Nutzungsgrades der Methanenergie beurteilen, der angibt, welcher Anteil des als Methan gewonnenen Energieertrags (gemessen am unteren Heizwert) als nutzbare Energie außerhalb der Biogasanlage abgesetzt werden kann. Anlagen 6, 9 und 10 konnten durch den Ausbau des Wärmenutzungskonzeptes diesen Kennwert signifikant verbessern (Abb. 53). Für Anlagen 7 und 8 konnte dieser Wert für den zweiten Untersuchungszeitraum nicht ermittelt werden, da der Wärmebedarf für die Fermenterbeheizung von den Betreibern nicht mehr erfasst wurde.

Im Falle von PB 6 war der Ausbau des Nahwärmenetzes im nahegelegenen Dorf bis zum Ende des Untersuchungszeitraums noch nicht komplett abgeschlossen. Anlage 7 hatte zuvor nur einen geringfügigen Anteil der überschüssigen BHKW-Wärme für die Wohnhausbeheizung verwendet und vollzog durch die Installation des Satelliten-BHKW einen großen Schritt hin zu einer weitgehenden Wärmenutzung. PB 8 konnte ein weiteres Mehrfamilienwohnhaus an das Wärmenetz anschließen. Die geografische Lage von PB 9 im Außenbereich verhinderte bisher eine Wärmenutzung. Berücksichtigt man im zweiten Unter-

suchungszeitraum die Wärmenutzung in zwei mobilen Hackschnitzeltrocknungen, konnte diese Anlage ihren Netto-Nutzungsgrad nahezu verdoppeln. Auch PB 10 konnte das Nahwärmenetz im benachbarten Dorf weiter ausbauen und zusätzlich eine Klinik an die Wärmeversorgung anschließen. Die Entwicklung dieser fünf Betriebe zeigt, dass die Wärmenutzung stark vom Standort abhängig ist und der nachträgliche Aufbau einer Wärmenutzung Zeit braucht. Geht man für eine Biogasanlage von einem realistisch erreichbaren Netto-Nutzungsgrad von 75 bis 80% aus, so haben sich PB 8 und 10 diesem Optimalfall bereits ziemlich stark angenähert (Abb. 53).



n.v.: nichtverfügbar

Abb. 53: Mittlerer Nettonutzungsgrad der Methanenergie für die Pilotanlagen im Vergleich beider Untersuchungszeiträume

Der Anteil des Strombedarfs der Biogasanlagen am BHKW-Strom entwickelte sich für die fünf Pilotanlagen uneinheitlich und bewegte sich auf deutlich unterschiedlichem Niveau (Abb. 54). PB 9 konnte zwar ihren Strombedarfsanteil leicht senken, lag aber immer noch um den Faktor zwei bis drei über den Werten der anderen vier Anlagen. Für PB 8 hat sich der anteilige Strombedarf mehr als verdoppelt, allerdings von einem sehr niedrigen Niveau herkommend. Im Falle von PB 10 kompensierte der geringere Strombedarf für das Rühren den zusätzlichen Stromverbrauch der Desintegrationseinheit.

Die Ergebnisse der THG- und der KEA-Bilanz zeigen bis auf eine Ausnahme für die Pilotanlagen eine deutliche Verbesserung von 2007 nach 2010. Den stärksten Einfluss auf diese Veränderung hatte die gesteigerte Wärmenutzung, wogegen die Veränderungen der direkten Emissionen weniger ausgeprägt waren. Aufgrund der verschlechterten Abgaswerte der BHKW stieg der Methanschlepp auf allen Anlagen an. Beim Anbau der Substrate stammten die THG-Emissionen vor allem aus der Dieselverbrennung, der Mineraldüngerherstellung und zu einem wesentlichen Teil aus den Lachgasemissionen. Auf keiner der Anlagen erfolgten zusätzliche Investitionen zur Reduzierung der Methanemissionen. Die

Ursache dürfte sein, dass eine Verminderung der direkten Methanemissionen im Gegensatz zu einer verbesserten Wärmenutzung geringe wirtschaftliche Vorteile bringt.

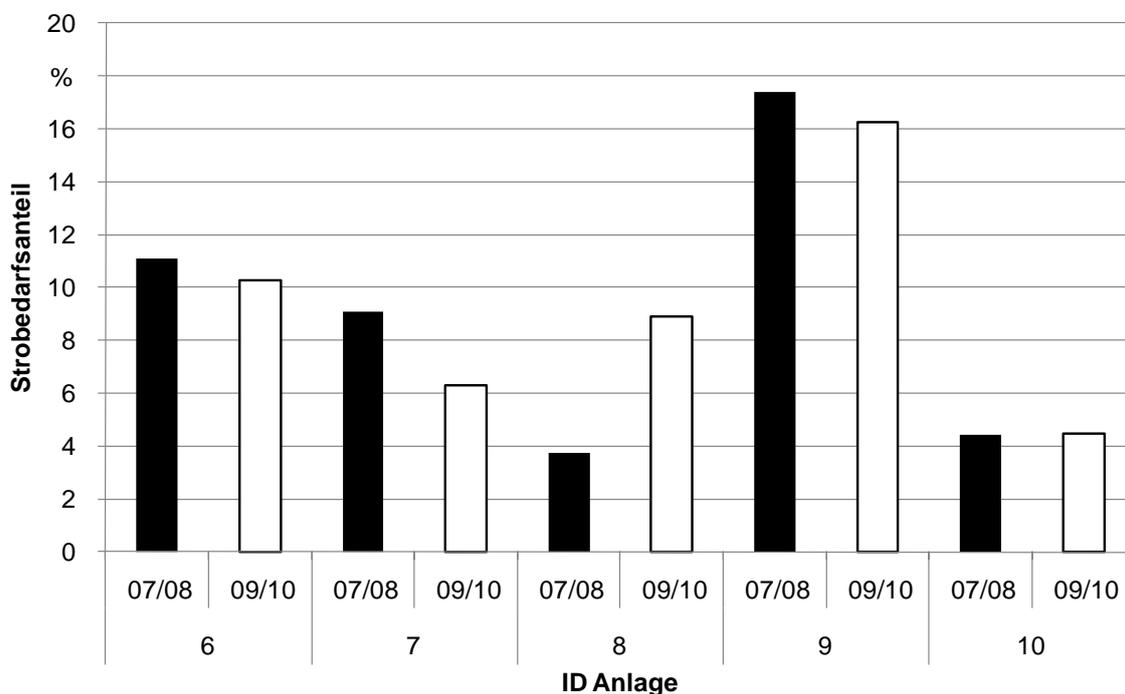


Abb. 54: Mittlerer Strombedarfsanteil der Pilotanlagen im Vergleich beider Untersuchungszeiträume

Treibhausgasbilanz und fossiler Ressourcenverbrauch unterschieden sich deutlich von Anlage zu Anlage und ebenso zwischen den zwei betrachteten Zeiträumen. Im Vergleich zum fossilen Referenzsystem sparte die Stromproduktion aus Biogas auf den Pilotbetrieben Emissionen im Jahr 2007 zwischen 592 und 860 g CO<sub>2</sub>-äq•kWh<sub>el</sub><sup>-1</sup> ein, 2010 reichten die Einsparungen von 603 bis 940 g CO<sub>2</sub>-äq•kWh<sub>el</sub><sup>-1</sup>. Ohne Berücksichtigung der fossilen Referenz entspricht das für 2007 Emissionen in Höhe von -35 bis 232 g CO<sub>2</sub>-äq•kWh<sub>el</sub><sup>-1</sup>. Die Werte für 2010 liegen zwischen -116 und 221 g CO<sub>2</sub>-äq•kWh<sub>el</sub><sup>-1</sup>. Nochmals zusammengefasst sind die Hauptfaktoren für eine gute Treibhausgasbilanz der Biogasnutzung die Wärmeverwertung, die Reduzierung direkter Methanemissionen, ein minimierter Mineraldüngereinsatz und der Einsatz tierischer Exkremente.

