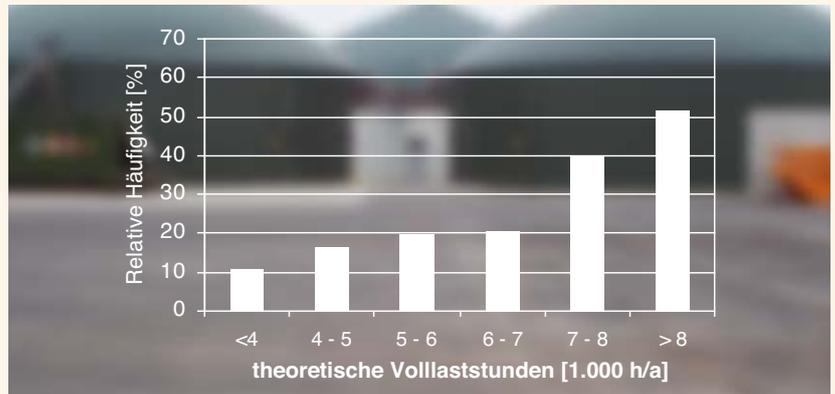


Biogas-Messprogramm II

61 Biogasanlagen im Vergleich



Biogas-Messprogramm II

61 Biogasanlagen im Vergleich

Erstellt durch das Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI)
Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik

Diese Arbeit wurde im Rahmen des Projektes „Bundesmessprogramm zur Bewertung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen“ (Förderkennzeichen: 22003405) angefertigt. Das Projekt wurde von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) finanziert.

Herausgegeben von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV).

Die vorliegende Publikation wurde erstellt durch:

Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI)

Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik

Bundesallee 50 • 38116 Braunschweig

Tel.: 05 31/5 96 41 31 • Fax: 05 31/5 96 41 99

www.vti.bund.de

Bearbeiter: Burga Gemmeke, Christa Rieger,

Dir.u.Prof. Dr. Peter Weiland (Projektleiter)

Jens Schröder (Datenerfassung Region Nord-West)

Inhaltliche Zuarbeit durch:

Leibniz-Institut für Agrartechnik

Potsdam-Bornim e.V.

Abteilung Bioverfahrenstechnik

Max-Eyth-Allee 100 • 14469 Potsdam

Bearbeiter: Vincent Plogsties

Datenerfassung: Region Nord-Ost

Universität Hohenheim

Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie

Garbenstr. 9 • 70599 Stuttgart

Bearbeiter: Jochen Vogtherr

Datenerfassung: Region Süd-West

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

Institut für Landtechnik und Tierhaltung

Vöttinger Str. 36 • 85351 Freising

Bearbeiter: Rainer Kissel, Hans Bachmaier

Datenerfassung: Region Süd-Ost

Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH

Bereich Biogastechnologie

Torgauer Str. 116 • 04347 Leipzig

Bearbeiter: Dr. Britt Schumacher

Datenauswertung: Trockenfermentation

Herausgeber

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

Hofplatz 1 • 18276 Gülzow

Tel.: 0 38 43/69 30-0 • Fax: 0 38 43/69 30-1 02

info@fnr.de • www.fnr.de

Redaktion

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

Abt. Öffentlichkeitsarbeit

Druck und Verarbeitung

Media Cologne Kommunikationsmedien GmbH

www.mediacolonne.de

Gestaltung und Herstellung

nova-Institut GmbH • www.nova-institut.de/nr

Bildnachweis

Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI)

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

Fuchs Petrolub AG

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Werkes darf ohne schriftliche Einwilligung des Herausgebers in irgendeiner Form reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt, verbreitet oder archiviert werden.

1. Auflage, 2009

ISBN 978-3-9803927-8-5

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	6
Abkürzungsverzeichnis	7
1 Einleitung	9
2 Ziele des Projektes und methodische Vorgehensweise	10
2.1 Auswahl der Anlagen	10
2.2 Datenerfassung und Auswertung	10
2.2.1 Parameter zur stofflichen und energetischen Bewertung	10
2.2.2 Berechnung der Leistungsparameter	11
2.2.3 Restgaspotenzial	12
2.2.4 Ökonomische Daten	12
2.2.5 Ökologische Aspekte	12
3 Ergebnisse der bundesweiten Datenerhebung	13
3.1 Substrateinsatz	13
3.2 Betriebsweise	15
3.2.1 Prozessführung	15
3.2.2 Prozesstemperatur	16
3.3 Anlagengröße	16
3.3.1 Fermentervolumen	16
3.3.2 Installierte elektrische Leistung	16
3.4 Anlagentechnik	16
3.4.1 Substratzugabe	16
3.4.2 Rührsysteme	18
3.4.3 Gasspeicherung	19
3.4.4 Gasverwertung	19
3.5 Betriebsstruktur	20
3.6 Messtechnik	21

4	Auswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten	23
4.1	Auswahlkriterien	23
4.2	Kenndaten	23
5	Beschreibung ausgewählter Anlagen	33
5.1	Biogasanlage 01.....	33
5.1.1	Anlagenbeschreibung	33
5.1.2	Beurteilung der Messtechnik	34
5.1.3	Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums	34
5.2	Biogasanlage 05.....	38
5.2.1	Anlagenbeschreibung	38
5.2.2	Beurteilung der Messtechnik	39
5.2.3	Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums	39
5.3	Biogasanlage 15.....	43
5.3.1	Anlagenbeschreibung	43
5.3.2	Beurteilung der Messtechnik	44
5.3.3	Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums	44
5.4	Biogasanlage 20.....	48
5.4.1	Anlagenbeschreibung	48
5.4.2	Beurteilung der Messtechnik	49
5.4.3	Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums	49
5.5	Biogasanlage 26.....	53
5.5.1	Anlagenbeschreibung	53
5.5.2	Beurteilung der Messtechnik	54
5.5.3	Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums	54
5.6	Biogasanlage 31.....	58
5.6.1	Anlagenbeschreibung	58
5.6.2	Beurteilung der Messtechnik	59
5.6.3	Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums	60
5.7	Biogasanlage 43.....	64
5.7.1	Anlagenbeschreibung	64
5.7.2	Beurteilung der Messtechnik	65
5.7.3	Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums	65
5.8	Biogasanlage 49.....	69
5.8.1	Anlagenbeschreibung	69
5.8.2	Beurteilung der Messtechnik	70
5.8.3	Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums	70
5.9	Biogasanlage 53.....	74
5.9.1	Anlagenbeschreibung	74
5.9.2	Beurteilung der Messtechnik	75
5.9.3	Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums	75

5.10	Biogasanlage 62	79
5.10.1	Anlagenbeschreibung	79
5.10.2	Beurteilung der Messtechnik	80
5.10.3	Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums	81
6	Ergebnisse des Biogas-Messprogramms	85
6.1	Anlagencharakteristik	85
6.1.1	Prozessführung	85
6.1.2	Anlagengröße	86
6.1.3	Gasspeicherung	86
6.1.4	Gasverwertung	87
6.2	Betriebscharakteristik	89
6.2.1	Substratumsatz	89
6.2.2	Substrat- und Ablaufcharakteristik	92
6.2.3	oTR-Raubelastung	98
6.2.4	Hydraulische Verweilzeit	100
6.2.5	Gasqualität	102
6.2.6	Gasproduktion	104
6.2.7	Restgaspotenzial	108
6.2.8	Gasverwertung	111
6.2.9	Arbeitszeitbedarf	121
6.2.10	Trockenfermentation	123
6.3	Ökonomische Bewertung	128
6.3.1	Investitionskosten der Biogasanlagen	128
6.3.2	Finanzierung der Anlagen	133
6.3.3	Jährliche Leistungen	134
6.3.4	Jährliche Kosten	136
6.3.5	Gesamtwirtschaftlichkeit der Anlagen	142
6.3.6	Sensitivitätsanalyse und Auswirkungen des neuen EEG	145
6.4	Ökologische Bewertung	148
6.4.1	Landwirtschaftlicher Betrieb und NaWaRo-Anbau	148
6.4.2	Betriebsmitteleinsatz	150
6.4.3	Transport	151
7	Vergleichende Bewertung der Biogasanlagen	154
8	Schlussfolgerungen und Ausblick	160
9	Zusammenfassung	162
10	Anhang	164
10.1	Glossar	164
10.2	Quellenverzeichnis	168

Vorwort

Mit der Einführung des Bonus für den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen („NaWaRo-Bonus“) in das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wurden 2004 erstmals lukrative Bedingungen für den Einsatz von Energiepflanzen unter anderem im Biogasbereich geschaffen. Durch die Mitvergärung von speziell für die Biogaserzeugung angebaute Energiepflanzen können Potenzial und Gasertrag von Biogasanlagen erheblich gesteigert werden, gleichzeitig öffnen sich hiermit vielfältige neue Möglichkeiten zur dezentralen Energieerzeugung. Dies führte erwartungsgemäß zu einem beispiellos schnellen Ausbau der Biogaserzeugung und zur Entwicklung neuer Biogastechniken. So hat sich die Zahl der Biogasanlagen seit 2004 nahezu verdoppelt und die installierte Leistung ist um mehr als 300 % gestiegen. Gleichzeitig wurden aufgrund der veränderten Substrateigenschaften innovative Entwicklungen bei Fermentern, Dosier- und Rührsystemen angestoßen, um sie an die feststoffreichen Substrate anzupassen.

Um die Auswirkungen der veränderten Biogaserzeugung in technischer, ökologischer und ökonomischer Hinsicht zu bewerten, wurde das zweite bundesweite so genannte Biogas-Messprogramm (BMP II) mit finanzieller Unterstützung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) über die Fachagentur

Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) gefördert. Der vorliegende Bericht liefert quantitative und qualitative Informationen über ausgewählte, seit 2004 neu errichtete Anlagen, die ausschließlich mit nachwachsenden Rohstoffen und Wirtschaftsdünger betrieben werden. Die Ergebnisse zeigen, in welchem Maße der Einsatz nachwachsender Rohstoffe die Biogaserzeugung und -nutzung verändert hat und welche Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz und zum Schutz des Klimas erforderlich sind. Aus der ökonomischen Einzelbewertung der untersuchten Anlagen wird deutlich, welche Parameter den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben und welche Kosten und Erlöse bei den verschiedenartigen Verfahren und Betriebsweisen auftreten. Darüber hinaus geben die Untersuchungsergebnisse wichtige Hinweise für den weiteren Ausbau der Biogaserzeugung und die Ausgestaltung von Fördermaßnahmen.

An dieser Stelle danken wir den Anlagenbetreibern für die engagierte Unterstützung bei der Datenerhebung und Anlagenbeobachtung sowie für wichtige Hinweise zu den Schwachstellen der Anlagentechnik. Fernerhin bedanken wir uns bei den fachlichen Betreuern der Kooperationspartner, ohne deren Einsatz die bundesweite Evaluierung nicht möglich gewesen wäre.



Dir. u. Prof. Dr.-Ing. Peter Weiland
Projektleiter



Dr.-Ing. Andreas Schütte
Geschäftsführer der FNR

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr	GPS	Ganzpflanzensilage
ATB	Leibniz-Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim e.V., Abteilung Bioverfahrenstechnik	GRL	Gärrückstandslager
AV	Arbeitsvolumen	GS	Grassilage
BGA	Biogasanlage	GTK	Geflügeltrockenkot
Bh	Betriebsstunden des BHKW	h	Stunde
BHKW	Blockheizkraftwerk	ha	Hektar
BMELV	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz	HAc	Essigsäureäquivalent
BMP I	Wissenschaftliches Messprogramm zur Bewertung von Biogasanlagen im landwirtschaftlichen Bereich (2005)	H ₂ SO ₄	Schwefelsäure
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	HTK	Hühnertrockenkot
B _{RoTR}	oTR-Raubelastung	ILT	Institut für Landtechnik an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)
CCM	Corn-Cob-Mix	K	Kaliumgehalt [g/kg]
CH ₄	Methan	Kart.	Kartoffeln
CO ₂	Kohlendioxid	KG	Körnergetreide
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf	KM	Körnermais
d	Tag	K ₂ O	Kaliumoxid als Düngemittel
DBFZ	Deutsches Biomasse Forschungszentrum gGmbH, Abteilung für Biogastechnologie	KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
DLG	Deutsche Landwirtschaftsgesellschaft e.V.	kW	Kilowatt
DWD	Deutscher Wetterdienst	KW	Kalenderwoche
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	KWK	Kraftwärmekopplung
EVU	Energieversorgungsunternehmen	LKS	Lieschkolbensilage
FAL	siehe vTI	MID	Magnetisch induktiver Durchflussmesser
FM	Frischmasse	MS	Maissilage
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.	MSR-Technik	Mess-Steuer-Regel-Technik
FOS	Flüchtige organische Säuren (als Summenparameter mittels Titration bestimmt)	MW	Megawatt
GFM	Geflügelfestmist	NF-Anlage	Nassfermentationsanlage: Biogasanlage, die aufgrund ihres geringeren TR-Gehalts in der Substratmischung nicht den Technologiebonus gemäß EEG 2004 für Trockenfermentation erhält
GGPS	Getreide Ganzpflanzensilage	NaOH	Natronlauge
		NaWaRo(s)	nachwachsende(r) Rohstoff(e); NaWaRo-Anlage: Biogasanlage mit ausschließlicher Verwertung von nachwachsenden Rohstoffen und Wirtschaftsdüngern in Mono- oder Kofermentation

Abkürzungsverzeichnis

N_{ges} -N	Kjeldahlstickstoff-Gehalt, entspricht Gesamtstickstoffgehalt [g/kg]	TF-Anlage	Trockenfermentationsanlage: Biogasanlage, die aufgrund ihres hohen TR-Gehalts in der Substratmischung den Technologiebonus gemäß EEG 2004 erhält
NH_4 -N	Ammoniumstickstoff-Gehalt [g/kg]	TMP-Rührwerk	Tauchmotor-Propeller-Rührwerk
NIRS	Nahinfrarotspektroskopie	TR	Trockenrückstandsgehalt [%FM]
Nm^3	auf 0 °C und 1013 mbar normierte Kubikmeter	UH	Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie, Universität Hohenheim
NO	Region Nordost – Bundesländer: Brandenburg, Berlin, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen	Vol-%	Volumen-Prozent
NW	Region Nordwest – Bundesländer: Bremen, Hamburg, Hessen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Saarland und Schleswig-Holstein	vTI	Johann Heinrich von Thünen-Institut, Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik (ehemals: FAL – Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft)
O_2	Sauerstoff	ZR	Zuckerrüben
oTR	organischer Trockenrückstandsgehalt [%FM]	η	Wirkungsgrad (elektrisch bzw. thermisch) bzw. Abbaugrad (oTR- bzw. CSB-)
P	Leistung		
P_2O_5	Phosphatdünger		
PO_4 -P	Orthophosphat-Phosphor-Gehalt [g/kg]		
R	Korrelationskoeffizient		
RFM	Rinderfestmist		
RG	Rindergülle		
RJ	Rinderjauche		
RV	Reaktorvolumen		
SBGPS	Sonnenblumen GPS		
SFM	Schweinefestmist		
SG	Schweinegülle		
SO	Region Südost – Bundesland: Bayern		
SuGras	Sudangras		
SW	Region Südwest – Bundesland: Baden-Württemberg		
t	Tonne		
TAC	Totales anorganisches Carbonat (Alkalinität)		

Einleitung



Die Nutzung erneuerbarer Energien als Alternative zur Energiegewinnung aus fossilen Brennstoffen ist ein wichtiger Beitrag zur Minderung von Treibhausgasemissionen. Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2004¹ hat dazu beigetragen, Anreize für einen verstärkten Ausbau der Nutzung regenerativer Energien zu schaffen. Dabei spielt die Energiegewinnung aus Biomasse und insbesondere die Biogaserzeugung eine entscheidende Rolle. Seit dem 01.08.2004 wird im Rahmen des Gesetzes ein Bonus für den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo) gewährt. Das Interesse an der Erzeugung von Biogas unter Nutzung von Energiepflanzen und anderen betriebseigenen Stoffen aus der landwirtschaftlichen Urproduktion hat daher sprunghaft zugenommen, sodass sehr viele Neuanlagen entstanden sind.

Im EEG 2004 wurde neben dem Bonus für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe, ein Technologie-Bonus für die Anwendung von Trockenvergärungsverfahren und den Einsatz innovativer Techniken zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingeführt. Gleichzeitig soll der KWK-Bonus den Einsatz neuer Nutzungstechniken für die Verwertung der anfallenden Wärme fördern.