Die Stromerzeugung aus Biogas kann erhebliche Mengen an fossilen Energieträgern einsparen. Für die fünf betrachteten Anlagen reichten die Einsparungen von 2,14 bis 2,85 kWh<sub>fossil</sub>•kWh<sub>el</sub><sup>-1</sup> im Jahr 2007 und von 2,48 bis 3,23 kWh<sub>fossil</sub>•kWh<sub>el</sub><sup>-1</sup> im Jahr 2010, verglichen mit dem fossilen Referenzsystem. Ohne Berücksichtigung der fossilen Referenz lag der Verbrauch an fossilen Ressourcen 2007 zwischen -0,31 und 0,41 kWh<sub>fossil</sub>•kWh<sub>el</sub><sup>-1</sup> und im Jahr 2010 zwischen -0,68 und 0,07 kWh<sub>fossil</sub>•kWh<sub>el</sub><sup>-1</sup>. Den Ressourcenverbrauch der Biogasproduktion dominierten der Energieeinsatz für die Pflanzenproduktion (Diesel, mineralische Düngemittel) und der Bezug von Netzstrom für den Anlagenbetrieb. Die Energiebilanz der Anlagen korrelierte nicht unbedingt mit der Klimagasbilanz, da geringe Mengen von Methan oder Lachgas bereits stark klimawirksam sind, gleichzeitig aber auf die Energiebilanz geringe Auswirkungen haben.

## 7 Schlussfolgerungen

Die ausführliche Darstellung und Dokumentation der Betriebsergebnisse von fünf Bayerischen Biogas-Pilotanlagen über mehr als vier Jahr liefert wertvolle Erkenntnisse zur längerfristigen Entwicklung des Betriebserfolgs landwirtschaftlicher Biogasanlagen und zum Erfolg gezielter Maßnahmen für eine Effizienzsteigerung („Repowering“). Die an den Anlagen im ersten Untersuchungszeitraum 2007/2008 festgestellten Defizite konnten im zweiten Untersuchungszeitraum z. T. deutlich gemindert oder beseitigt werden. Durch technische Maßnahmen und Lerneffekte bei den Betreibern konnte der Anlagenbetrieb in allen Fällen soweit stabilisiert werden, dass eine Beurteilung von Erweiterungsmaßnahmen bzw. von technischen Zusatzeinrichtungen zur Effizienzsteigerung (z. B. Desintegration) möglich wurde.

Mit dem an der LfL entwickelten Kennzahlenkatalog kann der Verlauf des Betriebserfolgs der Pilotanlagen klar nachvollzogen werden und für die Bewertung anderer Anlagen nutzbar gemacht werden. Untersuchungen mit vergleichbarer Datentiefe dürften nach wie vor rar sein. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass auch die hier vorgelegten Daten mit Unsicherheiten belegt sind, die zum einen durch die eingesetzte Messtechnik und zum anderen durch die beteiligten Betreiber verursacht werden. Als besonders kritische Punkte sind die Probenahme und die Wägung der Einsatzstoffe, die Probenahme des Gärrückstands sowie die Messung der Gasproduktion anzusehen.

Das Forschungsprojekt ermöglichte eine mehr als vierjährige detaillierte Beobachtung fünf landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Über diesen Zeitraum konnte die Entwicklung der Anlagen hinsichtlich Dimensionierung und Effizienz dokumentiert werden, die nicht zuletzt durch die Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen beeinflusst wurde. Hier sei auf die Einführung des Güllebonus im EEG 2009 hingewiesen, welche die Tendenz weg von reinen NawaRo-Anlagen hin zu kleinen Hofanlagen mit hohem Wirtschaftsdüngeranteil lenken sollte. In der Folge steigerten drei der fünf untersuchten Betriebe den Gülleanteil an der Futtermischung auf über 30%. Ferner hat der durch den Gesetzgeber geschaffene Anreiz zur Steigerung der Wärmenutzung zu einer z. T. deutlichen Steigerung des Methanenergie-Nutzungsgrades geführt. Hierdurch verbessern sich Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz der Anlagen.

Auf zwei Anlagen hat sich die Arbeitsausnutzung durch eine Leistungssteigerung des BHKW deutlich verschlechtert. Die hierdurch erforderliche Erhöhung des Substratdurchsatzes führte bei der gegebenen Anlagenkonfiguration zu einer biologischen Überlastung der ersten Prozessstufe. In der Folge musste die Beschickung wiederholt reduziert werden, um eine ernsthafte Destabilisierung des Gärprozesses zu verhindern. Ein Repowering der Biogasanlage sollte daher nicht durchgeführt werden, ohne zuvor anhand geeigneter Kennzahlen wie erforderlicher Raumbelastung, Verweilzeit und Methanproduktivität

Die Effekte zusätzlicher Aggregate zur Substratdesintegration konnten auf zwei Anlagen anhand des Vergleichs zwischen den beiden Untersuchungszeiträumen bewertet werden. In beiden Fällen wurde der Strombedarf für die Desintegration durch eine höhere Methanerausbeute bzw. einen verringerten Strombedarf für das Rühren überkompensiert, so dass die Netto-Stromausbeute gesteigert werden konnte. Wie sich dies auf die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs auswirkt, muss für den Einzelfall getrennt betrachtet werden und war nicht Bestandteil dieser Untersuchungen.

---

Die langfristige wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zeigt, dass die Verhältnisse auf einer Biogasanlage nicht statisch sind, sondern sich in Abhängigkeit zahlreicher Faktoren wandeln, wobei vor allem starke Wechselwirkungen bei der Prozessbiologie noch nicht im Detail erklärt werden können. So konnte auch die getrennte Bewertung der Effekte einzelner Gärhilfsstoffe in den Pilotanlagen anhand der verfügbaren Daten nicht bewertet werden.

In 2009 wurden neue Anlagen in das Monitoring aufgenommen, um das Spektrum der Pilotanlagen zu erweitern. Die Ergebnisse aus dem Pilotanlagen-Monitoring fließen in das Projekt „Benchmarksystem für Biogasanlagen“ ein. Dort wird eine Software geschaffen, die es erlaubt, die Konfiguration und die Betriebsdaten einer Biogasanlage zu erfassen, daraus grundlegende verfahrenstechnische Kennzahlen zu errechnen, und die Anlageneffizienz anhand dieser Kennzahlen zu bewerten. Darüber hinaus soll dieses System in der Lage sein, Lösungsansätze für eine Steigerung der Anlageneffizienz vorzuschlagen.

## 8 Veröffentlichungen

Stand: Juni 2011 (neu hinzugekommen)

- Effenberger, M., H. Bachmaier, A. Gronauer (2009): Wirtschaftsdüngereinsatz in Biogasanlagen und deren klimarelevante Bedeutung. 9. Tagung „Bau, Technik und Umwelt in der landwirtschaftlichen Nutztierhaltung“, 21.-23. Oktober 2009, Berlin, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL), ISBN 978-3-941853-27-6
- Lehner, A., M. Effenberger, R. Kissel, A. Gronauer (2009): Restgaspotenzial in Gärresten aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Landtechnik 5/2009: 330-332
- Bachmaier, H., M. Effenberger, A. Gronauer (2010): Treibhausgasbilanz und Ressourcenverbrauch von Praxis-Biogasanlagen. Landtechnik 3/2010: 208-212
- Bachmaier, J., M. Effenberger, A. Gronauer (2010): Greenhouse gas balance and resource demand of biogas plants in agriculture. Engineering in Life Sciences 6: 560–569
- Kissel, R., H. Bachmaier, M. Effenberger, A. Gronauer (2010): Ertragseinbußen auf der Spur. Biogas Journal 03/2010: 86-88