Ziel des Biogas-Messprogramms war es daher, für eine repräsentative Anzahl reiner Biomasse-Biogasanlagen (NaWaRo-Anlagen) ein Untersuchungsprogramm durchzuführen, um die Leistung, Funktion und die Betriebszuverlässigkeit der unterschiedlichen Systeme sowie die Qualität der gewonnenen Produkte zu bewerten. Dazu wurden Anlagen erfasst, die sich in der Konzeption und Betriebsweise unterscheiden und mit verschiedenen NaWaRo als Mo-

novergärung oder in Mischung mit Wirtschaftsdünger betrieben werden. Innerhalb des Untersuchungsprogramms werden Betriebsweisen und der Entwicklungsstand von reinen Biomasse-Biogasanlagen aufgezeigt und technische, stoffliche sowie wirtschaftliche Fragen der energetischen Biomassenutzung anhand von Praxisdaten erklärt. Ergänzend werden die Ergebnisse im Hinblick auf die veränderten Rahmenbedingungen durch die Novellierung des EEG zum 01.01.2009² betrachtet.

Im vorliegenden Bericht werden zunächst die Ergebnisse der bundesweiten Erhebung an 413 Biogasanlagen vorgestellt. Diese Ergebnisse bilden die Grundlage für die Auswahl von 63 repräsentativen Biogasanlagen, von denen nur 61 in einer tabellarischen Übersicht mit den wesentlichen technischen Kenndaten zusammenfassend dargestellt sind, da zwei Biogasanlagen (BGA 46 und BGA 60) aufgrund technischer Probleme nicht genügend umfassend bewertet werden konnten.

Anschließend erfolgt eine detaillierte Beschreibung 10 beispielhaft ausgewählter Anlagen. Aufbauend auf dieser Datenbasis erfolgt eine Darstellung der Ergebnisse aus der Bewertung der 61 Biogasanlagen. Dabei werden die Anlagen bezüglich Verfahrenstechnik, Betriebscharakteristik und Wirtschaftlichkeit bewertet.

Auf der beigefügten CD-ROM finden sich eine Darstellung aller untersuchten Biogasanlagen in Form eines Verfahrensfleißbildes, einer Tabelle mit den verfahrenstechnischen Kennzahlen und einer Tabelle zur Wirtschaftlichkeit, sowie die Stoffcharakteristika der Substrate, Substratmischungen und des Fermentermaterials.



Ziele des Projektes und methodische Vorgehensweise

2.1 Auswahl der Anlagen

Die Datenerfassung wurde im Oktober 2005 mit der Versendung eines Fragebogens zu technischen und substratbezogenen Rahmendaten an 962 Biogasanlagenbetreiber begonnen, von denen 413 in die Auswertung einbezogen wurden. Erfasst wurden ausschließlich Anlagen, die den sog. NaWaRo-Bonus erhalten und deren Inbetriebnahme nach dem 01.01.2004 erfolgte.

Bei der Auswertung der Fragebögen stand im Vordergrund, die regional sehr verschiedenen Daten zusammenzufassen, um ein für die Bundesrepublik Deutschland repräsentatives Bild zu bekommen.

Die Auswahl von 63 Anlagen für die jeweils einjährige Evaluierung erfolgte nach technologischen und stofflichen Kriterien, unter besonderer Berücksichtigung der Häufigkeit, mit der die verschiedenen Anlagensysteme in der Praxis Anwendung finden. Neben diesen Kriterien wurde darauf Wert gelegt, dass die Betreiber eine gute Kooperationsbereitschaft zeigten und eine grundlegende messtechnische Ausstattung vorhanden war.

Bei den Biogasanlagen mit der Nummer 46 und 60 konnte aufgrund von technischen Problemen keine Evaluierung durchgeführt werden, sodass sich die Zahl der evaluierten Anlagen auf 61 reduzierte.

2.2 Datenerfassung und Auswertung

Die Datenaufnahme erfolgte unterteilt in zwei Messkampagnen, sodass jeweils ca. 30 Anlagen gleichzeitig erfasst werden konnten. Messkampagne 1 wurde von März 2006 bis März 2007 und Messkampagne 2 von April 2007 bis April 2008 durchgeführt. Der einjährige Evaluierungszeitraum wurde gewählt, um einen kompletten Zyklus einer Biogasanlage zu erfassen.

2.2.1 Parameter zur stofflichen und energetischen Bewertung

Durchgeführt wurde eine monatliche Beprobung der Eingangssubstrate und der Inhalte von Fermenter und Gärrückstandslager. Bei jedem der monatlichen Besuche wurden neben der Substrat- und Reaktorbeprobung folgende Messungen durchgeführt:

- pH-Wert der Reaktoren
- Gastemperatur vor dem/den BHKW
- Gaszusammensetzung (falls nicht über Betriebswochenspiegel abgedeckt)
- Kontrolle der betrieblichen Gasanalyse.

Zudem wurden mittels Daten vom Deutschen Wetterdienst (DWD) die Umgebungstemperatur und der Umgebungsluftdruck in wöchentlicher Auflösung dokumentiert.

Von den Fermenterproben wurden folgende Parameter analysiert:

- Trockenrückstands- (TR), organischer Trockenrückstandsgehalt (oTR)
- FOS/TAC-Wert
- Ammoniumstickstoff- ($\text{NH}_4\text{-N}$), Gesamtstickstoffgehalt ($\text{N}_{\text{ges}}\text{-N}$)
- Phosphor- ($\text{PO}_4\text{-P}$), Kaliumgehalt (K) (letzte Stufe und Gärrückstandslager)
- Chemischer Sauerstoffbedarf (CSB)
- Säurespektrum (ab Essigsäureäquivalent organische Säuren von 2000 mg/l).

Diese Analysen wurden mit Ausnahme des FOS/TAC-Wertes und des Kaliumgehaltes ebenfalls von den Inputstoffen durchgeführt.

Zur Datendokumentation zwischen den Besuchen auf den Anlagen wurde den Anlagenbetreibern ein Betriebstagebuch an die Hand gegeben, in dem sie entsprechend der vorhandenen Messtechnik die folgenden Parameter in täglicher bzw. wöchentlicher Auflösung notieren mussten:

- Gasqualität, Gastemperatur
- Zählerstände von: Stromproduktion, Gasverbrauch, Wärmemenge, Betriebsstundenzähler der BHKW
- Input-Mengen der Substrate
- Arbeitsaufwand für Routinearbeiten
- Aufgetretene Störungen und Stundenbedarf zu deren Beseitigung.

Die dokumentierten bzw. analysierten Daten wurden in eine Datenbank eingepflegt, über welche alle zentralen Auswerteparameter errechnet werden konnten. Darüber hinaus wurde für jede Anlage ein Datenblatt erstellt, in dem die wichtigsten Rahmen-daten, Eingangs- und Auswertegrößen einer Biogasanlage zusammengestellt sind (vgl. Datenblätter zur Beschreibung der Biogasanlagen in Kap. 5.1 bis 5.10). Da in diesem Datenblatt der Mittelwert einer berechneten Größe dargestellt wird, kann es sein, dass sich dieser Mittelwert nicht aus den Mittelwerten der Ausgangsgrößen errechnen lässt. Dies ist immer dann der Fall, wenn die Ausgangsgrößen nicht über den gesamten Untersuchungszeitraum erfasst werden konnten (verzögerter Einbau von Gaszähler, Defekt eines Messgeräts, etc.). Der Zielparameter wurde dementsprechend nur für den Zeitraum berechnet, in dem alle Ausgangswerte vorlagen.

2.2.2 Berechnung der Leistungsparameter

Die wöchentlich über Zählerstände erfassten Daten wurden entsprechend des Ableszeitpunktes auf die Zeitspanne von einer Woche (168 h) umgerechnet. Dies war erforderlich, um den Substratmengen, die immer für sieben Tage notiert wurden, die entsprechenden produzierten Energiemengen oder den Zündölverbrauch gegenüberzustellen. Bei durchschnittlich 52 Wochen im Jahr entspricht die maximal mögliche Anzahl an BHKW-Betriebsstunden 8.736 Stunden.

Des Weiteren wurden die Biogasmengen auf Normbedingungen umgerechnet (0 °C und 1.013 mbar), um Gastemperatur-, Luftdruckschwankungen und Höhenunterschiede auszugleichen. Zu diesem Zwecke wurden mit Hilfe des Deutschen Wetterdienstes Luftdruck und Temperatur von benachbarten Wetterstationen der Biogasanlagen eingesetzt.

Aus der normierten Biogasmenge und dem Methangehalt wurde die wöchentliche Methanproduktion errechnet, die als Grundlage zur Berechnung des Energieinhalts des Biogases diente. Aus der Methanproduktion und den umgesetzten Substratmengen wurden die Methanausbeuten bezogen auf 1 t

zugegebenen Substrats, CSB und oTR berechnet. Die Ausbeuten geben einen Hinweis auf die Substratqualität in Bezug auf den anaeroben Abbau und sind ein guter Parameter zum Vergleich der Biogasanlagen. Zu beachten ist dabei, dass die Ausbeuten bezogen auf oTR und CSB immer den Fehler der Probenahme und zudem noch Analysenfehler beinhalten können. Die Grundlage für die Bestimmung der Gasausbeuten ist außerdem eine korrekte Gasmengenerfassung.

Der BHKW-Wirkungsgrad wurde über den prozentualen Anteil der produzierten an der zugeführten Energie ermittelt. Voraussetzung für die Bestimmung war hier ebenfalls eine korrekte Gasmengenerfassung und Gasanalytik sowie Bestimmung der Gastemperaturen und Umgebungsdrücke. Es erfolgte keine Bestimmung gemäß DIN 6280. Der Wirkungsgrad kann demnach von dem nach der DIN-Vorschrift ermittelten Wirkungsgrad abweichen.

Die Zugabe der einzelnen Substrate wurde je nach Möglichkeit entweder in Kubikmetern oder Tonnen dokumentiert. Es hat sich herausgestellt, dass unabhängig von den Substraten die Dichte des Reaktormaterials immer mit 1 t/m³ angenommen werden kann (Fehler max. 4 %). Da viele Substrate bei der Zugabe jedoch nicht die Dichte 1 t/m³ haben, musste ihre sog. Lagerungsdichte für den Fall gemessen werden, dass die Zugabemengen in Kubikmetern notiert wurden (z. B. über Rad- oder Frontladerschaufel). So konnten die Zugabemengen in Tonnen umgerechnet werden, was zur Berechnung von Frachten der Inhaltsstoffe (CSB, oTR, TR, etc.) notwendig war.

Die Hydraulische Verweilzeit wird für die einzelnen Stufen inklusive der zurückgeführten Mengen dargestellt. Bei mehrstufigen Anlagen wurde außerdem eine Verweilzeit für das Gesamtsystem aus den zugegebenen Substratmengen und den Arbeitsvolumina der Anlagen berechnet. Um die Vergleichbarkeit zwischen den Anlagen gewährleisten zu können, wurde bei der Berechnung der Gesamtverweilzeit der Massenverlust nicht einbezogen. Dies ist notwendig, da es bei einigen Anlagen immer wieder zum Ausfall der Gasanalysetechnik (Volumen und Zusammensetzung) kam, sodass der Massenverlust nicht berechnet werden konnte.

Die Raumbelastung der Biogasanlagen wird sowohl als Substratraumbelastung ($B_{\text{RoTR}} \text{ Substrat}$) als auch als Gesamtraumbelastung ($B_{\text{RoTR}} \text{ gesamt}$) inklusive rezirkulierten Mengen dargestellt (vgl. Datenblätter der Biogasanlagen in Kap. 5.1 bis 5.10). Für mehrstufige Anlagen wurde außerdem eine Raumbelastung für das Substrat im Gesamtsystem ermittelt. Daraus ergeben sich für Anlagen, die sehr große Mengen Material zurückführen, hohe Gesamtraum-



belastungen in den einzelnen Stufen, aber geringe Substratraumbelastungen bezogen auf das Gesamtsystem.

2.2.3 Restgaspotenzial

Sehr viele Anlagen besitzen ein offenes Gärückstandslager, aus dem fast ungehindert Gas emittiert. Dies ist vor allem in Bezug auf Methan nicht wünschenswert, da dies ein stark klimawirksames Spurengas darstellt. Das Auffangen dieses Restgases durch gasdichte Abdeckung der Gärückstandslager und die anschließende Nutzung würde somit neben zusätzlichen Stromerlösen und CO₂-Einsparung auch eine Verminderung von Methanemissionen bedeuten. Insbesondere bei räumlicher Nähe der Biogasanlage zu Wohngebäuden kann eine Abdeckung des Gärückstandslagers zudem die Akzeptanz der Biogastechnologie fördern, da Geruchs- und Ammoniakemissionen vermieden werden.

Um das vorhandene Restgaspotenzial abschätzen zu können, wurden diskontinuierliche Gärversuche mit dem Material aus dem Ablauf der letzten Stufe durchgeführt. Diese wurden sowohl bei 37 °C als auch bei 20–22 °C angesetzt und mindestens 60 Tage so lange inkubiert, bis die Gasproduktion deutlich zurückgegangen war. Das produzierte Biogas wurde aufgefangen und die Menge und Zusammensetzung bestimmt (Ergebnisse in Kap. 6.2.7.)

2.2.4 Ökonomische Daten

Zum Abschluss der Evaluierung wurden die ökonomischen Daten der Biogasanlagen aufgenommen. Dazu zählen neben den Investitionskosten für die Anlage, welche in Form der Abschreibungen in die

Fixkosten einfließen, die laufenden Betriebskosten (Verbrauchsmaterial, Personal, Ersatzteile für Reparaturen, Anbau und Aufbereitung der nachwachsenden Rohstoffe, Eigenstrombedarf, etc.), andere Fixkosten wie Kreditzinsen und Versicherung und die Einnahmen aus Stromverkauf, ggf. Wärmeverkauf, Heizmitteleinsparungen, Düngewert und Gärrestverkauf.

Die Datenaufnahme für die ökonomische Bewertung erfolgte anhand eines Aufnahmebogens, der von den Betreibern ausgefüllt wurde.

Zur Darstellung der Wirtschaftlichkeit wurde als Grundlage die Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen der DLG³ herangezogen und damit auf Basis der erhobenen Daten für jede Anlage ein ökonomisches Datenblatt mit den wichtigsten Auswerteparametern zusammengestellt. Das Datenblatt ist unterteilt in Investitionen, jährliche Leistungen und jährliche Kosten (Anlagenkosten, Gebäude- und Grundstückskosten, Betriebskosten, Direktkosten). Daraus wird ein „Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis“ bestimmt, was sich aus den jährlichen Leistungen abzüglich der jährlichen Kosten zusammensetzt (vgl. ökonomische Datenblätter in Kap. 5.1 bis 5.10). Die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung werden in Kapitel 6.3 dargestellt.

2.2.5 Ökologische Aspekte

Anhand eines Fragebogens, der parallel zum Ökonomie-Fragebogen dem Betreiber vorgelegt wurde, erfolgte die Erfassung von Daten über den landwirtschaftlichen Betrieb vor und nach der Errichtung der Biogasanlage. Damit sollten unter anderem Veränderungen beim Ackerbau, im Betriebsmitteleinsatz und das Fahrtenaufkommen zum Einbringen von NaWaRos bzw. Ausbringen von Gärresten ermittelt werden (vgl. Kap. 6.4).

Ergebnisse der bundesweiten Datenerhebung



Die Ergebnisse aus der bundesweiten Datenerhebung basieren auf der Aufnahme von Anlagendimensionierung und -techniken sowie Angaben zur Betriebsweise von 413 Biogasanlagen. Diese vermitteln ein umfassendes Bild zum Stand der Biogaserzeugung in Deutschland und stellen gleichzeitig die Grundlage für eine Auswahl von repräsentativen Biogasanlagen für die detaillierte Anlagenbewertung dar (vgl. Kap. 4.1).

3.1 Substrateinsatz

Die Wirtschaftlichkeit der Verwertung von nachwachsenden Rohstoffen ist mit dem NaWaRo-Bonus des EEG 2004 sprunghaft gestiegen, mit der Folge, dass bei Biogasanlagen ohne Abfallverwertung der

NaWaRo-Anteil an der Substratmischung bereits einen Massenanteil von 63 % ausmacht (Abbildung 3-1). Dabei dominiert Maissilage mit 48 % FM an der Gesamtsubstratmischung gefolgt von Getreide GPS mit 6 %. Maissilage kommt bei über 94 % der Biogasanlagen zum Einsatz (Abbildung 3-2). Bei den Wirtschaftsdüngern spielt Rindergülle mit einer Einsatzhäufigkeit von fast 60 % und einem Massenanteil von 24 % an der Gesamtsubstratmischung die größte Rolle.