## Literaturverzeichnis

- BACHMAIER, J., M. EFFENBERGER, A. GRONAUER (2010): Greenhouse gas balance and resource demand of biogas plants in agriculture. *Engineering in Life Sciences* 6: 560–569
- EFFENBERGER, M., R. KISSEL, A. LEHNER, A. GRONAUER (2008): Verfahrenstechnische Bewertung landwirtschaftlicher Biogasanlagen – Auslastung und energetische Effizienz. *Landtechnik* 5/2008: 290-292
- EFFENBERGER, M., M. LEBUHN (2008): Biologie der Methangärung - die Belastungsgrenzen erkennen. *Mais* 2/2008, mais special 2008: 4-7
- EFFENBERGER, M., H. BACHMAIER, E. KRÄNSEL, A. LEHNER, A. GRONAUER (2010): Wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in Bayern – Abschlussbericht. *LfL-Schriftenreihe* 1/2010, Freising, ISSN: 1611-4159
- FNR (2009): Biogas-Messprogramm II – 61 Biogasanlagen im Vergleich. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.), Gülzow, 2009, ISBN 978-3-9803927-8-5
- HEUWINKEL, H., D. ANDRADE, D. WAGNER, K. BREDENDIEK, M. BISCHOFF (2009): Optimierung der anaeroben Fermentierung durch mineralische Zusatzstoffe. In: Internationale Wissenschaftstagung – Biogas-Science 2009, Band 1, *LfL-Schriftenreihe* 15/2009, Freising, ISSN 1611-4159, S. 85 - 92
- HÖLKER, U. (2009): Was leisten Zusatzstoffe & Hilfsmittel zur Optimierung der Biogasproduktion. In: FNR (Hrsg.), *Gülzower Fachgespräche Band 32, Tagungsband „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“*, 15.-16.09.2009, Weimar, [<http://www.gbv.de/dms/zbw/609696238.pdf>]
- KEYMER (2011): Wärmeleitung oder Mikrogasleitung – ein ökonomischer Vergleich. In: 20. Biogas Jahrestagung und Fachmesse – Tagungsband S. 191 - 198
- KTBL (2009): Gasausbeuten aus Substraten. In: *Faustzahlen Biogas. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft*. ISBN 978-3-941583-28-3
- MUNK, B., C. BAUER, A. GRONAUER AND M. LEBUHN (2010): Population dynamics of methanogens during acidification of biogas fermenters fed with maize silage. *Eng. Life Sci.*, 10/6, 496-508, DOI: 10.1002/elsc.201000056
- NICKEL, K., U. NEIS (2007): Ultraschall auf Biogasanlagen – Anspruch, Ziel und Nutzen. Vortrag (Internetversion) [<http://www.biosolar.de/images/Enertec%20Vortrag%20Nickel%20et%20al%20FINAL.pdf>] 2011-06-29
- VDI (2010): Maßnahmen zur Emissionsminderung - Biogasanlagen in der Landwirtschaft - Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger. VDI Richtlinie 3475, Verein deutscher Ingenieure 2010
- WEIß, D., C. BRÜCKNER (2008): Biomasseaufbereitung zur Vergärung. *Schriftenreihe der Sächsischen Landesanstalt für Landwirtschaft*, Heft 19/2008
- ZIMMERMANN, U.: *The Effect of High Intensity Electric Field Pulses on Eucaryotic Cell Membranes*. CRC Press, 1996, Boca Raton

## Glossar

*Arbeitsvolumen*; Das Arbeitsvolumen Fermenter kann synonym auch als Füllvolumen Fermenter oder Gärvolumen bezeichnet werden. Es ist das durch den aktuellen Betriebszustand bedingte Füllvolumen aller Fermenter. Das Arbeitsvolumen ist damit niemals größer als das →Nutzvolumen. Da das Arbeitsvolumen meist schwankt, wird für den Anlagenvergleich das Nutzvolumen herangezogen. Einheit: Kubikmeter [m<sup>3</sup>].

*Arbeitsausnutzung BHKW*; Verhältnis aus dem BHKW-Strom und dem Produkt aus →Nennleistung und →Nennzeit BHKW. Einheit der Kennzahl: [-]. Abgeleitete Einheit: Prozent [%]. Synonym: Auslastung.

*BHKW-Strom*; die elektrische Energiemenge, die vom BHKW im Betrachtungszeitraum nutzbar abgegeben wird. Sie entspricht dem →Brutto-Strom, vermindert um die verbrauchte elektrische Arbeit aller Hilfs- und Nebenanlagen dieses Blockheizkraftwerkes. Einheit: Kilowattstunden [kWh].

*BHKW-Wärme*; die thermische Energiemenge, die vom Blockheizkraftwerk an Sekundär-Wärmekeisläufe übergeben wird. Einheit: Kilowattstunden [kWh].

*Biogausbeute*; Quotient aus dem →Biogas-Normertrag und dem Frischmasse- bzw. oTM-Eintrag in den/die Fermenter. Einheit: Norm-Kubikmeter je Tonne bzw. kg oTM [m<sup>3</sup>\*t<sup>-1</sup>] bzw. [m<sup>3</sup>•kg oTM<sup>-1</sup>].

*Biogasertrag*; das Gasvolumen (im Betriebszustand), welches unmittelbar vor der Gasverwertung (z. B. BHKW) erfasst und im Betrachtungszeitraum verwertet wird. Einheit: Kubikmeter [m<sup>3</sup>].

*Biogas-Normertrag*; der auf Normbedingungen (0 % Relative Luftfeuchte, 0°C Gastemperatur, 1013,25 mbar Druck) umgerechnete →Biogasertrag. Einheit: Normkubikmeter [m<sup>3</sup>].

*Biomasse*; nicht fossile Energieträger aus Phyto- oder Zoomasse, einschließlich daraus resultierender Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus der Biomasse stammt.

*Brutto-BHKW-Strom*; die an den Generatorklemmen abgegebene elektrische Arbeit. Einheit: Kilowattstunden [kWh].

*Einphasig*; finden alle vier Teilschritte der Methanbildung in einem Behälter statt, spricht man von einem einphasigen Verfahren.

*Elektrischer Nutzungsgrad BHKW*; das Verhältnis der erzeugten nutzbaren elektrischen Energie (→BHKW-Strom) zur Summe der zugeführten Brennstoffenergie (Feuerungsenergie). Einheit: [-]. Abgeleitete Einheit: Prozent [%].

*Fermenter*; mit →Substrat, → Gärgemisch, →Rezirkulat oder →Gär-Hilfsstoffen beschickter Behälter, in dem ein biologischer Abbau stattfindet. Synonym: Reaktor oder Gärbehälter (wobei nur der Hauptgärbehälter und der Nachgärbehälter als eigentliche Gärbehälter gelten). In der Praxis werden die Begriffe Fermenter und Hauptgärbehälter synonym verwendet, der Nachgärbehälter hingegen nicht als Fermenter bezeichnet.

*Gärgemisch*; im Fermenter befindliches Substrat einschließlich Gär-Hilfsstoffen und Rezirkulat in Mischung mit bakterieller Biomasse. Das G. ist ein dreiphasiges Fluid, bestehend aus festen, flüssigen und gasförmigen Bestandteilen.

*Gär-Hilfsstoffe*; alle einem Gärbehälter zur Förderung der mikrobiologischen Abbauprozesse zugeführten Stoffe, die nicht Substrat sind und nicht von der Biogasanlage stammen (z. B. Wasser, Enzyme, Spurenelemente).

*Gärrest*; festes oder flüssiges Material, das nach der Vergärung verbleibt (vgl. VDI 4630, S5). Gärgemisch nach Verlassen des letzten Fermenters. Synonym: Gärrückstand.

*Gärrestlager*; Behälter oder Erdbecken, in dem →Gärrest vor der weiteren Nutzung und Verwertung gelagert wird. Gärrestlager werden von Fermentern beschickt. Ein G. kann ans Biogas führende System angeschlossen sein, dient aber nicht primär der Methanbildung. Der Füllstand unterliegt dabei über das Jahr gesehen starken Schwankungen. Behälter ohne Abdeckung, welche mit →Gärgemisch beschickt werden, sind definitiv als G. zu bezeichnen.

*Gesamtnutzungsgrad BGA*; das Verhältnis aus der Summe der erzeugten elektrischen Energie (→Brutto-Strom) abzüglich des elektrischen Strombedarfs aller Hilfs- und Nebenanlagen des BHKW und der BGA sowie der →BHKW-Wärme zur Summe der zugeführten Brennstoffenergie (Feuerungsenergie). Einheit: [-]. Abgeleitete Einheit: Prozent [%].

*Gesamtnutzungsgrad BHKW*; Summe des elektrischen und thermischen Nutzungsgrades des BHKW. Einheit: [-]. Abgeleitete Einheit: Prozent [%].

*Hydraulische Verweilzeit*; Quotient aus dem →Nutzvolumen des / der betrachteten →Fermenter und dem Frischvolumeneintrag. Voraussetzung zur Bildung dieser Kennzahl ist streng genommen, dass im Betrachtungszeitraum der Füllstand des / der Fermenter konstant ist. Einheit: Tage [d].

*Methanausbeute*; Quotient aus dem →Methan-Normertrag und dem Frischmasse- bzw. oTM-Eintrag in den/die Fermenter. Einheit: Norm-Kubikmeter je Tonne bzw. kg oTM [ $\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ ] bzw. [ $\text{m}^3 \cdot \text{kg oTM}^{-1}$ ].

*Methanertrag*; das Produkt aus dem →Biogasertrag und dem Methangehalt, wobei beide Kennzahlen im Betriebszustand erfasst werden. Einheit: Kubikmeter [ $\text{m}^3$ ].

*Methan-Normertrag*; der auf Normbedingungen (0 % Relative Luftfeuchte, 0°C Gastemperatur, 1013,25 mbar Druck) umgerechnete →Methanertrag. Einheit: Normkubikmeter [ $\text{m}^3$ ].

*Methanproduktivität (Nutzvolumen)*; das Verhältnis des →Methan-Normertrags und des →Nutzvolumens der betrachteten Fermenter. Die M. gibt an, welches Normvolumen an Methan täglich in einem Kubikmeter Nutzvolumen Fermenter gebildet wird. Einheit: Normkubikmeter je Kubikmeter und Tag [ $\text{m}^3 \cdot (\text{m}^3 \cdot \text{d})^{-1}$ ].

*Nennleistung (elektrisch)*; die von einem sich unter Nennbedingungen (Volllast) befindlichen BHKW erzeugte elektrische Leistung an der Abgabeseite des Generators, vermindert um den Leistungsbedarf aller betriebsnotwendigen Hilfs- und Nebenanlagen dieses Blockheizkraftkraftwerkes. Die BHKW-N. gibt das Leistungspotential eines BHKW an, wird vom Hersteller bestimmt und auf dem Typenschild des BHKW angegeben. Einheit der Kennzahl: Kilowatt [kW].

*Nennzeit*; die Zeitspanne im Betrachtungszeitraum, während der das BHKW ans gasführende System sowie ans elektrische System angeschlossen ist. Einheit der Kennzahl: Stunde [h].

*Nutzvolumen Fermenter*; das Volumen, welches von einem Gärbehälter aus baulichen und technischen Gründen maximal aufgenommen werden kann. Es entspricht damit der technisch maximal erlaubten oder möglichen Füllmenge. Synonym: Nettovolumen Fermenter. Einheit: Kubikmeter [m<sup>3</sup>].

*Raumbelastung*; Quotient aus dem Organischen Trockenmasseeintrag und dem Nutzvolumen des / der betrachteten →Fermenter. Einheit: Kilogramm je Kubikmeter und Tag [kg•(m<sup>3</sup>•d)<sup>-1</sup>].

*Rezirkulat*; nach Verlassen eines Gärbehälters in einen Gärbehälter zurückgeführtes (evtl. separiertes) →Gärgemisch oder rückgeführter →Gärrest.

*Substrat*; zur Vergärung in Biogasanlagen bestimmte Biomasse, welche über die Eintrags-technik in den →Fermenter eingebracht wird. Synonym: Einsatzstoffe.

*Thermischer Nutzungsgrad BHKW*; das Verhältnis der erzeugten nutzbaren thermischen Energie (→BHKW-Wärme) zur Summe der zugeführten Brennstoffenergie (Feuerungsenergie). Einheit: [-]. Abgeleitete Einheit: Prozent [%].

*Wärmeabsatz*; der an externe Nutzer abgegebene Anteil der →BHKW-Wärme. Einheit: Kilowattstunden [kWh].

*Zweiphasig*; wird die Hydrolyse, Versäuerung und Essigsäurebildung von der Methanbildung getrennt, bezeichnet man ein Verfahren als zweiphasig.



## Anhang 1: Zusammenstellung der verfahrenstechnischen Kenngrößen

Tab.-A 1: Kenngrößen der Biogasproduktion

Parameter	Einheit	Pilotbetrieb 6		Pilotbetrieb 7		Pilotbetrieb 8		Pilotbetrieb 9		Pilotbetrieb 10	
		07/08	09/10	07/08	09/10	07/08	09/10	07/08	09/10	07/08	09/10
Auswertungszeitraum	d	640	532	639	486	305	536	672	556	609	529
Arbeitsvolumen Stufe 1	m <sup>3</sup>	100*	100*	2.010	2.010	1.608	1.608	1.357	1.357	770	770
Gesamt-Gärraum	m <sup>3</sup>	1.095	1.095	3.015	4.161	2.542	3.676	2.785	2.785	1.540	1.540
Installierte el. Leistung	kW	324	dito	329	855	630	630	333	dito	280	350
Spezif. Inst. el. Leistung	kW•m <sup>-3</sup>	0,29	dito	0,11	0,21	0,25	0,17	0,12	dito	0,18	0,23
Temperatur F1	°C	43	45	44	43	42	41	45	43	42	43
Temperatur F2	°C	-	-	44	43	42	41	-	-	-	-
Temperatur Nachgärer 1	°C	-	-	43	43	41	40	34	29	42	39
Temperatur Nachgärer 2	°C	-	-	36	43	22	27	-	-	-	-
FM-Eintrag	t•a <sup>-1</sup>	4.009	4.766	8.123	19.581	9.868	12.484	7.104	7.841	6.760	7.094
FM-Durchsatz	t•d <sup>-1</sup>	11,0	13,1	22,3	53,6	27,0	34,1	19,5	21,3	18,5	19,4
oTM-Eintrag	t•a <sup>-1</sup>	2.060	2.197	3.855	4.696	2.213	4.726	3.319	3.406	2.558	2.199
oTM-Durchsatz	t•d <sup>-1</sup>	3,2	4,1	6,0	12,9	7,3	8,8	4,9	6,1	4,2	4,6
Hydr. Verweilzeit 1. Stufe	d	1	1	90	37	59	47	70	64	42	40
Gesamte hydr. Verweilzeit	d	100	84	135	78	94	108	143	131	83	79
Raumbelastung 1. Stufe	kg oTM•(m <sup>3</sup> •d) <sup>-1</sup>	28,5	36,5	3,0	6,4	4,5	5,5	3,6	4,5	5,5	6,0
Gesamt-Raumbelastung	kg oTM•(m <sup>3</sup> •d) <sup>-1</sup>	2,9	3,8	2,0	3,1	2,9	2,4	1,8	2,2	2,7	3,0
CH <sub>4</sub> -Gehalt im Biogas	Vol.-%	53,9	57,2	54,4	52,9	49,9	50,9	52,8	52,3	51,9	51,6
H <sub>2</sub> S-Gehalt im Biogas	ppm	105	n.v.	152	30	161	110	44	39	88	106
Biogasertrag	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> •a <sup>-1</sup>	857.195	1.252.435	1.533.535	3.168.545	2.092.265	2.560.881	1.228.386	1.417.458	1.094.481	1.233.269
Biogasrate	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> •h <sup>-1</sup>	98	143	175	362	239	292	140	162	125	141
Methanertrag	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> •a <sup>-1</sup>	462.028	716.089	834.243	1.677.436	1.044.040	1.302.870	648.588	741.275	568.036	636.326
Methanrate	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> •h <sup>-1</sup>	53	82	95	191	119	149	74	85	65	73
Biogausbeute FM	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> •t <sup>-1</sup>	214	263	189	162	212	205	173	169	162	174
Biogausbeute oTM	l <sub>N</sub> •kg oTM <sup>-1</sup>	729	831	696	675	709	797	681	594	714	813
Methanbeute FM	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> •t <sup>-1</sup>	115	150	103	86	106	104	91	89	84	90
Methanbeute oTM	l <sub>N</sub> •kg oTM <sup>-1</sup>	393	475	378	357	394	406	360	311	354	419
Methanproduktivität	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> •(m <sup>3</sup> •d) <sup>-1</sup>	1,2	1,8	0,8	1,1	0,8	1,0	0,7	0,7	1,0	1,1
Restmethanpotential	l <sub>N</sub> •kg FM <sup>-1</sup>	4,9	12,5	3,0	8,3	4,4	6,5	6,8	2,7	7,3	8,7

n.v.: nicht verfügbar

Tab.-A 2: Kenngrößen der Biogasproduktion (Fortsetzung)