Die Häufigkeitsverteilung des Wirtschaftsdüngeranteils in Abbildung 3-3 (rechts) zeigt sehr deutlich die Unterschiede in der Betriebsweise. Anlagen, die keine Wirtschaftsdünger einsetzen sind überwiegend Anlagen, die den Technologie-Bonus für Trockenfermentation erhalten. Demgegenüber zeigt sich eine normale Verteilung der Nassfermentati-

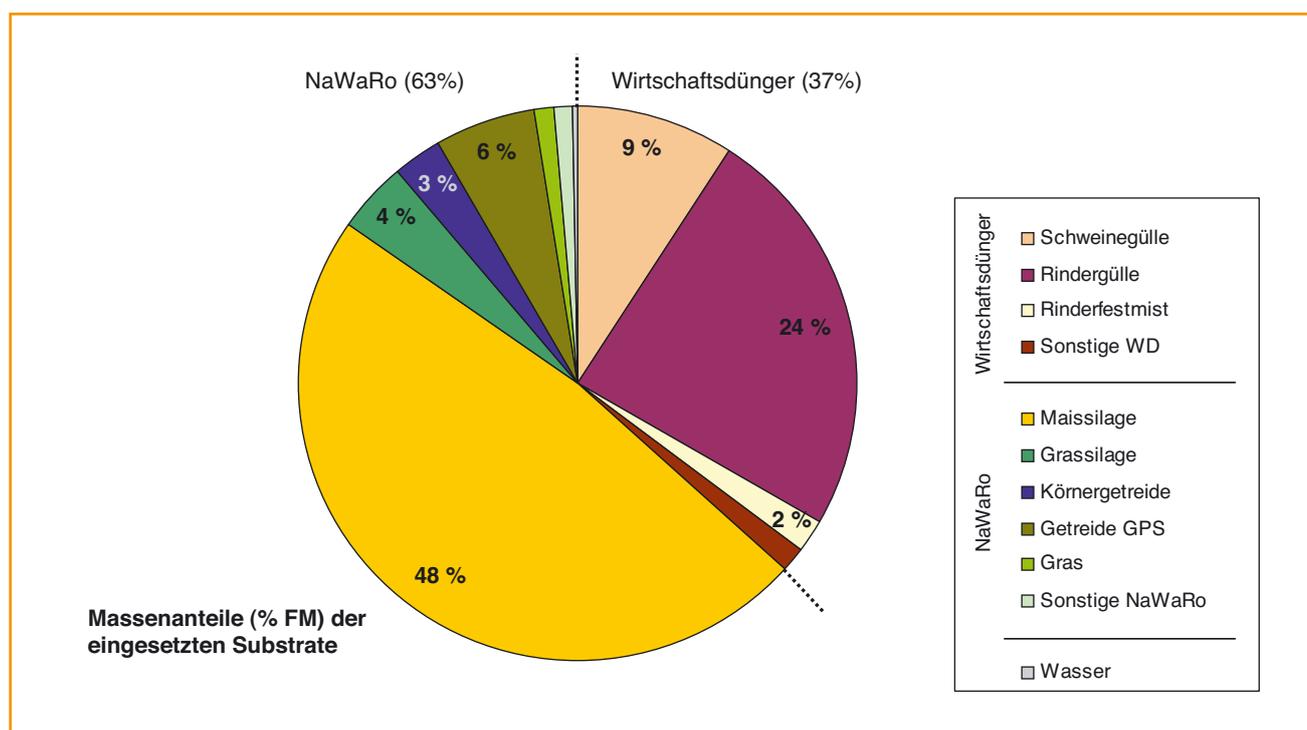


Abb. 3-1: Mittlere Massenanteile der Substrate in % FM an der gesamten eingesetzten Substratmenge aller bundesweit erfassten Biogasanlagen

Ergebnisse der bundesweiten Datenerhebung

onsanlagen mit Wirtschaftsdüngeranteilen von bis zu 100 %. Allerdings fallen hierunter auch Trockenfermentationsanlagen, die in der Regel geringe Mengen Festmist einsetzen.

Die zur Vergärung jährlich eingesetzten Substratmengen liegen zwischen 1.000 und 24.500 m³/a

und geben damit das breite Spektrum der Anlagengrößen wieder (Abbildung 3-3, links). Sehr große Substratmengen von über 15.000 m³/a werden von Anlagen mit hohen Gülleanteilen erreicht.

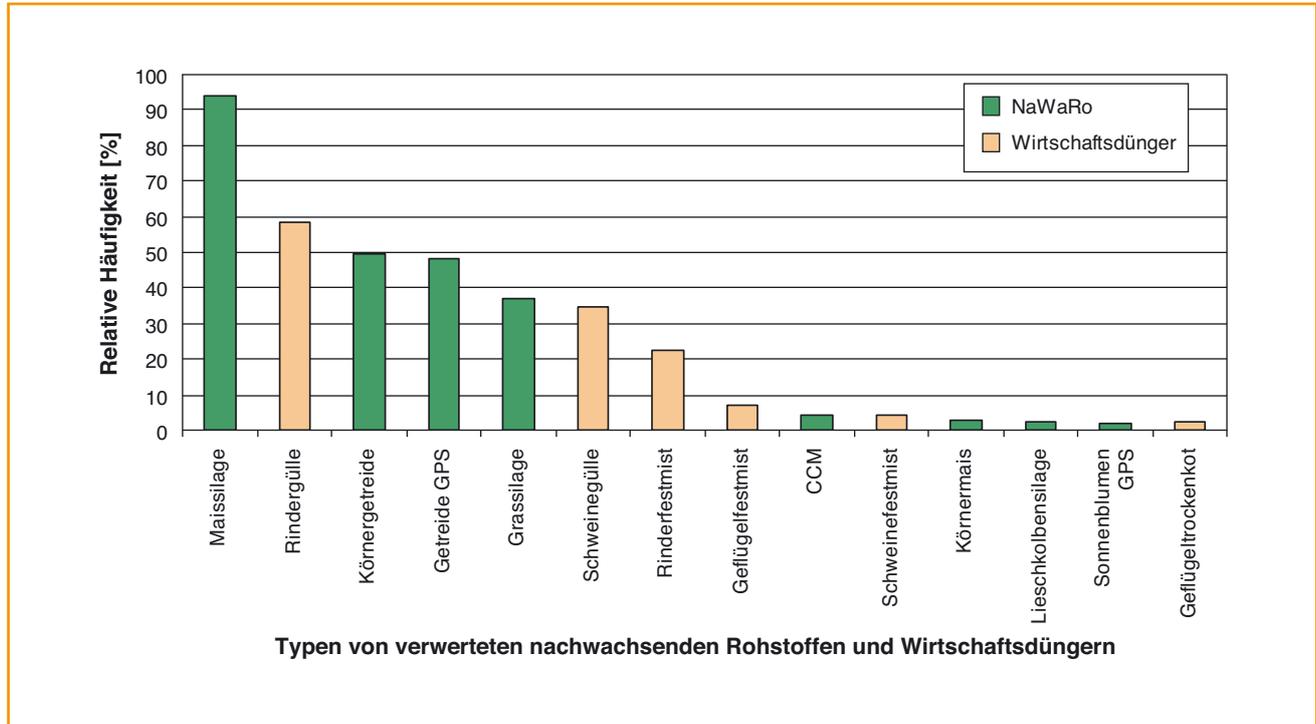


Abb. 3-2: Relative Einsatzhäufigkeit der verwerteten nachwachsenden Rohstoffe und Wirtschaftsdünger bei den bundesweit erfassten Biogasanlagen

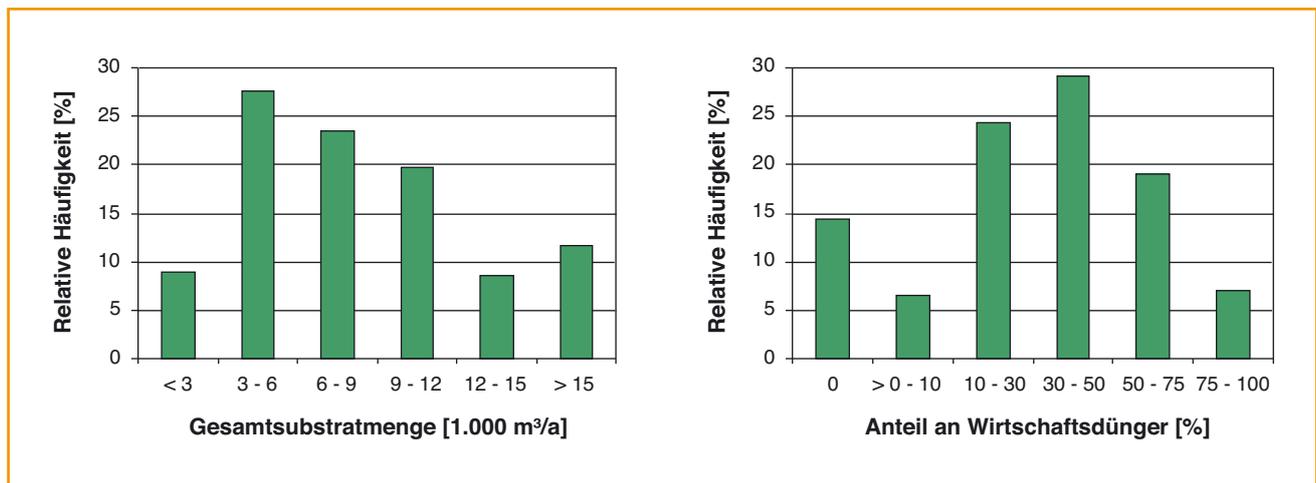


Abb. 3-3: Relative Häufigkeitsverteilung der bundesweit erfassten Biogasanlagen in Bezug auf die eingesetzten Substratmengen pro Jahr [1.000 m³/a] (links) und dem Anteil an Wirtschaftsdünger an der Substratmischung (rechts)

3.2 Betriebsweise

3.2.1 Prozessführung

Die Novellierung des EEG 2004 gewährt einen Technologie-Bonus für den Einsatz von besonders trockenmassereichen Substraten. Aufgrund dessen wird eine Unterteilung in Trocken- und Nassfermentationsanlagen unternommen (Abbildung 3-4, links). Als Trockenfermentationsanlagen werden 12 % der Anlagen betrieben. Hierzu gehören auch diskontinuierlich betriebene Anlagen, die mit so genannten Boxen- oder Garagenfermentern ausgestattet sind und ausschließlich mit sehr trockenmassereichen, stapelbaren Substraten beschickt werden. Die Garagenfermenter werden regelmäßig neu befüllt und die Biomasse während der Vergärung gleichmäßig mit Perkolat berieselt. Nach einer Verweilzeit von ca. 25 Tagen wird das vergorene Material herausgefahren und durch frisches Material ersetzt (vgl. hierzu Kap. 5.10

und 6.2.10). In Anlehnung an die Bonus-Gestaltung des EEG wurden neue Anlagentechniken für den Einsatz besonders trockenmassereicher Substrate entwickelt. Die liegenden Reaktorsysteme (2%), die teilweise in Kombination mit stehenden Fermentern (4%) betrieben werden, nutzen das Prinzip des Pfropfenstroms, als neue Technologie zur Vergärung von überwiegend nachwachsenden Rohstoffen (Abbildung 3-4). Nach wie vor werden aber über 90 % der Anlagen mit stehenden Fermentern betrieben.

Bei den bundesweit erfassten Biogasanlagen dominiert der mehrstufige Anlagenbetrieb (Abbildung 3-5, links). Einstufig, das heißt mit nur einem beheizten Fermenter, werden nur knapp 30% der Anlagen geführt.

62 % der Anlagen sind mit einem Fermenter und einem so genannten Nachgärer ausgestattet und werden damit zweistufig geführt. Ein drei- oder sogar vierstufiger Anlagenbetrieb kommt nur bei 8% der Anlagen zum Einsatz.

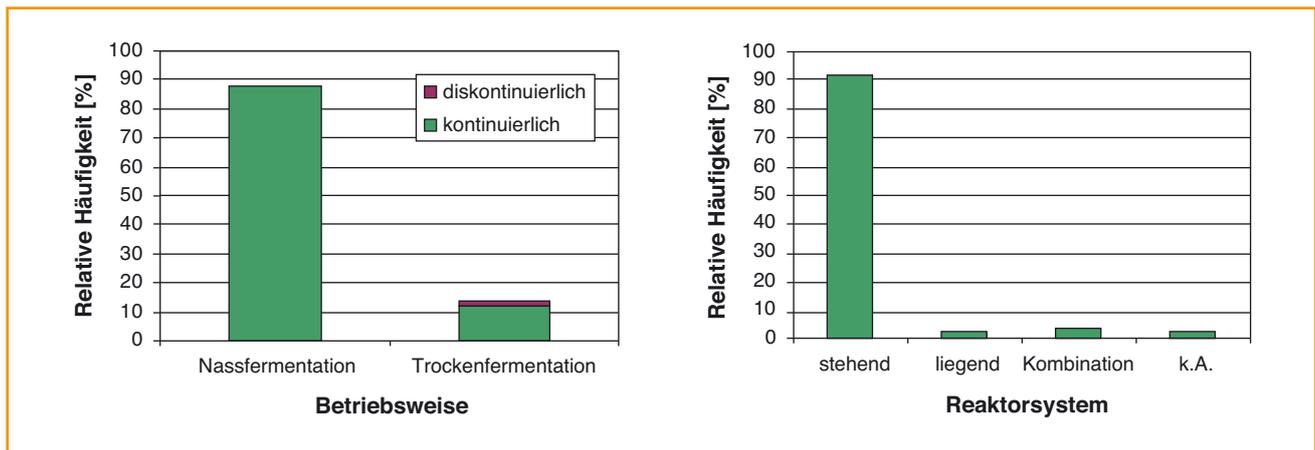


Abb. 3-4: Relative Häufigkeitsverteilung der bundesweit erfassten Biogasanlagen in Bezug auf die gewählte Prozessführung (Nass- bzw. Trockenfermentation) differenziert für kontinuierlich und diskontinuierlich betriebene Anlagen (links) sowie das Reaktorsystem (rechts)

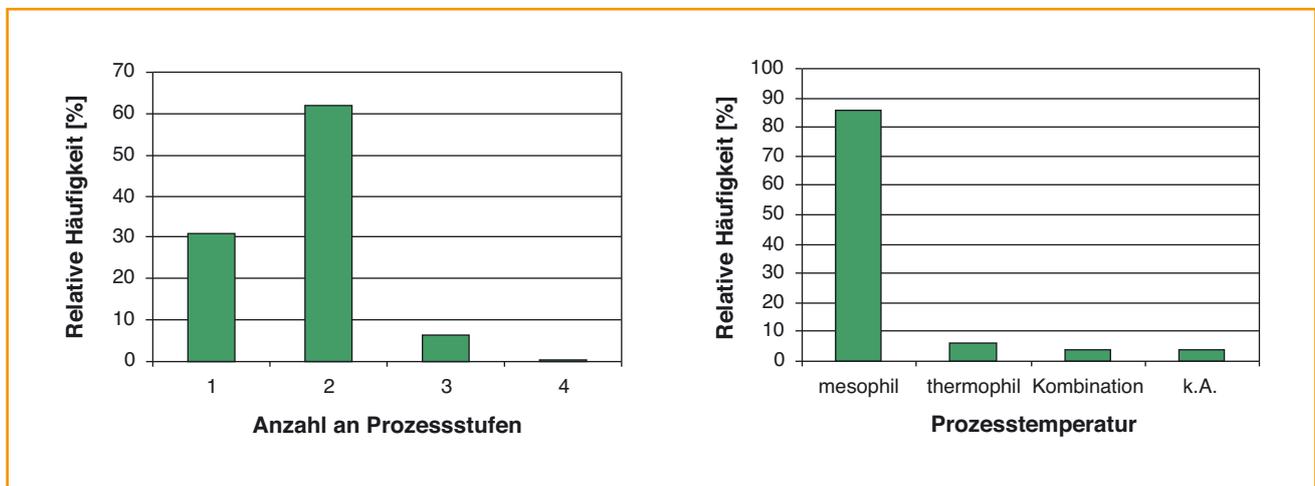


Abb. 3-5: Relative Häufigkeitsverteilung der bundesweit erfassten Biogasanlagen in Bezug auf die Anzahl der Prozessstufen (links) und gewählten Temperaturbedingungen in den Fermentern (rechts)

3.2.2 Prozesstemperatur

Die Anlagen werden zu 86 % im mesophilen Temperaturbereich mit Temperaturen zwischen 37 und 43 °C (vgl. Kap. 6.1.1) betrieben (Abbildung 3-5, rechts). Thermophile Bedingungen werden nur von 6 % der Anlagen eingestellt. Weitere 4 % betreiben eine Kombination aus thermophiler Vergärung in der 1. Stufe und mesophiler Vergärung in der 2. Stufe.

3.3 Anlagengröße

3.3.1 Fermentervolumen

Das Fermentervolumen (Abbildung 3-6, links) der bundesweit erfassten Biogasanlagen beträgt im Durchschnitt ca. 3.000 m³. Je nach Anlagendimensionierung variiert die Anlagengröße von 350 bis hin zu 9.200 m³ Fermentervolumen, mit mehrheitlich (26 %) zwischen 2.000 und 3.000 m³. 42 % aller Anlagen weisen ein Fermentervolumen von über 3.000 m³ auf, sodass eine Tendenz hin zu größeren Anlagen deutlich wird. Die Fermentergröße richtet sich nach der Menge der zu vergärenden Substrate, kann sich aber auch bei Anlagen mit gleichen Substratmengen, durch die Wahl der Anlagentechnik und Prozessführung stark unterscheiden.

3.3.2 Installierte elektrische Leistung

Korrespondierend zum Fermentervolumen dominieren bei der installierten elektrischen Leistung ebenfalls die kleineren Biogasanlagen. 34 % der bundesweit erfassten Anlagen liegen im Leistungsbe- reich von 250 kW_{el} (Abbildung 3-6, rechts). Mit einer

Leistung von über 500 kW_{el} werden nur 12 % der Anlagen betrieben, wohingegen bereits 25 % eine Leistung von 500 kW_{el} installiert haben.

3.4 Anlagentechnik

3.4.1 Substratzugabe

Durch die Einführung des NaWaRo-Bonus mit der Novellierung des EEG 2004 haben sich die Substratmischungen stark verändert. Der Anteil von NaWaRo liegt im Durchschnitt bei 63 % FM (Abbildung 3-1). Dementsprechend hat sich die Anlagentechnik für die Zugabe der Feststoffe in den Fermentern stark weiterentwickelt. 84 % der bundesweit erfassten Anlagen nutzen Feststoffeintragssysteme mit einem Schneckensystem zur Förderung in den Fermenter (Abbildung 3-7). Zusätzliche 3 % bringen die Feststoffe über einen Presskolben in den Fermenter ein. 9 % der Anlagen geben die Feststoffe mittels Dosiereinrichtung oder Radlader zunächst in eine Vorgrube, wo sie mit flüssigem Substrat vermischt und anschließend in den Fermenter gepumpt werden. Die Zufuhr über eine Vorgrube wird oft bei Gülle beton- ten Systemen eingesetzt, da die Pumpfähigkeit der Substratmischung so gewährleistet wird. Der Einspülschacht hat aufgrund der Probleme mit Geruchsemissionen an Bedeutung verloren und findet noch lediglich bei 2 % der Anlagen Anwendung. Eine direkte Beschickung mittels Radlader findet ausschließlich bei den diskontinuierlich betriebenen Boxen- oder Garagenfermentern statt.

Die Häufigkeit der Substratzufuhr spielt für die gleichmäßige Versorgung der Mikroorganismen mit Substrat eine entscheidende Rolle. Die Zugabeinter- valle für Feststoffeinbringung und Güllezufuhr un-

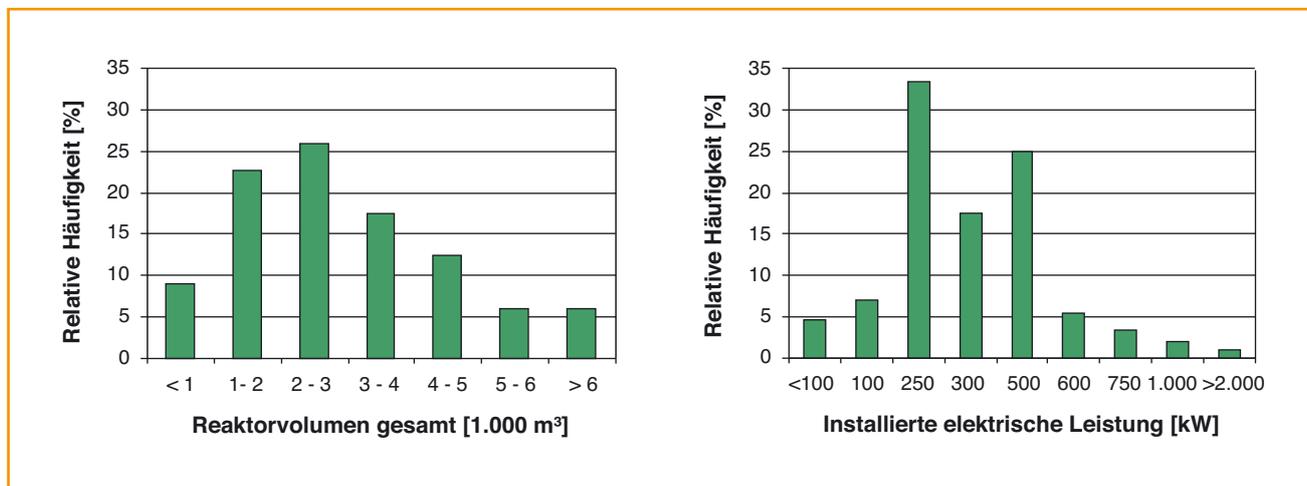


Abb. 3-6: Relative Häufigkeitsverteilung der bundesweit erfassten Biogasanlagen in Bezug auf das Reaktorvolumen (links) und die installierte elektrische Leistung (rechts)

terscheiden sich deutlich (Abbildung 3-8). Im Durchschnitt werden die Feststoffe 20-mal pro Tag in den Fermenter transportiert, während die Gülle durch-

schnittlich nur ca. 6-mal am Tag in den Fermenter gepumpt wird. Sehr häufig geschieht dies auch nur 1–3-mal pro Tag.

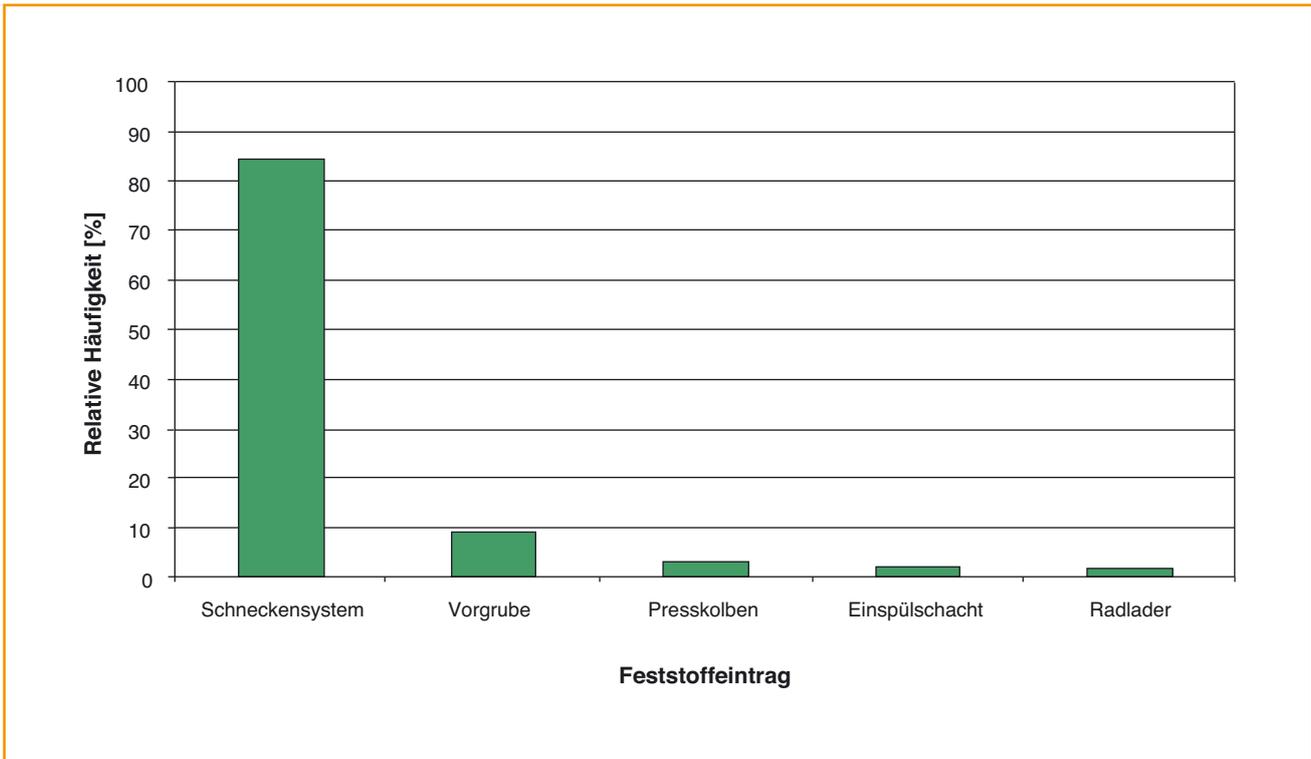


Abb. 3-7: Relative Häufigkeitsverteilung der Feststoffeintragssysteme, einige Anlagen geben die Feststoffe zunächst in eine Vorgrube, wo sie mit flüssigen Substraten gemischt und anschließend in den Fermenter gepumpt werden. Jeder Wert ist bezogen auf die Anzahl aller Anlagen

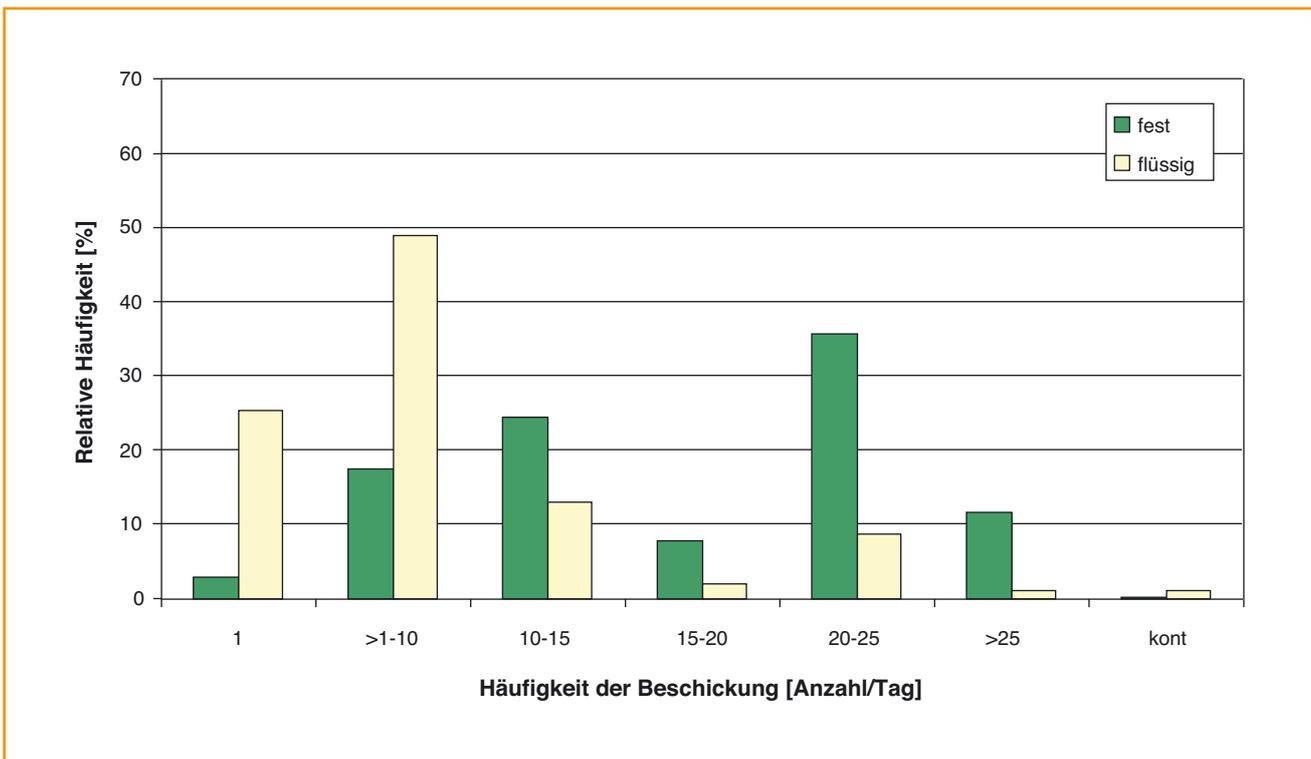


Abb. 3-8: Relative Häufigkeitsverteilung der Substratbeschickung von Feststoffen und Gülle



3.4.2 Rührsysteme

Zur Durchmischung des Fermentermaterials kommen überwiegend (47%, Abbildung 3-9) schnell laufende Tauchmotorrührwerke zum Einsatz. Allerdings hat sich im Zuge der Änderung der Substratmischungen mit höheren NaWaRo-Anteilen und damit hohen TR-Gehalten auch der Anspruch an die Rühr-

technik verändert. Im zunehmenden Maße werden Langsamläufer, wie z. B. Langachs- (12,9%), Paddel- (7,4%), Zentral- (6,0%) und Haspelrührwerke (0,8%) eingesetzt. Bei 16% der Anlagen findet auch eine Kombination von Langsamläufern mit Tauchmotorrührwerken Anwendung. Eine Ausnahme bilden die diskontinuierlich betriebenen Garagenanlagen, die keine Rührwerkstechnik benötigen (vgl. 5.10).

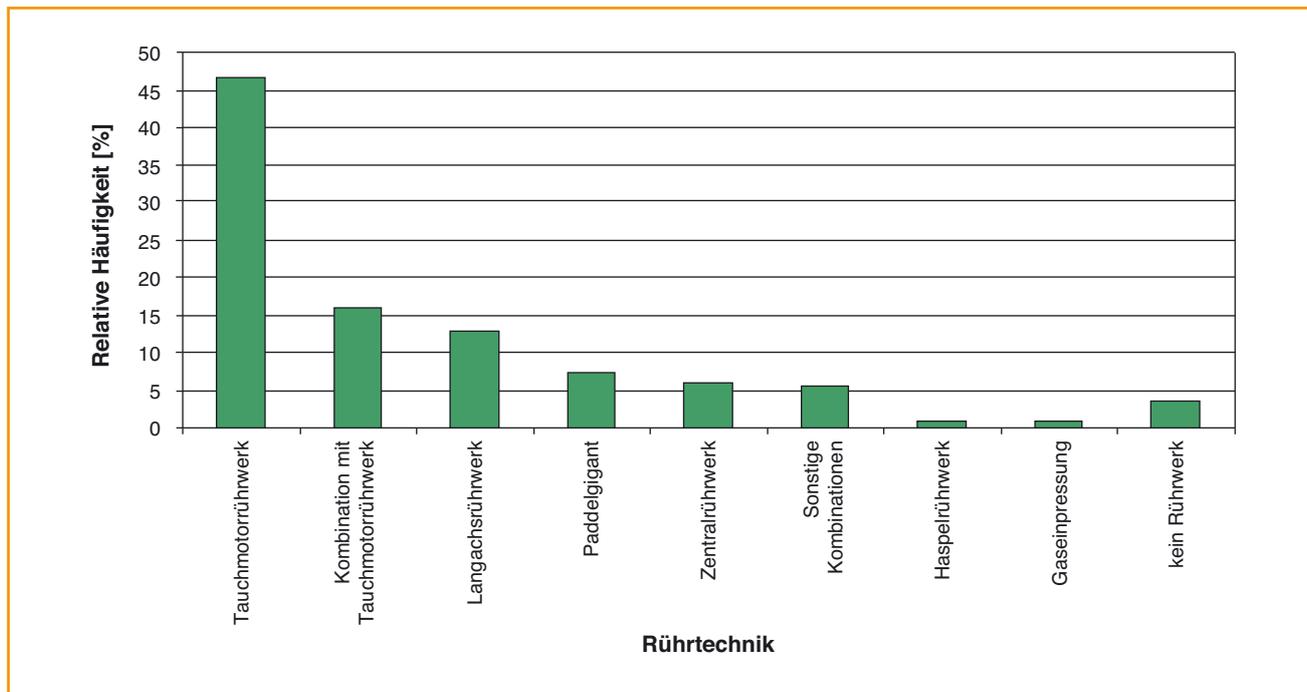


Abb. 3-9: Relative Häufigkeitsverteilung der eingesetzten Rührtechnik

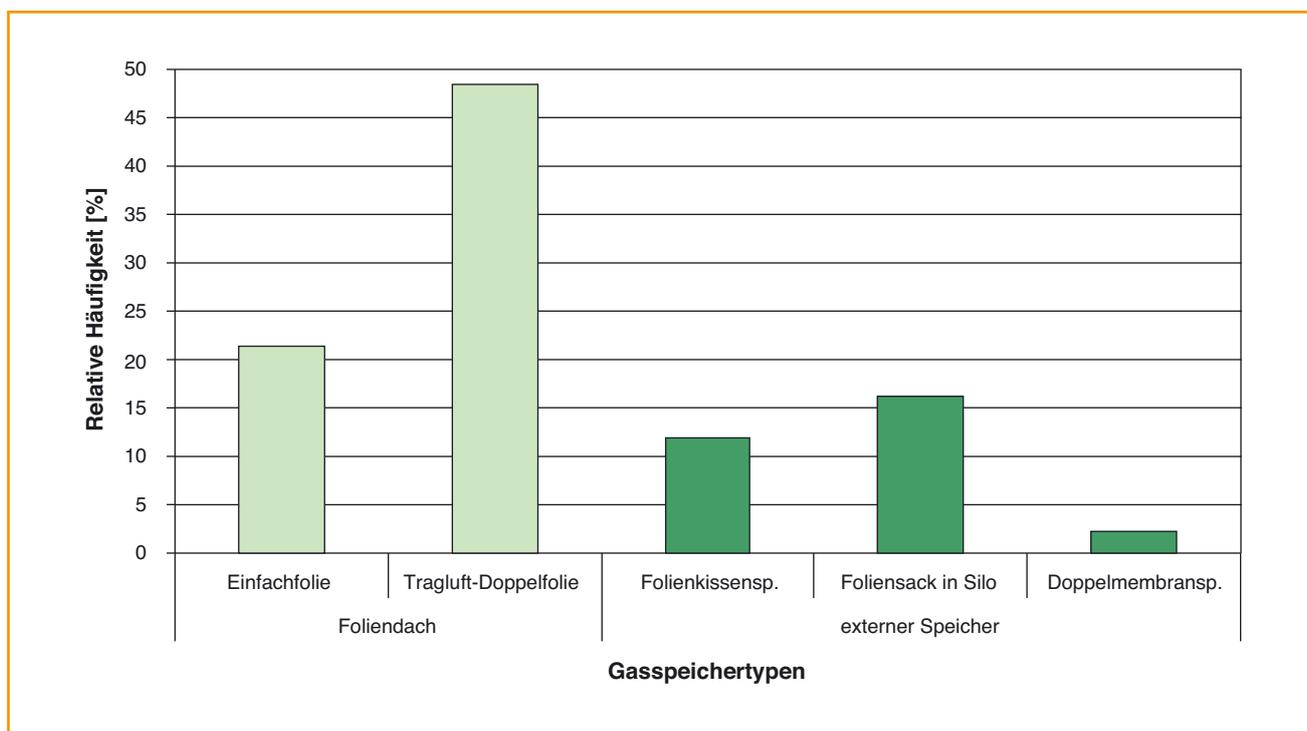


Abb. 3-10: Relative Häufigkeitsverteilung der bundesweit erfassten Biogasanlagen in Bezug auf die Gasspeichertypen, die Kombination unterschiedlicher Typen ist möglich