Parameter	Einheit	Pilotbetrieb 6		Pilotbetrieb 7		Pilotbetrieb 8		Pilotbetrieb 9		Pilotbetrieb 10	
		07/08	09/10	07/08	09/10	07/08	09/10	07/08	09/10	07/08	09/10
Strom Rührer Vorgrube	kWh•(t FM) <sup>-1</sup>	5,6	5,9	n.v.	n.v.	0,01	0,01	-	-	n.v.	n.v.
Strom Rührer Fermenter 1	kWh•(t FM) <sup>-1</sup>	17,1	9,9	9,1	4,0	0,6	1,7	10,3	14,7	5,4	4,8
Strom Rührer Fermenter 2	kWh•(t FM) <sup>-1</sup>	-	-	9,1	4,0	0,6	0,9	-	-	-	-
Strom Rührer Nachgärer 1	kWh•(t FM) <sup>-1</sup>	-	-	3,6	1,7	0,3	0,4	n.v.	6,5	3,0	2,3
Strom Rührer Nachgärer 2	kWh•(t FM) <sup>-1</sup>	-	-	n.v.	1,7	n.v.	0,2	-	-	-	-
Strom Rührer Gärrestlager	kWh•(t FM) <sup>-1</sup>	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	0,2	n.v.	n.v.	2,1	n.v.
Strom Rührer Gesamt	kWh•(t FM) <sup>-1</sup>	n.v.	14,9	21,8	11,4	3,0	3,5	n.v.	21,2	10,5	7,1
Strom Feststoffeintrag	kWh•(t FM) <sup>-1</sup>	n.v.	0,3	2,4	n.v.	0,9	n.v.	4,3	5,1	0,3	0,2
Strom Güllepumpe	kWh•(t FM) <sup>-1</sup>	n.v.	n.v.	0,1	0,2	2,5	0,3	2,2	1,7	n.v.	5,0
Strom Trocknung	kWh•(t FM) <sup>-1</sup>	-	-	-	-	n.v.	n.v.	-	7,4	-	-
Strom Substrataufschluss	kWh•(t FM) <sup>-1</sup>	-	-	-	-	n.v.	n.v.	n.v.	1,3	-	4,4
Strombedarf Gesamt	kWh•(t FM) <sup>-1</sup>	44,3	49,5	31,6	19,8	25,5	38,8	56,4	61,2	15,5	16,7
Anzahl Intervalle Dosierer	d <sup>-1</sup>	n.v.	n.v.	24	24	14	15	48	33	36	37
Laufzeit pro Intervall	min	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	3,0	6,0	n.v.	n.v.	0,7	0,7
Futtermenge je Intervall	kg	n.v.	n.v.	n.v.	1.529	2.070	2.176	406	431	514	530
Rührzeit Fermenter	min	n.v.	n.v.	25	24	9	12	60	58	6	16
Pausenzeit Fermenter	min	n.v.	n.v.	35	36	51	48	0	2	12	15
Laufzeit Fermenterrührwerk	h•d <sup>-1</sup>	n.v.	n.v.	10	10	4	5	24	23	7	11
Rührzeit Nachgärer	min	-	-	18	16	5	4	20	14	7	7
Pausenzeit Nachgärer	min	-	-	42	44	55	56	30	46	25	28
Laufzeit Nachgärerrührwerk	h•d <sup>-1</sup>	-	-	7	6	2	2	12	5	5	5
Rührzeit Gärrestlager	min	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	2	3	n.v.	13	60	20
Pausenzeit Gärrestlager	min	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	58	57	n.v.	47	720	720
Laufzeit Gärrestlerrührwerk	h•d <sup>-1</sup>	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	1	1	3	5	2	1

\*) inklusive Fermenterheizung

Tab.-A 3: Kenngrößen der Biogasverwertung

Parameter	Einheit	Pilotbetrieb 6		Pilotbetrieb 7		Pilotbetrieb 8		Pilotbetrieb 9		Pilotbetrieb 10	
		07/08	09/10	07/08	09/10	07/08	09/10	07/08	09/10	07/08	09/10
Auswertungszeitraum	d	640	532	639	486	305	536	672	556	609	529
Energiezufuhr BHKW	kWh•a <sup>-1</sup>	8.079.308	7.160.893	15.215.742	16.772.485	8.692.713	13.028.698	11.907.335	7.412.750	10.214.953	6.891.104
Feuerungswärmeleistung	kW	526	817	992	1.915	1.188	1.487	738	846	699	787
Brutto-BHKW-Strom	kWh•a <sup>-1</sup>	2.805.649	2.292.522	4.935.850	6.082.159	3.428.100	5.424.200	4.240.619	2.675.433	3.927.366	2.637.614
Brutto-BHKW-Strom	kWh•d <sup>-1</sup>	4.384	6.281	7.724	16.791	11.240	14.861	6.310	7.330	6.449	7.226
Bruttoleistung elektrisch	kW	190	262	322	694	468	619	274	305	269	301
Stromausbeute FM	kWh•t <sup>-1</sup>	399	470	347	313	416	435	324	344	348	372
Stromausbeute oTM	kWh•t oTM <sup>-1</sup>	1362	1521	1280	1305	1549	1688	1277	1205	1535	1603
Verstromungsfaktor Methan	kWh•m <sub>N</sub> <sup>-3</sup>	3,5	3,2	3,4	3,6	3,9	4,2	3,6	3,6	4,1	3,8
Netto-Nutzungsgrad Methan	%	42,8	53,5	30,4	n.v.	65,2	n.v.	30,0	55,8	42,2	69,2
Arbeitsausnutzung gesamt	%	58,6	80,8	97,8	81,2	93,7	98,2	82,4	91,7	96,1	86,0
El. Nutzungsgrad Gesamt	%	34,7	32,0	32,4	35,4	39,4	41,6	35,6	36,1	38,4	38,0
Eigenstrombedarf	kWh•d <sup>-1</sup>	487	647	703	1.061	419	1.325	1.098	1.190	287	324
Strombedarfsanteil BGA	%	11,1	10,3	9,1	6,3	3,7	8,9	17,4	16,2	4,4	4,5
Brutto-BHKW-Wärme	kWh•a <sup>-1</sup>	2.041.360	1.538.948	5.768.984	n.v.	4.324.094	n.v.	3.570.278	1.459.090	3.638.955	2.127.979
Bruttoleistung thermisch	kW	138	176	377	n.v.	591	n.v.	231	167	249	243
Wärmenutzung extern	kWh•a <sup>-1</sup>	962.230	650.112	145.311	3.318.871	2.369.782	3.427.343	70.906	1.269.323	559.765	1.526.885
Wärme-Nutzung extern	kWh•d <sup>-1</sup>	1.503	1.801	227	8.652	7.770	9.390	106	3.478	919	4.183
Wärmeleistung extern	kW	65	74	9	362	344	391	5	145	38	174
Wärme-Nutzungsgrad*	%	47	47	3	n.v.	55	n.v.	2	91	15	89
Wärmebedarf F.-Heizung	%	21	17	10	n.v.	n.v.	n.v.	4	4	20	17
Fortwärme-Anteil	%	19	53	87	n.v.	n.v.	n.v.	94	9	65	11
Arbeitsausnutzung BHKW 1	%	58,6	80,8	98,0	66,4	93,7	98,2	82,4	91,7	95,3	90,3
Jahresvolllaststunden BHKW 1	h	5.131	7.076	8.583	5.820	8.205	8.602	7.218	8.034	8.351	7.914
Elektr. Nutzungsgrad BHKW 1	%	34,7	32,0	32,4	33,9	n.v.	n.v.	35,6	36,1	34,2	38,8
Arbeitsausnutzung BHKW 2	%	-	n.v.	-	90,4	82,8	n.v.	-	n.v.	96,4	80,2
Jahresvolllaststunden BHKW 2	h	-	n.v.	-	7.923	7.254	n.v.	n.v.	n.v.	8.416	7.029
Elektr. Nutzungsgrad BHKW 2	%	-	n.v.	-	37,0	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	40,4	37,1

## Anhang 2: Analysedaten

Tab.-A 4: Analysedaten der Einsatzstoffe von PB 6

	n		TM	oTM	oTM	NH4-N	N ges.	Gesamt P	Gesamt K
			[%]	[%TM]	[%]	[mg•kg <sup>-1</sup> ]	[g•kg <sup>-1</sup> ]	[g•kg <sup>-1</sup> ]	[g•kg <sup>-1</sup> ]
Maissilage	16	MW	32,0	95,7	30,7	203	4,46	0,83	3,10
		Max	41,1	96,5	39,4	427	9,02	1,30	4,10
		Min	22,7	94,6	21,5	44	2,65	0,43	1,42
ZR-Schnitzel	11	MW	16,2	89,2	14,5	63	2,97	0,29	1,40
		Max	25,4	96,8	24,6	129	3,54	0,51	2,18
		Min	10,8	78,2	9,6	16	2,13	0,16	0,80
GPS	14	MW	15,8	92,5	14,6	532	2,89	0,76	5,68
		Max	18,0	97,5	16,5	1512	4,51	1,44	8,42
		Min	13,3	88,9	12,1	20	1,75	0,49	4,24
Kleegrassilage	2	MW	36,0	90,2	32,7	1362	11,59	1,41	11,85
		Max	52,2	91,9	48,0	1798	15,76	1,41	11,85
		Min	19,7	88,5	17,4	926	7,43	1,41	11,85
Rindergülle	3	MW	8,1	73,1	5,9	1647	3,36	0,80	4,23
		Max	8,3	77,1	6,2	1737	3,38	0,86	4,42
		Min	7,7	67,8	5,6	1571	3,35	0,74	4,04

Tab.-A 5: Analysedaten der Gärgemischproben von PB 6

	n		TM	pH	NH4-N	FOS/TAC	Essigs.	Propions.	Iso-Butters	Butters.
			[%]	[-]	[mg•kg <sup>-1</sup> ]	[-]	[mg•kg <sup>-1</sup> ]	[mg•kg <sup>-1</sup> ]	[mg•kg <sup>-1</sup> ]	[mg•kg <sup>-1</sup> ]
Fermenter	15	MW	5,9	8,0	2925	0,32	555	44	5	6
		Max	7,3	8,3	3374	0,52	1532	104	25	67
		Min	4,5	7,3	2472	0,22	102	0	0	0
Endlager	3	MW	3,9	8,2	3192	0,27	677	30	1	0
		Max	4,2	8,2	3497	0,35	947	41	2	1
		Min	3,4	8,1	2931	0,21	242	9	0	0
Hydrolyse	13	MW	11,0	5,5	2146	9,98	9076	360	32	1347
		Max	14,7	6,5	2768	25,95	15051	1084	80	3381
		Min	7,1	4,6	1128	2,71	5057	67	0	137

Tab.-A 6: Analysedaten der Einsatzstoffe von PB 7

	<b>n</b>		<b>TM</b>	<b>oTM</b>	<b>oTM</b>	<b>NH4-N</b>	<b>N ges.</b>	<b>Gesamt P</b>	<b>Gesamt K</b>
			<b>[%]</b>	<b>[%TM]</b>	<b>[%]</b>	<b>[mg•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[g•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[g•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[g•kg<sup>-1</sup>]</b>
Maissilage	13	MW	33,8	96,7	32,7	285	4,66	0,67	2,79
		Max	37,1	98,0	36,3	370	5,69	0,93	3,61
		Min	31,3	92,0	30,3	146	2,70	0,15	1,15
Grassilage	9	MW	21,9	87,2	19,0	930	6,50	1,23	7,57
		Max	27,4	96,0	24,7	1407	8,28	1,40	10,01
		Min	18,0	70,7	17,1	306	4,88	1,01	6,11
Hähnchenmist	9	MW	54,9	84,2	46,6	4965	25,43	3,34	6,18
		Max	72,8	89,8	62,9	11387	45,29	3,34	6,18
		Min	26,2	72,6	21,9	1082	13,70	3,34	6,18
Getreideschrot	3	MW	85,0	94,2	80,1		22,56	3,78	11,49
		Max	86,2	97,8	83,7		32,59	4,20	18,19
		Min	83,9	87,8	73,7		16,21	3,36	4,78
Rindergülle	2	MW	6,6	78,2	5,2	1530	2,98	0,75	4,00
		Max	7,3	80,9	5,9	1590	3,03	0,75	4,00
		Min	5,9	75,5	4,5	1470	2,93	0,75	4,00
GPS	3	MW	30,0	93,6	28,0	417			
		Max	32,7	94,2	30,8	435	4,87	0,00	0,00
		Min	28,4	92,5	26,2	383	4,87	0,00	0,00

Tab.-A 7: Analysedaten der Gärgemischproben von PB 7

	<b>n</b>		<b>TM</b>	<b>pH</b>	<b>NH4-N</b>	<b>FOS/TAC</b>	<b>Essigs.</b>	<b>Propions.</b>	<b>Iso-Butters</b>	<b>Butters.</b>
			<b>[%]</b>	<b>[-]</b>	<b>[mg•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[-]</b>	<b>[mg•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[mg•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[mg•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[mg•kg<sup>-1</sup>]</b>
Fermenter 1	13	MW	9,7	7,6	2407	0,99	3470	1082	328	108
		Max	11,9	8,1	3140	1,43	4447	1893	527	152
		Min	7,0	7,2	1534	0,29	126	17	0	0
Fermenter 2	13	MW	9,8	7,5	2459	0,98	3247	1567	396	95
		Max	12,3	7,9	3003	1,41	4643	3976	740	213
		Min	8,5	7,3	2115	0,27	242	42	13	0
Nachgärer 1	13	MW	8,9	7,9	2707	0,40	633	71	17	4
		Max	10,0	8,2	3057	0,48	1608	319	103	21
		Min	7,9	7,8	2389	0,28	295	0	0	0
Nachgärer 2	11	MW	8,4	8,0	2885	0,34	136	4	1	1
		Max	10,0	8,3	3230	0,41	295	23	11	7
		Min	7,5	7,8	2389	0,22	91	0	0	0

Tab.-A 8: Analysedaten der Einsatzstoffe von PB 8

		<b>n</b>	<b>TM</b>	<b>oTM</b>	<b>oTM</b>	<b>NH4-N</b>	<b>N ges.</b>	<b>Gesamt P</b>	<b>Gesamt K</b>
			<b>[%]</b>	<b>[%TM]</b>	<b>[%]</b>	<b>[mg•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[g•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[g•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[g•kg<sup>-1</sup>]</b>
Maissilage		MW	29,8	96,2	28,6	144	4,18	0,76	3,22
	13	Max	33,6	97,3	32,7	328	7,52	0,92	3,85
		Min	23,9	93,0	23,0	7	2,85	0,53	2,51
Grassilage		MW	25,9	88,0	22,8	562	7,14	1,16	8,22
	10	Max	32,6	90,1	29,3	1103	10,87	1,39	8,28
		Min	17,8	83,8	15,6	11	3,52	0,88	8,11
GPS		MW	24,6	93,3	23,0	412	3,54	0,81	5,25
	11	Max	30,7	95,2	28,2	998	7,16	0,86	5,57
		Min	19,8	90,9	18,0	9	2,77	0,71	4,66
CCM		MW	63,5	93,3	59,3	220	10,03	2,23	2,85
	4	Max	67,7	96,7	65,4	270	10,74	2,37	3,18
		Min	60,8	87,3	53,6	170	9,18	2,09	2,52

Tab.-A 9: Analysedaten der Gärgemischproben von PB 8

		<b>n</b>	<b>TM</b>	<b>pH</b>	<b>NH4-N</b>	<b>FOS/TAC</b>	<b>Essigs.</b>	<b>Propions.</b>	<b>Iso-Butters</b>	<b>Butters.</b>
			<b>[%]</b>	<b>[-]</b>	<b>[mg•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[-]</b>	<b>[mg•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[mg•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[mg•kg<sup>-1</sup>]</b>	<b>[mg•kg<sup>-1</sup>]</b>
Fermenter 1		MW	7,0	7,6	1253	0,42	213	11	2	8
	13	Max	7,9	7,9	1509	0,55	826	32	31	97
		Min	6,3	7,4	934	0,31	15	0	0	0
Fermenter 2		MW	7,2	7,7	1259	0,40	192	13	2	6
	13	Max	8,2	8,0	1488	0,51	1015	43	28	80
		Min	6,1	7,3	899	0,27	22	0	0	0
Nachgärer 1		MW	6,1	7,8	1384	0,37	46	1	2	4
	13	Max	6,7	8,1	1712	0,49	214	18	21	51
		Min	5,4	7,3	1058	0,25	2	0	0	0

Tab.-A 10: Analysedaten der Einsatzstoffe von PB 9

		n	TM	oTM	oTM	NH4-N	N ges.	Gesamt P	Gesamt K
			[%]	[%TM]	[%]	[mg•kg <sup>-1</sup> ]	[g•kg <sup>-1</sup> ]	[g•kg <sup>-1</sup> ]	[g•kg <sup>-1</sup> ]
Kleegrassilage		MW	30,8	88,6	27,4	558	8,43	1,29	7,22
	13	Max	54,8	91,3	49,8	1272	14,29	1,86	9,78
		Min	20,9	80,6	17,7	98	5,38	0,95	1,58
Getreideschrot		MW	86,1	96,1	82,8		15,72	5,02	14,86
	9	Max	88,2	98,2	86,1		19,61	5,80	24,00
		Min	84,0	89,7	77,3		11,02	4,24	5,71