3.4.3 Gasspeicherung

Die Gasspeicherung erfolgt bei den bundesweit erfassten Biogasanlagen zu 70 % im Kopfraum der Fermenter und Gärückstandslager unter Folien-dächern. 30 % der Anlagen haben einen externen Gasspeicher installiert. Die Speicherung im Fermenterkopfraum ist überwiegend (49 % der Anlagen) als Tragluft-Doppelfolien ausgeführt (Abbildung 3-10). Einfachfolien werden bei 21 % der Anlagen eingesetzt. Zusätzlich gibt es Anlagen, die sowohl Einfachfolien als auch Doppelfolien als Gasspeicher auf unterschiedlichen Behältern nutzen.

Neben der Gasspeicherung für eine vollständige Verwertung des Biogases spielt die Abdeckung der Gärrestlager auch zur Vermeidung von Emissionen eine wichtige Rolle.

69 % der bundesweit erfassten Anlagen besitzen kein gasdicht abgedecktes Gärückstandslager, sodass in größeren Mengen Restgas entweichen kann. Dementsprechend haben nur 31 % der Anlagen ein gasdicht abgedecktes Gärückstandslager. Bezieht man die Zahlen auf die Anzahl ein- und mehrstufiger Anlagen, so haben 76 % der einstufigen und 62 % der mehrstufigen Anlagen kein gasdichtes Gärückstandslager (Abbildung 6-42). Insbesondere einstufige Anlagen mit wesentlich geringeren Verweilzeiten als mehrstufige Anlagen (vgl. Kap. 6.2.4 und 6.2.7) sollten für eine effektive Substratausnutzung eine gasdichte Abdeckung in Erwägung ziehen, so-

dass das im Gärrestlager produzierte Biogas nicht ungenutzt bleibt.

3.4.4 Gasverwertung

Das produzierte Biogas wird bei den erfassten Anlagen ausschließlich in Blockheizkraftwerken (BHKW) zu Strom und Wärme verwertet. Nur ca. 2 % aller Anlagen setzen zusätzlich Heizkessel oder andere Techniken zur Energieerzeugung ein. Entsprechend der Tendenz zu größeren Anlagen mit Leistungen von über 500 kW_{el} (vgl. Kap. 3.3.2), werden überwiegend (57 %) Gasmotoren eingesetzt (Abbildung 3-12). Aber auch die Unabhängigkeit vom Einsatz von Zündöl beeinflusst die Entscheidung für Gasmotoren selbst in niedrigen Leistungsklassen. Allerdings spielt bei der Auswahl der Motoren auch der Wirkungsgrad eine entscheidende Rolle, sodass Zündstrahlmotoren eher bevorzugt werden (vgl. Kap. 6.2.8.2).

Die Anzahl der BHKW zur Erbringung der geplanten Leistung ist sehr unterschiedlich. Bei 64 % der Anlagen wird die Strom- und Wärmeproduktion durch ein BHKW gewährleistet. Die Entscheidung für zwei oder drei BHKW wird dadurch motiviert, dass so ein flexibler Anlagenbetrieb möglich wird. Es besteht die Möglichkeit ein BHKW zum Abfangen von Spitzen bei der Biogasproduktion zu nutzen und bei Wartungs- und Reparaturarbeiten die BHKW im Wechsel zu betreiben.

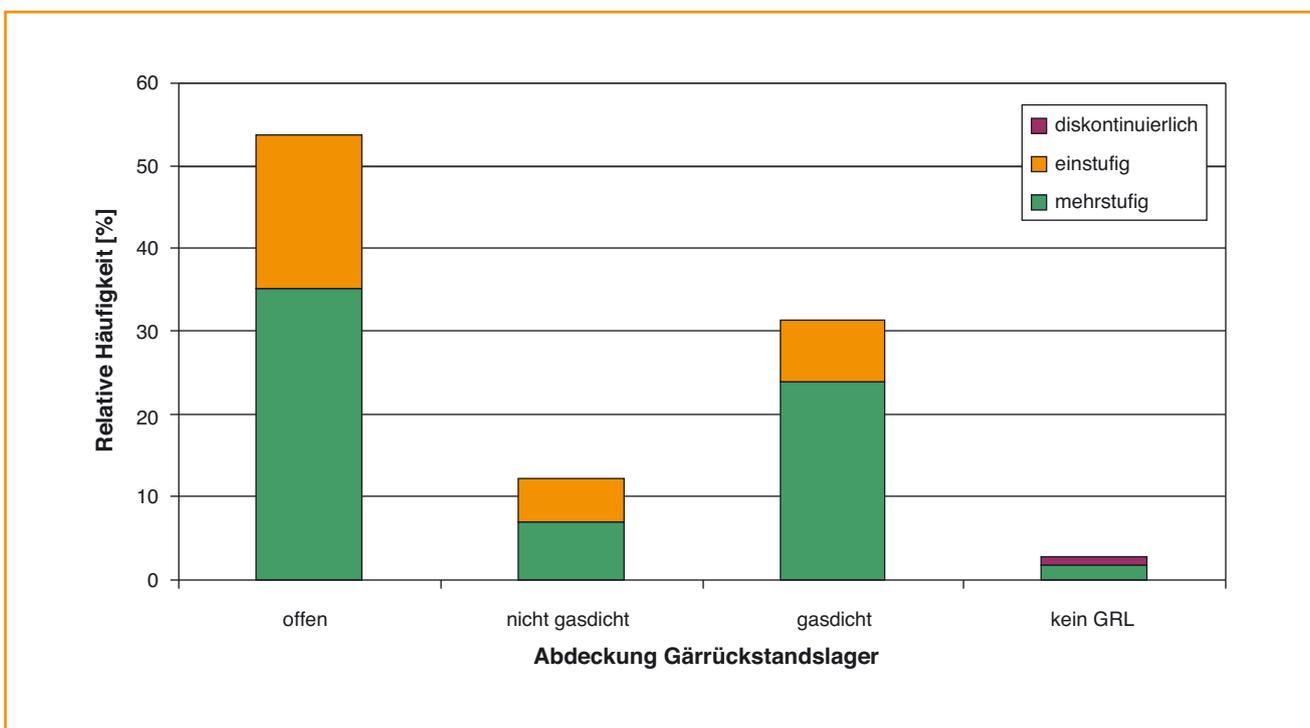


Abb. 3-11: Relative Häufigkeitsverteilung der bundesweit erfassten Biogasanlagen in Bezug auf die Abdeckung der Gärückstandslager

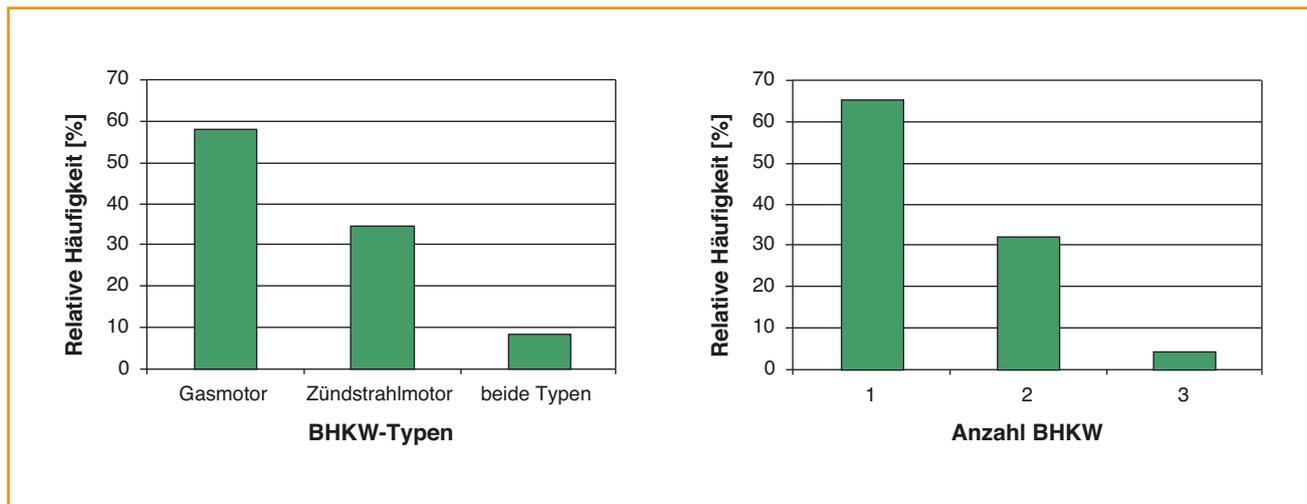


Abb. 3-12: Relative Häufigkeitsverteilung der eingesetzten BHKW-Typen (links) und der Anzahl an BHKW (rechts)

Neben der Hauptzielsetzung, aus dem produzierten Biogas Strom herzustellen, wird in zunehmendem Umfang die dabei entstehende Wärme auch außerhalb der Biogasanlage genutzt (siehe Abbildung 3-13). 9% der Anlagen setzen die Wärme ausschließlich für die Biogasanlage ein, 72% nutzen die produzierte Wärme zusätzlich noch im Privathaus oder in den Wirtschaftsgebäuden des angrenzenden landwirtschaftlichen Betriebes. 25% der Anlagen versorgen darüber hinaus noch Fremdnutzer und speisen die Wärme in ein Nahwärmenetz ein, sodass zu-

sätzliche Erlöse über den Verkauf der Wärme erzielt werden. 15% aller Anlagen verfolgen eine sonstige betriebliche Nutzung. Dabei handelt es sich in der Regel um Trocknungsanlagen.

3.5 Betriebsstruktur

Die Betriebsstrukturen der Biogasanlagen werden dominiert von Einzelhofanlagen (Abbildung 3-14, links). Nur 28% der Anlagen werden von Betreibergemein-

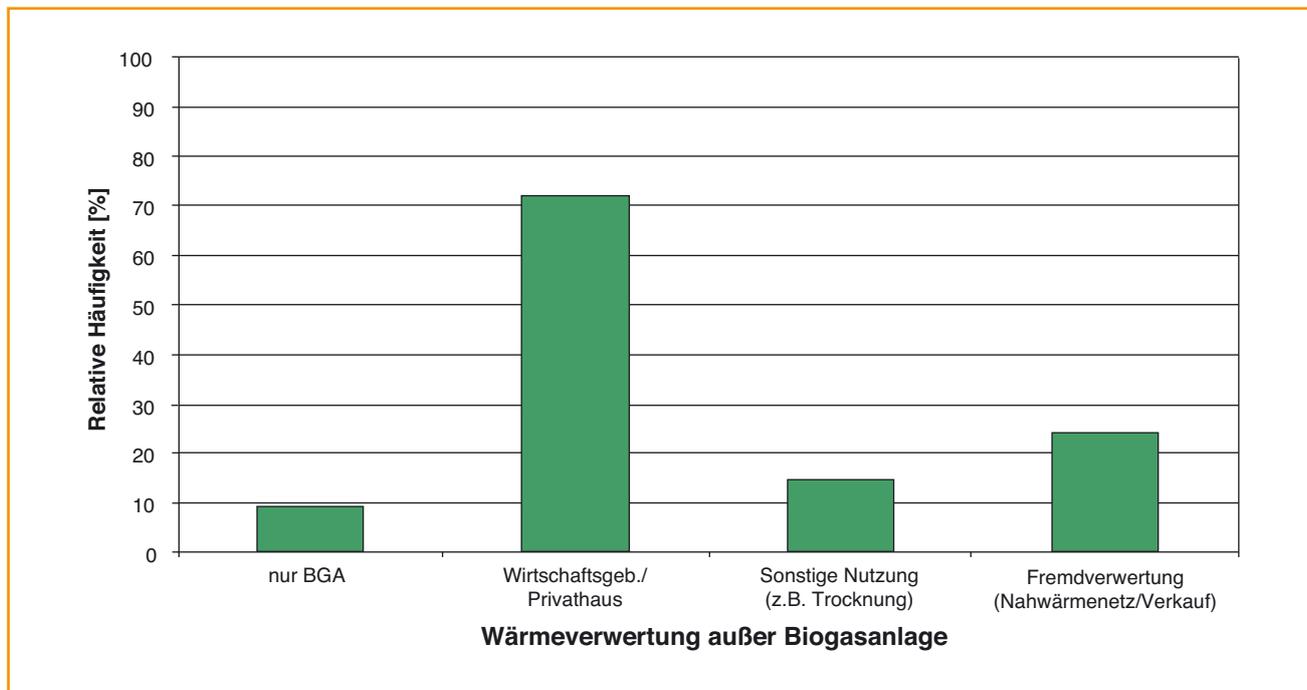


Abb. 3-13: Relative Häufigkeitsverteilung in Bezug auf die Wärmenutzung der bundesweit erfassten Biogasanlagen. Die Anlagen können auch mehrere Arten der Wärmenutzung ausführen. Jeder Wert ist bezogen auf die Anzahl aller Anlagen. Fremdverwertung schließt den Verkauf der Wärme an Nachbarhäuser sowie die Einspeisung in ein Nahwärmenetz ein. Unter sonstiger Nutzung werden hauptsächlich Trocknungsanlagen (z. B. für Holzhackschnitzel) zusammengefasst

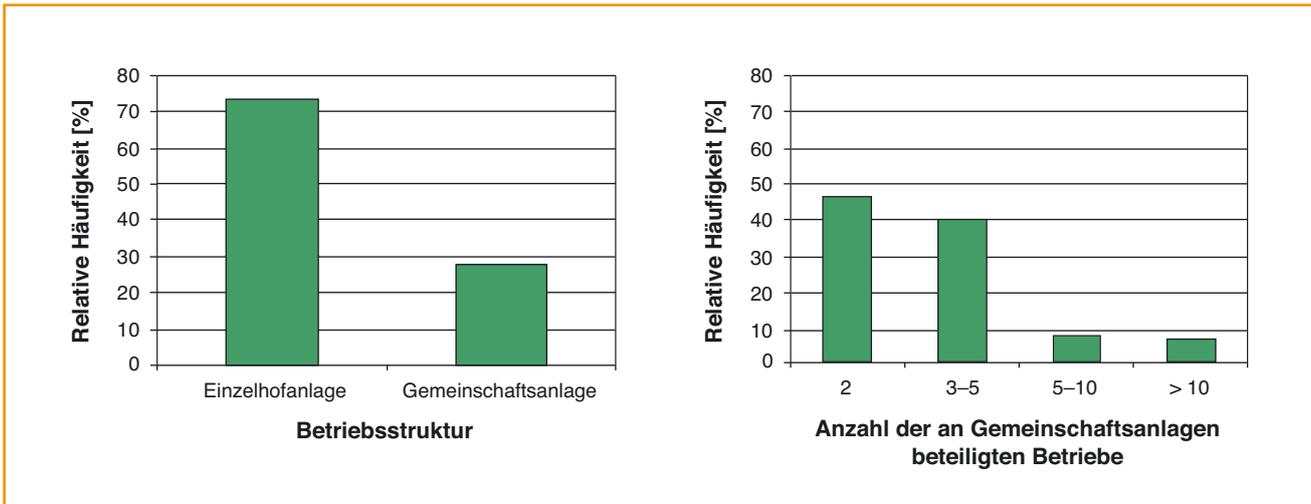


Abb. 3-14: Relative Häufigkeitsverteilung der Betriebsstruktur (links) und der an Gemeinschaftsanlagen beteiligten Betriebe (rechts)

schaften aus zwei oder mehr Betrieben geführt.