Tab.-A 11: Analysedaten der Gärgemischproben von PB 9

		n	TM	pH	NH4-N	FOS/TAC	Essigs.	Propions.	Iso-Butters	Butters.
			[%]	[-]	[mg•kg <sup>-1</sup> ]	[-]	[mg•kg <sup>-1</sup> ]	[mg•kg <sup>-1</sup> ]	[mg•kg <sup>-1</sup> ]	[mg•kg <sup>-1</sup> ]
Fermenter		MW	14,5	8,2	3576	0,42	985	2246	42	13
	14	Max	15,7	8,4	3966	0,65	1910	6432	96	27
		Min	13,0	7,7	3122	0,31	390	50	0	0
Nachgärer		MW	13,0	8,2	3941	0,26	207	104	3	2
	14	Max	14,8	8,5	4701	0,34	540	464	10	12
		Min	10,2	8,0	2254	0,22	92	0	0	0

Tab.-A 12: Analysedaten der Einsatzstoffe von PB 10

	n		TM [%]	oTM [%TM]	oTM [%]	NH4-N [mg•kg <sup>-1</sup> ]	N ges. [g•kg <sup>-1</sup> ]	Gesamt P [g•kg <sup>-1</sup> ]	Gesamt K [g•kg <sup>-1</sup> ]
Maissilage	15	MW	30,2	96,2	29,1	190	4,37	0,82	5,51
		Max	33,8	97,6	33,0	424	6,96	1,42	10,85
		Min	26,4	95,3	25,4	21	3,38	0,56	3,07
Grassilage	11	MW	27,8	89,7	24,9	594	8,23	1,42	9,31
		Max	38,8	91,4	35,2	1307	10,72	2,55	12,57
		Min	19,9	87,4	17,7	125	5,96	0,87	7,39
CCM	14	MW	67,0	95,4	63,9	259	10,63	1,90	3,98
		Max	84,0	98,5	82,6	503	14,01	2,38	7,08
		Min	55,4	89,5	54,1	46	7,72	1,22	2,52
Getreideschrot	11	MW	87,4	95,9	83,8		18,91	5,70	15,76
		Max	95,6	98,3	93,9		41,53	12,96	48,90
		Min	26,4	90,0	77,9		13,07	2,65	4,35
GPS	6	MW	17,3	91,6	15,8	1290	7,53	3,17	10,54
		Max	95,6	98,4	17,5	1756	15,18	3,17	10,54
		Min	16,4	90,0	14,9	727	2,93	3,17	10,54
Schweinegülle	9	MW	5,1	76,5	3,9	1919	3,55	0,55	2,01
		Max	8,1	82,6	6,2	3828	6,39	0,94	2,96
		Min	2,0	65,4	1,3	942	2,15	0,15	1,05

Tab.-A 13: Analysedaten der Gärgemischproben von PB 10

	n	TM [%]	pH [–]	NH4-N [mg•kg <sup>-1</sup> ]	FOS/TAC [–]	Essigs. [mg•kg <sup>-1</sup> ]	Propions. [mg•kg <sup>-1</sup> ]	Iso- Butters [mg•kg <sup>-1</sup> ]	Butters. [mg•kg <sup>-1</sup> ]	
Fermenter	14	MW	7,6	7,5	2131	0,69	3354	298	109	53
		Max	8,9	7,9	2415	0,88	4635	607	184	174
		Min	6,8	7,2	1747	0,40	1104	30	8	4
Nachgärer	14	MW	7,1	7,8	2330	0,36	730	56	18	9
		Max	8,6	8,1	2613	0,69	1995	253	64	29
		Min	6,4	7,1	1901	0,20	89	0	0	0