Die Betriebsgrößen variieren sehr stark von ca. 30 bis 3.400 ha landwirtschaftlicher Nutzfläche. Dabei befinden sich in der nordöstlichen Region, bedingt durch die großräumige Agrarstruktur, die größten Betriebe, die aufgrund der ausreichenden Betriebsgrößen vorwiegend als Einzelhofanlagen bewirtschaftet werden. Im Vergleich zu den Verhältnissen vor der Novellierung des EEG 2004 gibt es eine leichte Tendenz in Richtung mehr Gemeinschaftsanlagen, da ein Zusammenschluss kleiner landwirtschaftlicher Betriebe die Realisierung größerer Biogasanlagen möglich macht. Damals wurden nur ca. 15% der Biogasanlagen in Kooperation betrieben⁴.

Betreibergemeinschaften werden überwiegend (47%) von zwei Betrieben gebildet (Abbildung 3-14, rechts). Größere Gemeinschaften mit mehr als 5 beteiligten Betrieben spielen bislang nur eine untergeordnete Rolle (15%).

3.6 Messtechnik

Die messtechnische Ausstattung der Biogasanlagen spielt für eine umfassende Aufnahme des Anlagenbetriebes und die Prozessüberwachung eine entscheidende Rolle. Die Auswahl der Anlagen für die Evaluierung erfolgte daher auch unter besonderer

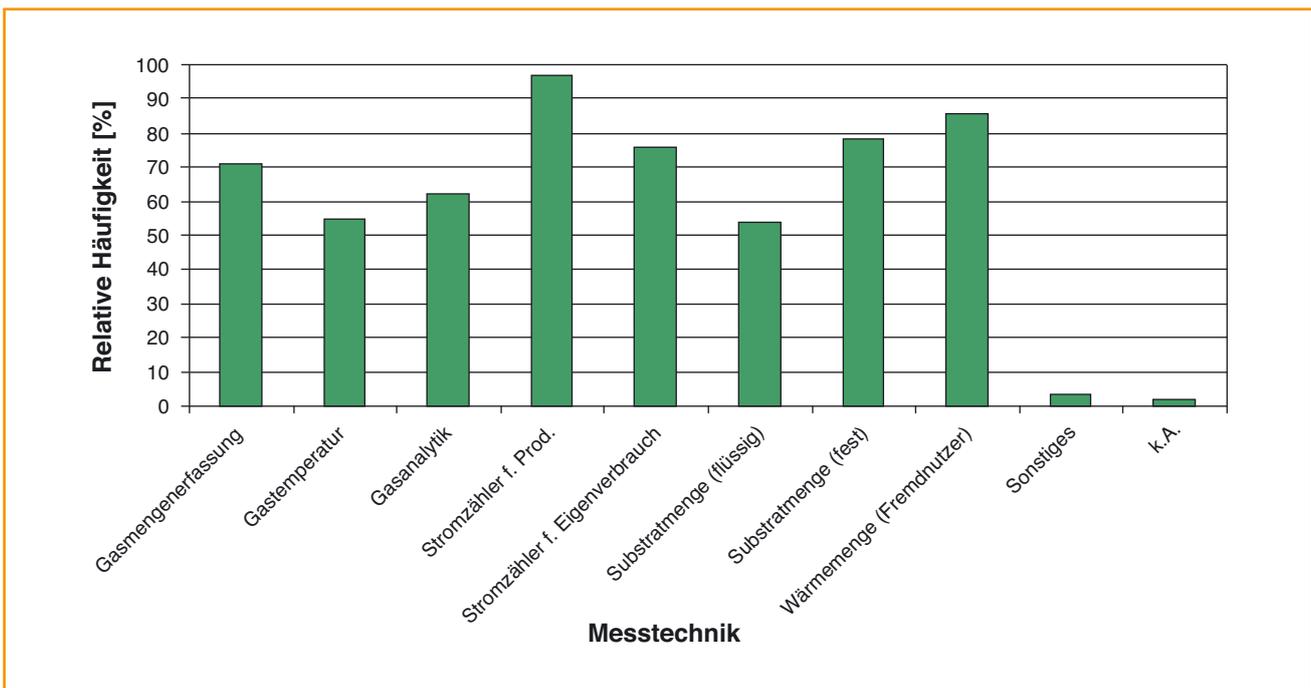


Abb. 3-15: Relative Häufigkeitsverteilung der an den Biogasanlagen installierten Messtechnik



Berücksichtigung der vorhandenen Messtechnik. Nahezu alle der bundesweit erfassten Anlagen verfügen über einen Stromzähler zur Erfassung der produzierten Strommenge (Abbildung 3-15), da hierüber die entsprechende Vergütung des eingespeisten Stromes abgerechnet wird. Auffällig war, dass nur knapp über 50 % der Anlagen eine Messeinrichtung zur Erfassung der flüssigen Substratmengen installiert haben.

Die Zugabe der Gülle wird bei vielen Anlagen je nach Anfall im landwirtschaftlichen Betrieb in die Biogasanlage gepumpt und meistens nur ungenau

erfasst. Die festen Substrate werden bei ca. 80 % der Anlagen, in der Regel über eine Wiegevorrichtung im Feststoffbeschicker, aufgenommen und dokumentiert. In vielen Betrieben existiert allerdings keine Substratverwiegung, sodass hier oft nur eine ungenaue Abschätzung erfolgt.

Für eine umfassende Bewertung wurde bei der Auswahl der Biogasanlagen besonders Wert auf das Vorhandensein einer entsprechenden Messtechnik zur Gasmengenerfassung und Gasanalytik gelegt. Diese war nur bei ca. 70 % bzw. knapp über 60 % der Anlagen vorhanden.





Auswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten

4.1 Auswahlkriterien

Die Auswahl von 63 repräsentativen Biogasanlagen erfolgte auf Basis der Ergebnisse aus der bundesweiten Fragebogenaktion. Dabei wurden verschiedene Auswahlkriterien angewendet. An zwei Biogasanlagen (BGA 46 und 60) konnte aufgrund von technischen Problemen keine Evaluierung durchgeführt werden, sodass sich die Zahl der betrachteten Anlagen auf 61 reduziert. Das Größenspektrum der zu bewertenden Anlagen sollte in etwa dem der bundesweiten Verteilung entsprechen. Allerdings sind kleinere Anlagen mit einer elektrischen Leistung von kleiner 250 kW_{el} eher unterrepräsentiert, da die Auswahl oftmals auf Basis der messtechnischen Ausstattung und der Kooperationsbereitschaft der Betreiber gefällt werden musste. Zusätzlich wurde darauf Wert gelegt ein breites Spektrum unterschiedlicher Anlagentechniken und Betriebsweisen abzudecken.

In die Auswahl wurden außerdem zwei sogenannte Altanlagen (BGA 11 und 12) aufgenommen, die bereits im Jahr 2000 in Betrieb genommen und im Biogas-Messprogramm I bewertet wurden. Dadurch konnte der Anlagenbetrieb im Vergleich zu neueren Anlagen sowie Veränderungen im Anlagenbetrieb gegenüber der Bewertung des BMP I⁴ beurteilt werden.

Des Weiteren wurden drei diskontinuierlich betriebene Garagenanlagen ausgewählt (BGA 61, 62 und 63), die sich von den klassischen kontinuierlichen Anlagen in Anlagentechnik und Betriebsweise stark unterscheiden (siehe Kap. 6.2.10).

4.2 Kenndaten

Auf den folgenden Seiten sind die wesentlichen Kenndaten der 61 Biogasanlagen aufgeführt, deren Betrieb, Funktion und Leistung über jeweils mindestens 12 Monate nach wissenschaftlich-technischen Kriterien beurteilt wurde. Mit Ausnahme von zwei sogenannten Altanlagen, die bereits im Biogasmessprogramm I in den Jahren 2002–2004 erstmals bewertet wurden, liegt der Inbetriebnahmezeitpunkt von sämtlichen evaluierten Biogasanlagen in den Jahren zwischen 2004 und 2007. Da Planung und Bau der Anlagen häufig nicht durch einen Generalunternehmer erfolgt, werden in den Tabellen Planer und Anlagenhersteller getrennt aufgeführt.

Die 61 bewerteten Anlagen wurden von über 30 verschiedenen Herstellern gebaut, so dass ein Großteil der Anlagenanbieter bei der getroffenen Auswahl vertreten ist. Überwiegend handelt es sich Einzelhofanlagen jedoch werden auch Gemeinschaftsanlagen mit teilweise mehr als 20 Vertragspartnern berücksichtigt. Neben 45 Nassfermentationsanlagen wurden 16 Trockenfermentationsverfahren in die Evaluierung einbezogen, da mit dem Technologiebonus für die Trockenfermentation (EEG von 2004) ein besonderer Anreiz für den Einsatz von Feststofffermentationsverfahren geschaffen wurde.

Wie aus der tabellarischen Übersicht der Biogasanlagen zu ersehen ist, werden 18 unterschiedliche Substrate zur Biogaserzeugung eingesetzt. In der Regel kommen mindesten zwei verschiedene nachwachsende Rohstoffe zur Anwendung. Die Vergärung erfolgt überwiegend im mesophilen Temperaturbereich bei Raumbelastungen zwischen 1,2 und 9,7 kg oTR/(m³ d). Für die Gasverwertung finden Zündstrahl- und Gas-BHKW Anwendung. Die installierte elektrische Gesamtleistung der untersuchten Anlagen liegt zwischen 48 und 2128 kW_{el}.

Auswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten

Anlagennummer	BGA 01	BGA 02	BGA 03	BGA 04	BGA 05	BGA 06	
Inbetriebnahme	02/06	12/05	12/05	12/05	12/04	10/04	
Planer	EnviTec Biogas AG	Proma-Ingenieurbau	Regio Energiesysteme GmbH	EnviTec Biogas AG	WELtec Bio Power GmbH	PlanET Biogastechnik GmbH	
Hersteller	EnviTec Biogas AG	Biogas Nord AG	Regio Energiesysteme GmbH	EnviTec Biogas AG	WELtec Bio Power GmbH	PlanET Biogastechnik GmbH	
Einzelhofanlage	X	X	X	X	X	X	
Gemeinschaftsanlage							
Nass-/Trockenfermentation	NF	NF	NF	NF	NF	NF	
Tierische Exkremente	SG, HTK	RG, RFM	RG	RFM, RJ	SG	SG	
Kosubstrate	MS, KG	MS, GS	MS	MS, KG	MS, KG, LKS	MS, KG	
ca. Substrateinsatz [t/a]	23.000	25.000	10.600	21.900	7.400	12.800	
Reaktor-system	stehend	X	X	X	X	X	
	liegend						
	Garagen						
Anzahl der Prozessstufen	1	2	3	1	1	2	
Vorgrube / Anmischbehälter				X			
Hydrolyse			X				
Reaktorvolumen gesamt [m ³ RV]	3.180	3.598	3.368	3.674	1.049	2.120	
Prozess-temperatur	mesophil	X	X	X	X	X	
	thermophil						
	mes + therm						
Raumbelastung [kg _{oTR} /(m ³ d)]	3,6	2,4	1,9	4,0	3,8	3,4	
Verweilzeit [d]	43	47	104	54	46	54	
Abdeckung Gärückstandslager	gasdicht						
	offen	X	X	X		X	X
	abgedeckt				X		
Gas-speicherung	Methanreaktor	X	X	X	X	X	X
	Gärückstandslager						
	sep. Gasspeicher						
Zündstrahl-BHKW	Anzahl Aggregate		3		1	2	
	Leistung [kW _e]		175		180	250	
Gas-BHKW	Anzahl Aggregate	1		1	1		
	Leistung [kW _e]	526		370	625		
Gesamtleistung BHKW [kW _e]	526	525	370	625	180	500	
externe Wärmenutzung					X		
Wärmenutzung landwirtschaftl. Betrieb / Privathaus	X	X	X	X	X	X	

Abkürzungen

CCM Corn-Cob-Mix
 GFM Geflügelfestmist
 GGPS Getreide Ganzpflanzensilage
 GPS Ganzpflanzensilage
 GS Grassilage
 GTK Geflügeltrockenkot

Kart. Kartoffeln
 KG Körnergetreide
 LKS Lieschkolbensilage
 MS Maissilage
 RFM Rinderfestmist
 RG Ringergülle

RJ Rinderjauche
 SBGPS Sonnenblumen GPS
 SFM Schweinefestmist
 SG SchweinegülleSu-Gras
 ZR Zuckerrüben

Auswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten

	BGA 07	BGA 08	BGA 09	BGA 10	BGA 11	BGA 12	BGA 13	BGA 14
	12/04	01/06	10/05	12/05	01/00	12/02	07/05	11/06
	Lüthe GmbH	OSMO-Anlagenbau GmbH & Co. KG	Stirl Anlagen-technik GmbH	Proma-Ingenieurbau	Rossow GmbH	UTS-Biogastechnik GmbH	BayWa AG	Proma-Ingenieurbau
	Lüthe GmbH	OSMO-Anlagenbau GmbH & Co. KG	Stirl Anlagen-technik GmbH	Biogas Nord AG	Lipp GmbH	diverse	WELtec Bio Power GmbH	Regio Energiesysteme GmbH
	X	X	X		X	X	X	X
				2				
	NF	NF	NF	NF	NF	NF	NF	NF
	RG	RG, SG, GFM	SG, GFM	RG, RFM	RG	RG, GTK	RG	RG
	MS	MS, GPS	MS, GS, KG	MS, GPS, KG, GS	MS, KG	MS, KG	MS, GS, KG	MS, KG
	15.400	25.500	15.900	29.700	3.700	36.100	13.000	26.100
	X	X	X	X	X	X	X	X
	1	1	2	2	1	2	1	3
		X			X			
						X		X
	2.325	3.155	3.260	4.819	680	3.413	2.006	4.612
	X	X	X	X	X	X	X	X
	3,1	3,9	2,5	2,5	3,3	4,3	2,5	2,4
	49	38	69	45	40	29	52	53
	X	X	X	X	X	X	X	X
	X	X	X	X	X		X	X
						X		
	1			1	1		2	
	110			155	48		100	
	1	2	1	1		2		1
	250	330	520	350		265		499
	360	660	520	505	48	530	200	499
	X							
	X	X	X	X	X	X	X	X



Auswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten

Anlagennummer	BGA 15	BGA 16	BGA 17	BGA 18	BGA 19	BGA 20	
Inbetriebnahme	06/05	02/05	09/05	11/05	12/05	12/05	
Planer	PlanET Biogastechnik GmbH	MT-Energie GmbH & Co. KG	E.U.R.O. Biogas GmbH	MT-Energie GmbH & Co. KG	Biogas Weser-Ems GmbH & Co. KG	UTECH GmbH	
Hersteller	PlanET Biogastechnik GmbH	MT-Energie GmbH & Co. KG	E.U.R.O. Biogas GmbH	MT-Energie GmbH & Co. KG	Biogas Weser-Ems GmbH & Co. KG	UTECH GmbH	
Einzelhofanlage	X	X		X			
Gemeinschaftsanlage			3		2	2	
Nass-/Trockenfermentation	NF	NF	NF	NF	NF	NF	
Tierische Exkremente	RG, RFM, GFM	RG	RG, SG	RG	SG	RG	
Kosubstrate	MS, GS	MS, GS; KG	MS, GS, KG, GPS	MS, GS	MS, GPS	MS, GPS	
ca. Substrateinsatz [t/a]	10.400	9.700	10.000	14.100	9.400	8.400	
Reaktor-system	stehend	X	X	X	X	X	X
	liegend						
	Garagen						
Anzahl der Prozessstufen	2	2	3	2	2	2	
Vorgrube / Anmischbehälter							
Hydrolyse							
Reaktorvolumen gesamt [m ³ RV]	3.800	5.000	6.280	5.000	4.986	3.000	
Prozess-temperatur	mesophil	X	X	X	X	X	X
	thermophil						
	mes + therm						
Raumbelastung [kg _{oTR} /(m ³ d)]	2,2	1,8	1,2	1,9	1,3	2,2	
Verweilzeit [d]	123	174	217	123	181	146	
Abdeckung Gärückstandslager	gasdicht	X	X		X		
	offen					X	X
	abgedeckt						
Gas-speicherung	Methanreaktor	X	X		X	X	X
	Gärückstandslager	X	X		X		
	sep. Gasspeicher			X			
Zündstrahl-BHKW	Anzahl Aggregate	2	2		2		
	Leistung [kW _e]	105/250	300		300		
Gas-BHKW	Anzahl Aggregate	1		1		1	1
	Leistung [kW _e]	180		526		350	500
Gesamtleistung BHKW [kW _e]	535	600	526	600	350	500	
externe Wärmenutzung			X			X	
Wärmenutzung landwirtschaftl. Betrieb / Privathaus	X	X	X	X		X	

Abkürzungen

CCM Corn-Cob-Mix
 GFM Geflügelfestmist
 GGPS Getreide Ganzpflanzensilage
 GPS Ganzpflanzensilage
 GS Grassilage
 GTK Geflügeltrockenkot

Kart. Kartoffeln
 KG Körnergetreide
 LKS Lieschkolbensilage
 MS Maissilage
 RFM Rinderfestmist
 RG Ringergülle

RJ Rinderjauche
 SBGPS Sonnenblumen GPS
 SFM Schweinefestmist
 SG SchweinegülleSu-Gras
 ZR Zuckerrüben

Auswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten

	BGA 21	BGA 22	BGA 23	BGA 24	BGA 25	BGA 26	BGA 27	BGA 28
	11/04	10/05	12/04	2004	2004	05/05	08/06	11/05
	E.U.R.O Biogas GmbH	EnviTec Biogas AG	Heckenkamp	agriKomp GmbH	WELtec Bio Power GmbH/ BayWa	NQ-Anlagen- technik GmbH	UTS Biogastechnik GmbH	NQ-Anlagen- technik GmbH
	diverse	EnviTec Biogas AG	diverse	agriKomp GmbH	WELtec Bio Power GmbH/ BayWa	NQ-Anlagen- technik GmbH	UTS Biogastechnik GmbH	NQ-Anlagen- technik GmbH
	X	X	X			X		
				2	3		4	20
	NF	NF	NF	NF	NF	NF	NF	NF
	SG	Sg, RG	SFM	SG, RG	RG	SG	RG, RFM	keine
	MS, KG, GPS	MS, KG	MS, GS, GPS, KG, LKS	MS, GS, GPS, KG	MS, KG	MS, GS, KG	MS, GS, GPS, KG	MS, GPS, KG
	3.000	12.900	7.500	17.800	11.300	8.600	23.900	14.300
	X	X	X	X	X	X	X	X
	2	1	2	2	1	2	2	2
		X						
	2.000	2.945	2.449	3.800	2.650	2.587	8.900	5.450
	X	X	X	X				X
					X			
						X	X	
	1,3	3,1	2,1	2,7	3,4	1,9	2,0	2,0
	225	80	115	75	80	99	126	138
								X
				X	X	X	X	
		X						
		X	X	X	X	X	X	
	X							X
	1			3	1			
	170		120/110/265	250/250/100	180			
		1			1	2	2	2
		526			315	100/190	526	625
	170	526	495	600	495	290	1052	1250
		X		X				
	X	X	X	X	X	X		X



Auswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten

Anlagennummer	BGA 29	BGA 30	BGA 31	BGA 32	BGA 33	BGA 34	
Inbetriebnahme	12/05	05/05	12/05	05/05	08/04	12/05	
Planer	Lipp GmbH / Rohn GmbH	Biogas Hochreiter GmbH	Biogas Hochreiter GmbH	Novatech GmbH	agriKomp GmbH	Novatech GmbH	
Hersteller	Lipp GmbH / Rohn GmbH	Biogas Hochreiter GmbH	Biogas Hochreiter GmbH	Novatech GmbH	agriKomp GmbH	Novatech GmbH	
Einzelhofanlage	X	X	X	X	X		
Gemeinschaftsanlage						4	
Nass-/Trockenfermentation	NF	NF	NF	NF	NF	NF	
Tierische Exkremente	RG, SG	RG, SG	RG, RM	RG, RFM	RG	RG, SG, RFM	
Kosubstrate	KM, KG, GPS, MS	MS, CCM, KG, Kart., GPS	MS, GPS, KM, GS, KM	GS, MS, KG	MS, GS, GPS	MS, KG, GPS, GS	
ca. Substrateinsatz [t/a]	3.300	9.300	10.700	4.800	5.500	13.900	
Reaktor-system	stehend	X	X	X	X	X	X
	liegend						
	Garagen						
Anzahl der Prozessstufen	2	2	2	2	2	2	
Vorgrube / Anmischbehälter							
Hydrolyse	X						
Reaktorvolumen gesamt [m ³ RV]	2.585	4.230	4.400	2.200	2.130	2.700	
Prozess-temperatur	mesophil	X			X	X	X
	thermophil		X	X			
	mes + therm						
Raumbelastung [kg _{oTR} /(m ³ d)]	2,8	1,8	2,1	1,3	1,6	2,6	
Verweilzeit [d]	131	164	144	164	127	64	
Abdeckung Gärückstandslager	gasdicht			X			
	offen	X			X	X	X
	abgedeckt						
Gas-speicherung	Methanreaktor	X			X	X	X
	Gärückstandslager			X			
	sep. Gasspeicher		X				
Zündstrahl-BHKW	Anzahl Aggregate		1	1	1	2	
	Leistung [kW _e]			170	100	225	250
Gas-BHKW	Anzahl Aggregate	2	1	1	1		
	Leistung [kW _e]	170	430	536	190		
Gesamtleistung BHKW [kW _e]	340	430	706	290	225	500	
externe Wärmenutzung	X	X			X	X	
Wärmenutzung landwirtschaftl. Betrieb / Privathaus	X	X	X	X	X	X	

Abkürzungen

CCM Corn-Cob-Mix
 GFM Geflügelfestmist
 GGPS Getreide Ganzpflanzensilage
 GPS Ganzpflanzensilage
 GS Grassilage
 GTK Geflügeltrockenkot

Kart. Kartoffeln
 KG Körnergetreide
 LKS Lieschkolbensilage
 MS Maissilage
 RFM Rinderfestmist
 RG Ringergülle

RJ Rinderjauche
 SBGPS Sonnenblumen GPS
 SFM Schweinefestmist
 SG SchweinegülleSu-Gras
 ZR Zuckerrüben

Auswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten

	BGA 35	BGA 36	BGA 37	BGA 38	BGA 39	BGA 40	BGA 41	BGA 42
	10/05	05/05	12/04	11/05	08/04	12/04	07/05	12/04
	Rohn GmbH / Schütter	Bio-Select GmbH	BayWa AG	UTS Biogastechnik GmbH	agriKomp GmbH	Biogaskontor Köberle GmbH	Seiler GmbH	BayWa AG
	Lipp GmbH	Seiler GmbH	WELtec Bio Power GmbH	UTS Biogastechnik GmbH	diverse	diverse	Seiler GmbH	WELtec Bio Power GmbH
			X	X	X	X	X	
	2	2						3
	NF	NF	NF	NF	NF	NF	NF	NF
	RG, GFM	RG, RFM	RG	RG, RFM	RG, RFM	RG, RFM	RFM, RG	SG
	MS, GS, KG, CCM	MS, GS, KG, GPS	MS, GS	MS, GS, GPS, KG	MS, GS, KG, SBGPS, LKS, GPS	MS, GS, KG, GPS, LKS, CCM	MS, GS, KG, GPS	MS, GS, KG
	6.600	4.200	5.700	11.600	7.300	7.600	3.800	6.800
	X	X	X	X	X	X	X	X
	1	2	2	2	2	2	1	1
	X							
	1.000	2.540	2.200	3.100	1.840	2.500	1.100	1.700
	X	X	X	X	X	X		X
							X	
	4,2	1,4	1,6	2,6	2,2	2,2	2,1	2,5
	55	207	124	85	86	113	93	82
				X				
	X	X	X		X	X	X	X
	X		X	X	X			X
				X				
		X				X	X	
					2			
					200/100			
	1	1	1	2		2	1	1
	250	170 > 345	190	190		135/190	110	301
	250	345	190	380	300	325	110	301
		X						X
		X	X	X	X	X		X



Auswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten

Anlagennummer	BGA 43	BGA 44	BGA 45	BGA 47	BGA 48	BGA 49	
Inbetriebnahme	01/05	05/06	08/06	01/07	07/05	12/06	
Planer	Novatech GmbH	Novatech GmbH	EnviTec Biogas AG	Agratech AG	Schmack Biogas AG	OWS nv	
Hersteller	Novatech GmbH	Novatech GmbH	EnviTec Biogas AG	Linde-KCA-Dresden	Schmack Biogas AG	OWS nv	
Einzelhofanlage	X		X	X	X		
Gemeinschaftanlage		4				4	
Nass-/Trockenfermentation	NF	NF	NF	TF	TF	TF	
Tierische Exkremete	RG, RFM	RG	RG	keine	keine	SFM, RFM	
Kosubstrate	MS, GPS, GS	MS, GS, GPS	MS, KG	MS, GS, GPS, KG, LKS	MS, GPS, KG	MS, GS, GPS, SBGPS	
ca. Substrateinsatz [t/a]	14.600	12.800	18.400	23.500	8.700	11.400	
Reaktor-system	stehend	X	X	X	X	X	
	liegend				X	X	
	Garagen						
Anzahl der Prozessstufen	2	2	1	1	3	1	
Vorgrube / Anmischbehälter			X				
Hydrolyse							
Reaktorvolumen gesamt [m ³ RV]	2.658	6.400	3.200	2.496	5.626	1.200	
Prozess-temperatur	mesophil	X	X	X	X		
	thermophil					X	
	mes + therm						
Raumbelastung [kg _{oTR} /(m ³ d)]	3,2	1,1	3,2	9,8	1,4	9,7	
Verweilzeit [d]	60	165	60	35	232	29	
Abdeckung Gärrückstandslager	gasdicht	X			X	X	
	offen		X			X	
	abgedeckt			X			
Gas-speicherung	Methanreaktor	X		X	X	X	
	Gärrückstandslager				X	X	
	sep. Gasspeicher		X			X	
Zündstrahl-BHKW	Anzahl Aggregate	2				3	
	Leistung [kW _e]	265				249	
Gas-BHKW	Anzahl Aggregate		1	1	2	1	
	Leistung [kW _e]		500	625	1064	526	
Gesamtleistung BHKW [kW _e]	530	500	625	2128	526	747	
externe Wärmenutzung				X			
Wärmenutzung landwirtschaftl. Betrieb / Privathaus	X	X	X	X	X	X	

Abkürzungen

CCM Corn-Cob-Mix
 GFM Geflügelfestmist
 GGPS Getreide Ganzpflanzensilage
 GPS Ganzpflanzensilage
 GS Grassilage
 GTK Geflügeltrockenkot

Kart. Kartoffeln
 KG Körnergetreide
 LKS Lieschkolbensilage
 MS Maissilage
 RFM Rinderfestmist
 RG Ringergülle

RJ Rinderjauche
 SBGPS Sonnenblumen GPS
 SFM Schweinefestmist
 SG SchweinegülleSu-Gras
 ZR Zuckerrüben

Auswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten

	BGA 50	BGA 51	BGA 52	BGA 53	BGA 54	BGA 55	BGA 56	BGA 57
	04/06	12/06	12/06	02/06	11/05	11/05	10/06	08/05
	ARCHEA GmbH	Agrafem Technologies AG	Agrafem Technologies AG	Rückert Naturgas GmbH	Schmack Biogas AG	Rückert Naturgas GmbH	Kompogas AG	Krieg & Fischer Ingenieure
	EISENMANN AG	Agrafem Technologies AG	Agrafem Technologies AG	Rückert Naturgas GmbH	Schmack Biogas AG	Rückert Naturgas GmbH	Kompogas AG	Krieg & Fischer Ingenieure
					X	X		X
	2	23	23	4			4	
	TF	TF	TF	TF	TF	TF	TF	TF
	keine	keine	keine	GFM	GFM	keine	RFM	keine
	MS, GPS, SBGPS	MS, GPS	MS, GPS	MS, GPS, LKS, KG, Kart.	MS, CCM	MS, KG, ZR	MS, GS, GPS, KG	MS, GS, KG, GPS
	3.600	8.300	8.500	9.900	6.400	7.200	16.100	4.400
	X	X	X		X			X
	X			X	X	X	X	
	2	1	1	1	2	1	2	2
	707	881	881	2.100	2.900	2.080	3.400	3.500
		X	X	X		X		X
							X	
	X				X			
	4,6	8,1	8,2	4,0	1,9	3,0	4,8	1,1
	66	39	39	78	163	108	78	289
	X	X	X				X	
				X	X	X		
	X				X			X
	X	X	X				X	
				X		X		
	1	2	2					
	240	265	265					
				1	1	1	2	1
				526	350	526	1056	250
	240	530	530	526	350	526	2112	250
		X	X	X	X		X	X
	X	X	X	X	X	X	X	X



Auswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten

Anlagennummer	BGA 58	BGA 59	BGA 61	BGA 62	BGA 63
Inbetriebnahme	06/07	08/06	09/06	09/06	04/06
Planer	EISENMANN AG	Schmack Biogas AG	BIOFerm GmbH	BIOFerm GmbH	BIOFerm GmbH
Hersteller	EISENMANN AG	Schmack Biogas AG	BIOFerm GmbH	SBI Bau GmbH	BIOFerm GmbH
Einzelhofanlage			X	X	X
Gemeinschaftanlage	5	2			
Nass-/Trockenfermentation	TF	TF	TF	TF	TF
Tierische Exkremente	RFM, SFM	GTK	RFM	RFM, SFM	GFM
Kosubstrate	MS, GS, GPS, LKS, KG, SBGPS	MS, GPS, GS, CCM, LKS	GS, Gras	MS, GS, GGPS, ZR	MS, GGPS, SuGras, GS
ca. Substrateinsatz [t/a]	4.000	9.500	1.000	11.000	4.800
Reaktor-system	stehend	X	X		
	liegend	X	X		
	Garagen			X	X
Anzahl der Prozessstufen	2	2	2	7	4
Vorgrube / Anmischbehälter					
Hydrolyse					
Reaktorvolumen gesamt [m ³ RV]	845	2.600	816	5.880	1.720
Prozess-temperatur	mesophil		X	X	X
	thermophil				
	mes + therm	X			
Raumbelastung [kg _{OTR} /(m ³ d)]	4,0	3,2	1,9	2,1	2,1
Verweilzeit [d]	80	101	40	69	91
Abdeckung Gärückstandslager	gasdicht				
	offen	X	X		X
	abgedeckt				
Gas-speicherung	Methanreaktor	X	X		
	Gärückstandslager				
	sep. Gasspeicher			X	X
Zündstrahl-BHKW	Anzahl Aggregate	1			
	Leistung [kW _e]	250			
Gas-BHKW	Anzahl Aggregate		1	1	1
	Leistung [kW _e]		500	46	536
Gesamtleistung BHKW [kW _e]	250	500	46	536	180
externe Wärmenutzung				X	
Wärmenutzung landwirtschaftl. Betrieb / Privathaus	X	X	X	X	x

Abkürzungen

CCM Corn-Cob-Mix
 GFM Geflügelfestmist
 GGPS Getreide Ganzpflanzensilage
 GPS Ganzpflanzensilage
 GS Grassilage
 GTK Geflügeltrockenkot

Kart. Kartoffeln
 KG Körnergetreide
 LKS Lieschkolbensilage
 MS Maissilage
 RFM Rinderfestmist
 RG Ringergülle

RJ Rinderjauche
 SBGPS Sonnenblumen GPS
 SFM Schweinefestmist
 SG SchweinegülleSu-Gras
 ZR Zuckerrüben