### Anhang 3: Verlauf des Substratdurchsatzes

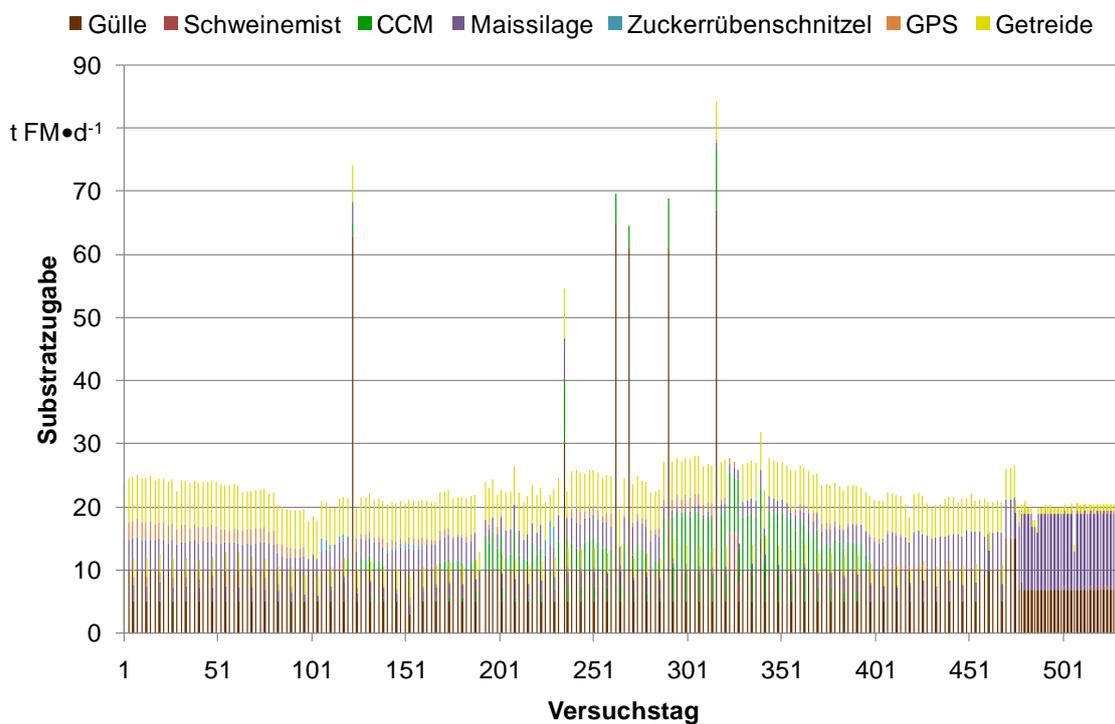


Abb. A-1: Substratzugabe und Massenanteile der Einzelsubstrate in PB 6

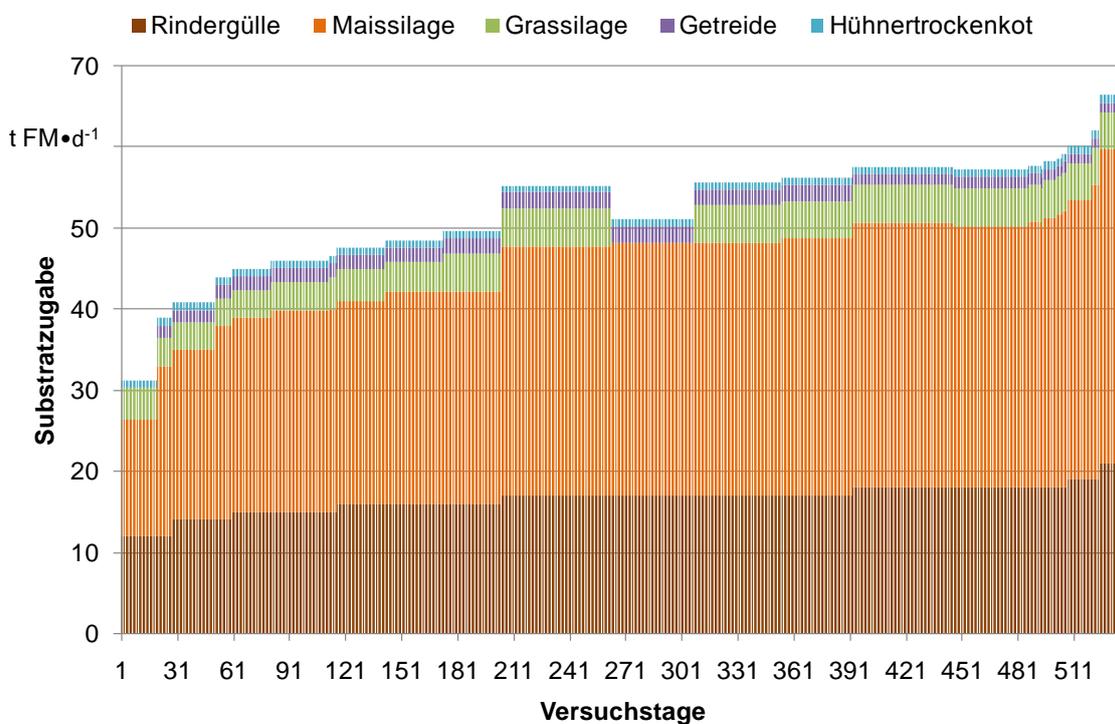


Abb. A-2: Substratzugabe und Massenanteile der Einzelsubstrate in PB 7

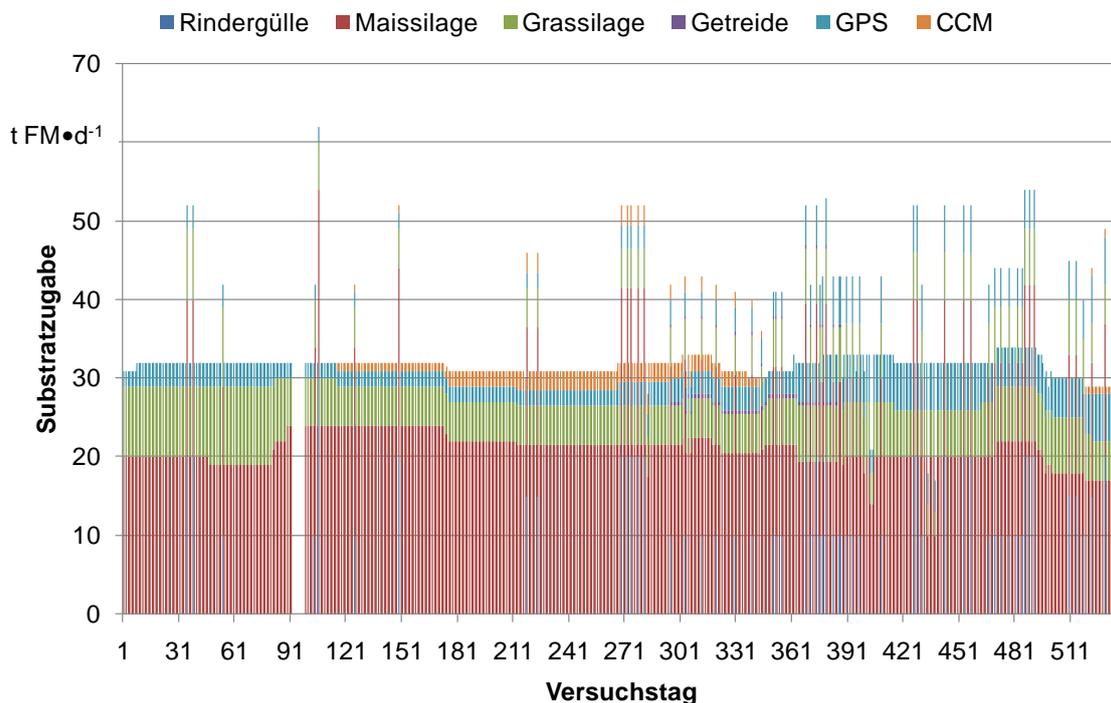


Abb. A-3: Substratzugabe und Massenanteile der Einzelsubstrate in PB 8

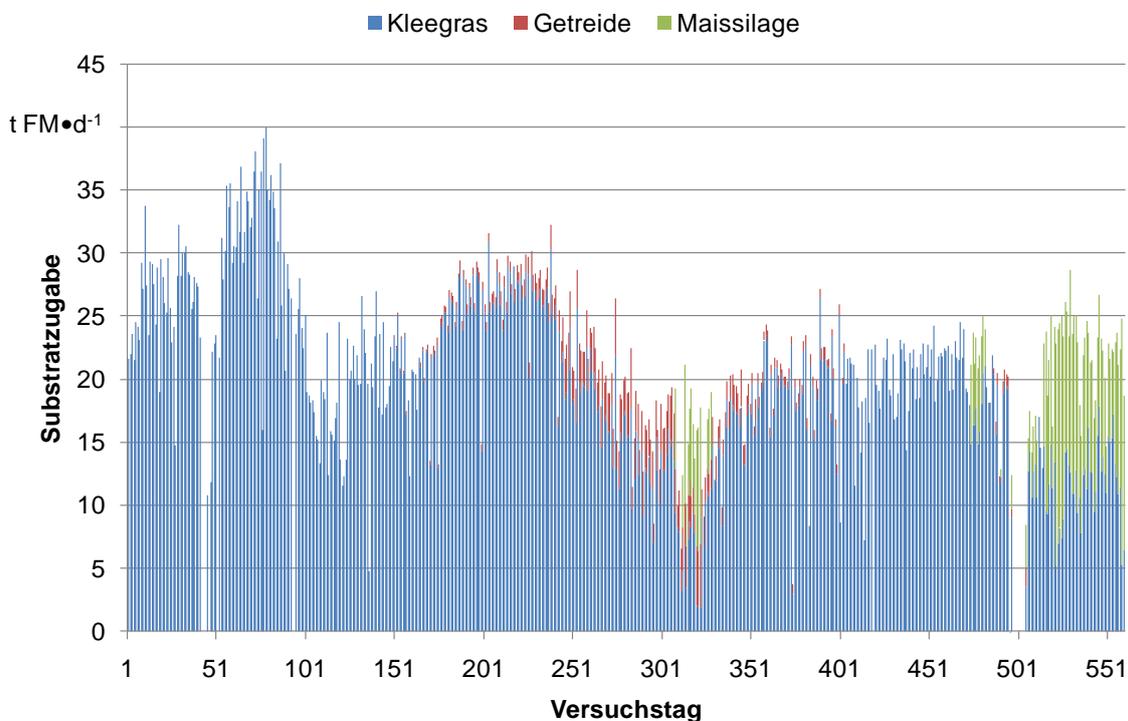


Abb. A-4: Substratzugabe und Massenanteile der Einzelsubstrate in PB 9

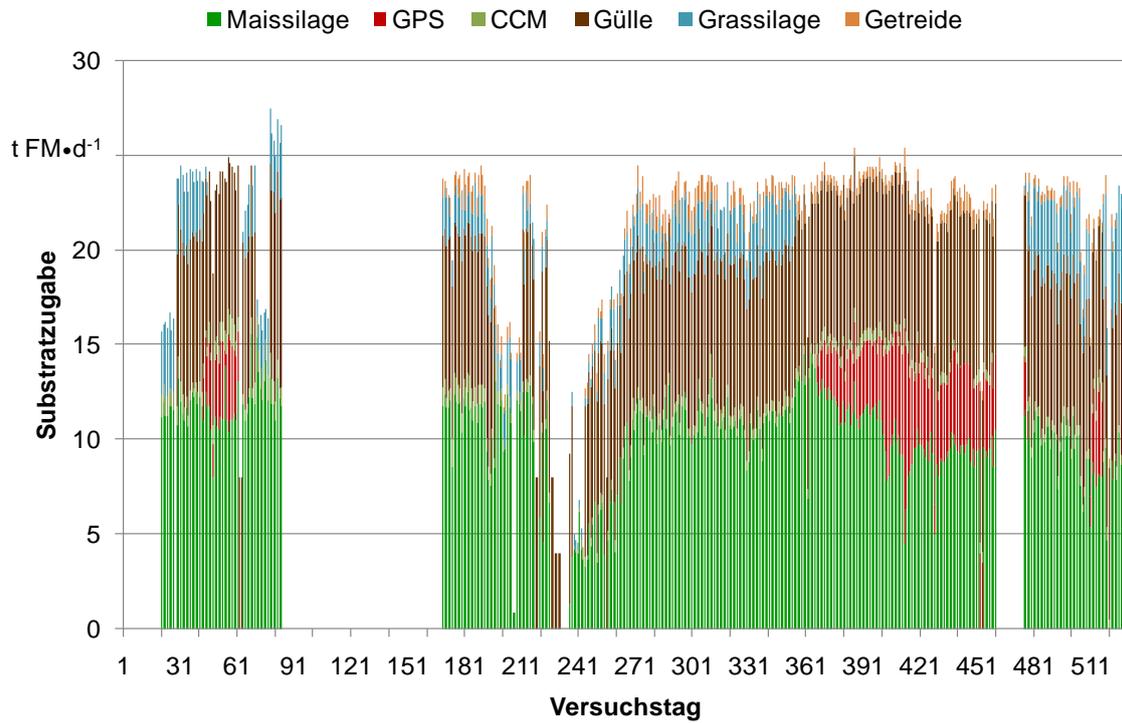


Abb. A-5: Substratzugabe und Massenanteile der Einzelsubstrate in PB 10