Beschreibung ausgewählter Anlagen



5.1 Biogasanlage 01

5.1.1 Anlagenbeschreibung

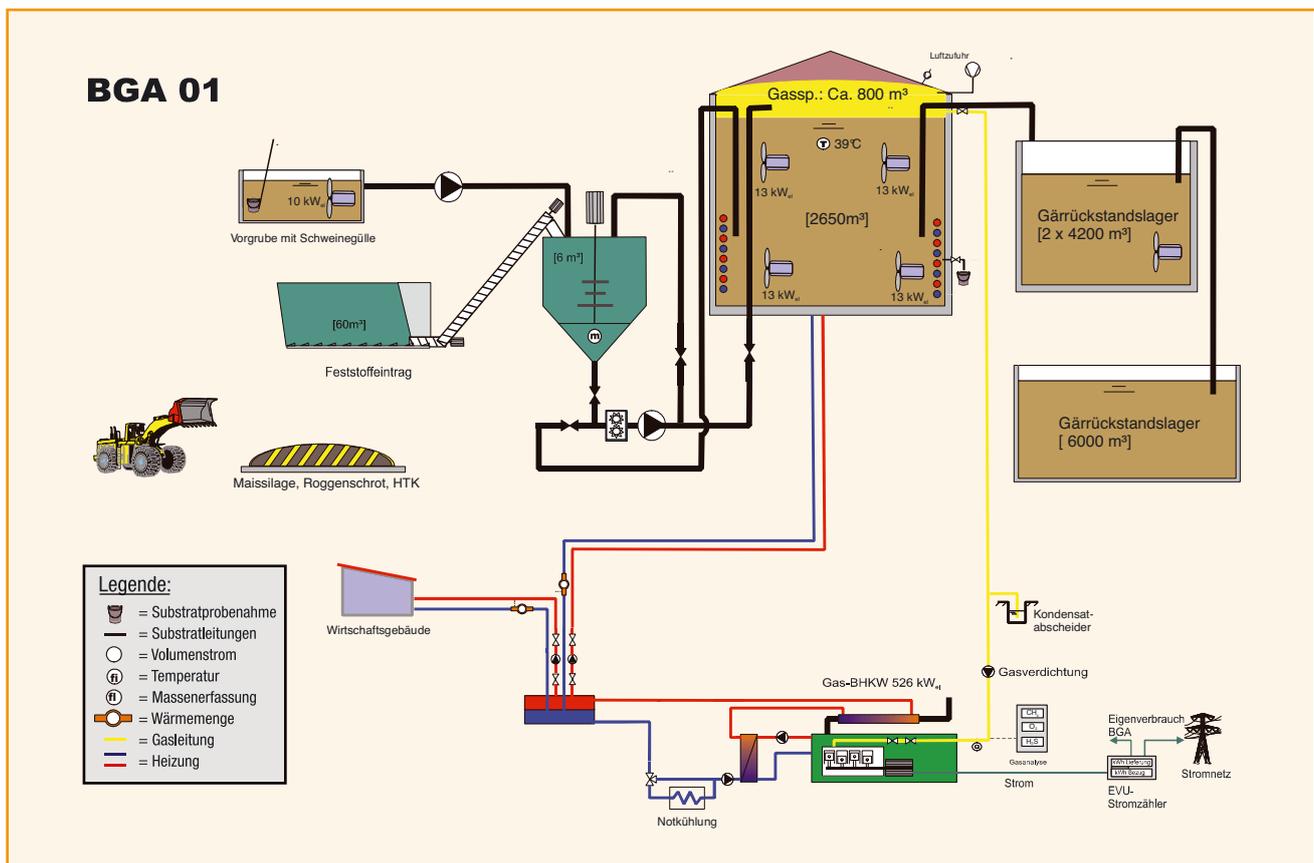
Die Biogasanlage 01 (Abbildung 5-1) befindet sich in Sachsen-Anhalt und ist an einen Schweinemastbetrieb angegliedert, der einen Bestand von ca. 6.000 Mastschweinen mit einer landwirtschaftlichen Nutzfläche von 320 ha Ackerland aufweist. Für die Biogasanlage werden davon ca. 150 ha genutzt.

Die einstufige Anlage (Planer/Hersteller: EnviTec Biogas AG) wurde im Februar 2006 in Betrieb genommen und besteht aus einem Fermenter (2.650 m³AV) in Stahlbetonbauweise. Als Gärückstandslager dienen zwei offene Rundbehälter (je-



Abb. 5-1: BGA 01; im Vordergrund: Feststoffeinbringung, hinten rechts: Fermenter

Abb. 5-2: BGA 01; verfahrenstechnisches Fließbild



weils 4.200 m³) und ein Erdbecken mit ca. 6.000 m³ Fassungsvermögen, ebenfalls nicht abgedeckt (Abbildung 5-2).

Die Substrate werden über einen Anmischbehälter aus Edelstahl (6 m³), der mit einem Zentralrührwerk (Hersteller: Dieckmann, 9,2 kW_{el}) ausgestattet ist, im stündlichen Intervall mit Rezirkulat aus dem Fermenter angemischt und dem Fermenter über eine Drehkolbenpumpe mit einer Zerkleinerungseinheit (Hersteller: Vogelsang, 5,5 kW_{el}) zugeführt. Als Substrate werden Schweinegülle (56,7%), Hühner-trockenkot (1,5%), Maissilage (40,4%) und Gerstenschrot (1,5%) eingesetzt (Tabelle 5-1).

Die Feststoffe werden in einem Dosierer (Hersteller: Bruns) mit einem Fassungsvermögen von ca. 60 m³ vorgehalten und stündlich über einen hydraulischen Schuboden sowie eine Quer- und eine Schrägförderschnecke in den Anmischbehälter eingebracht (Abbildung 5-2).

Die Zugabe der Schweinegülle erfolgt aus einer Sammelgrube (ca. 400 m³) über eine weitere Drehkolbenpumpe (Hersteller: Vogelsang, 5,5 kW_{el}).

Die Durchmischung im Fermenter wird durch vier Tauchmotorrührwerke (Hersteller: Flygt, 13 kW_{el}) gewährleistet, die in einem stündlichen Intervall 14 min pro Stunde gleichzeitig laufen.

Das Biogas wird unter dem Tragluftdach des Fermenters mit einem Speichervolumen von ca. 800 m³ gespeichert. Die Entschwefelung findet dabei über Lufteinblasung in den Kopfraum des Fermenters statt. Das Gas wird einem Gas-BHKW (Hersteller: Jenbacher) mit einer installierten elektrischen Leistung von 526 kW zugeführt. Die entstehende Abwärme wird zur Fermenterbeheizung genutzt sowie einem Pufferspeicher zur Wärmeversorgung von Schweineställen und Betriebsgebäuden zugeführt.

Die elektrische Energie wird nach EEG in das öffentliche Netz eingespeist.

5.1.2 Beurteilung der Messtechnik

Folgende messtechnische Einheiten sind installiert:

- Substratverwiegung und Erfassung der Rezirkulatmengen
- Stromproduktions- und Betriebsstundenzähler
- Gasmengenerfassung (Drehkolbengaszähler; Hersteller: DRESSER), Gasdruck und Gastemperatur manuell ablesbar
- Gasanalytik (Hersteller: ExTox): CH₄, O₂ und H₂S
- Wärmemengenzähler für Fermenterheizkreis und Fremdnutzer (Wirtschaftgebäude).

Über die Wiegezellen des Anmischbehälters können die Massen aller Substrate sowie des Rezirkulats erfasst werden. Eine Erfassung des Eigenstromverbrauchs erfolgt nicht.

5.1.3 Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums

Während des Untersuchungszeitraums kam es zu einigen kleineren Störungen. Ein Regelproblem der Gasfackel zog sich durch den gesamten Beobachtungszeitraum: bei Fackelstart kam es zu einem schnellen Druckabfall in der Gasleitung, woraufhin das BHKW nicht nachregeln konnte und eine Störung anzeigte. Außerdem kam es einige Male zu Problemen bei Schiebern in den Substratleitungen durch Schlammablagerungen, sowie zu Fremdkörpereintrag in Schnecken und Zerkleinerungseinheit. Die

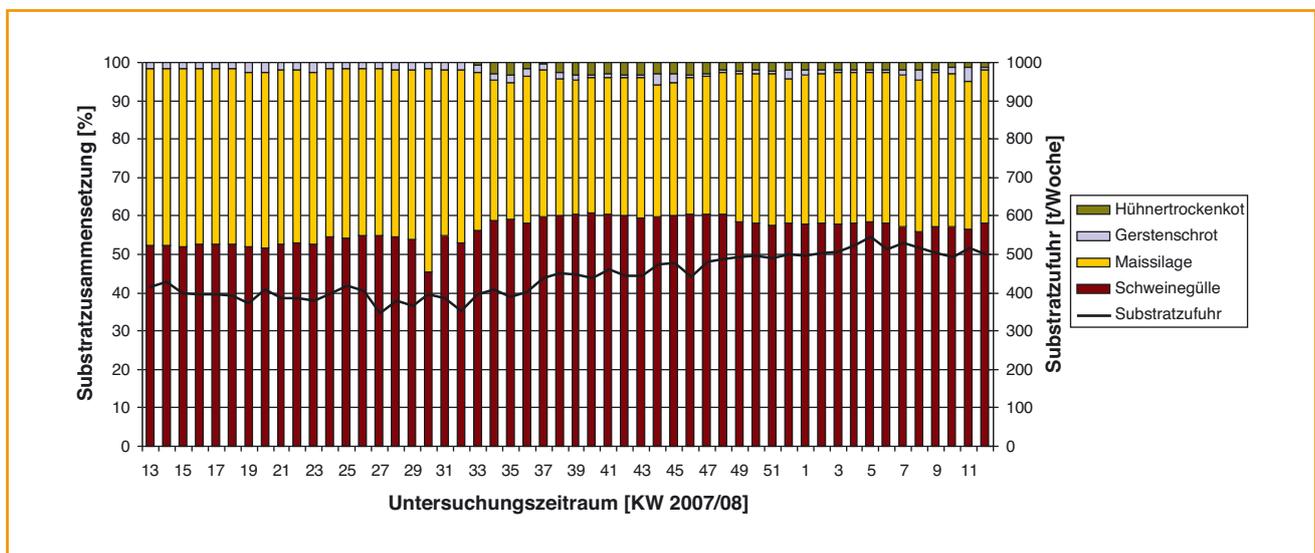


Abb. 5-3: Zeitlicher Verlauf der Substratzusammensetzung und der zugeführten Substratmenge

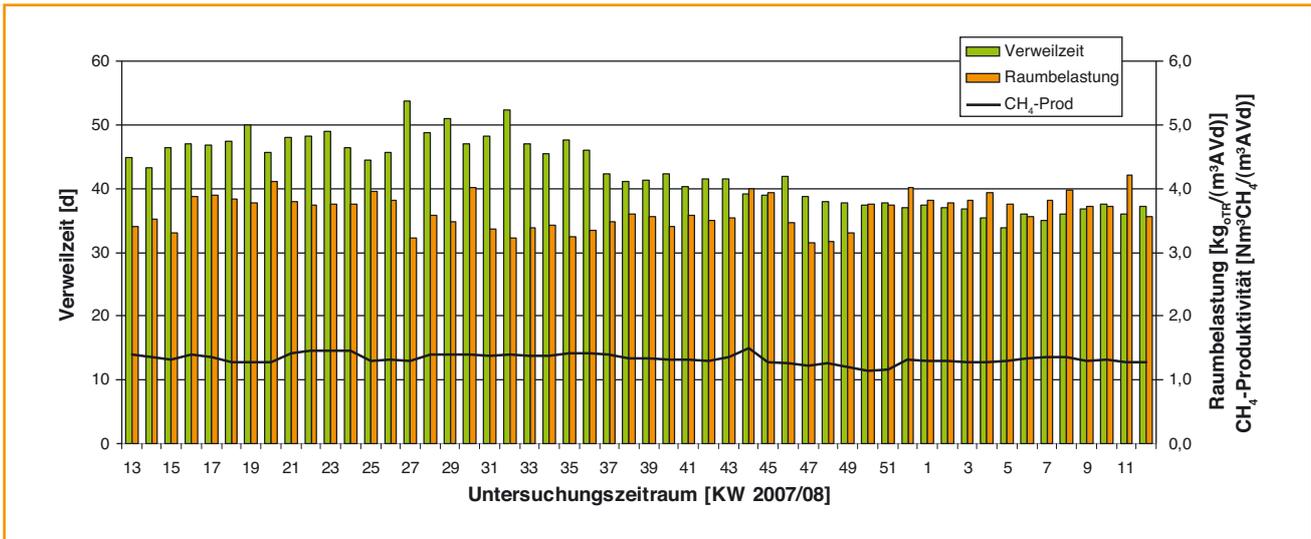


Abb. 5-4: Zeitlicher Verlauf der hydraulischen Gesamtverweilzeit, der oTR-Raumbelastung und der Methanproduktivität der BGA

Messer in der Zerkleinerungseinheit sowie die Kolben der Drehkolbenpumpe mussten im Beobachtungszeitraum jeweils fünfmal getauscht werden.

Die Substratmischung bestand im Messzeitraum im Wesentlichen aus Schweinegülle und Maissilage. Zur Ertragssteigerung wurden noch in kleinen Mengen Gerstenschrot sowie ab KW 33/07 Hühner trockenkot eingesetzt (Abbildung 5-3). Ab KW 37/07 ist eine Steigerung der Substratzufuhr im zeitlichen Verlauf zu erkennen, die aber hauptsächlich durch einen höheren Schweinegülleanteil verursacht wurde. Auf die Raumbelastung hat die Steigerung deswegen nur einen geringen Einfluss. Diese betrug im Durchschnitt 3,6 kg oTR/(m³ AVd) bei einer Verweilzeit von 43 Tagen (Tabelle 5-1). Die Methanproduktivität verlief relativ konstant und lag im Durchschnitt bei 1,33 Nm³CH₄/(m³ AVd) (Abbildung 5-4).

Die elektrische Auslastung des BHKW war mit 97% sehr gut, was auf einen stabilen Anlagenbetrieb hinweist. Kleinere Abweichungen wurden durch Wartungsarbeiten verursacht. Die thermische Auslastung durch Fremdnutzer betrug im Durchschnitt 66,8% (Tabelle 5-1). In den Wintermonaten wurden sogar bis zu 80% der theoretisch erzeugten Wärme abgenommen (Abbildung 5-5).

Die Biogasanlage zeichnet sich durch eine überdurchschnittlich hohe elektrische Auslastung aus. Zusätzlich verfügt die Anlage über ein gutes Wärmekonzept, da eine hohe Ausnutzung der Wärmeleistung erreicht wird.

Als Maß für eine effiziente Substratausnutzung liegt die spezifische Stromproduktion mit 1.250 kWh/t_{oTR} unter dem Durchschnitt, sodass hier durchaus noch eine Steigerung möglich wäre.

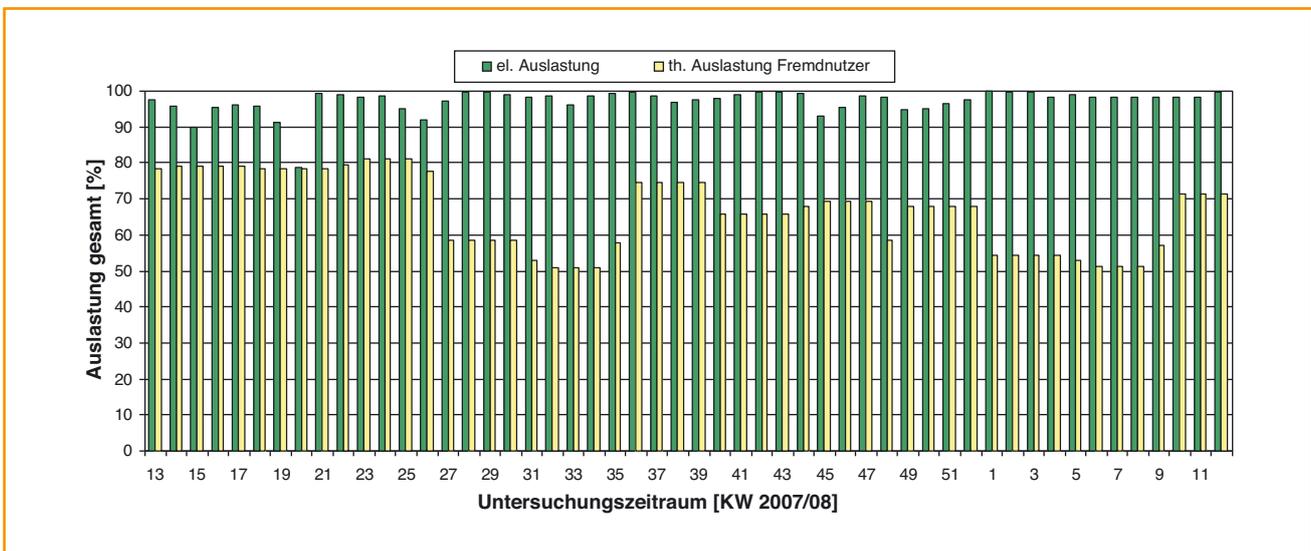


Abb. 5-5: Zeitlicher Verlauf der gesamten elektrischen Auslastung und der theoretischen thermischen Auslastung durch Fremdnutzer



Biogasanlage 01			
Allgemeine Angaben:		Planer/Hersteller: EnviTec Biogas AG	Inbetriebnahme: 12/05
Einzelhofanlage	landwirtschaftlicher Betrieb:		
	Ackerfläche	320 ha	Tierart
	Grünland	0 ha	Schweine
	NaWaRo-Anbau f. BGA	150 ha	Stückzahl
gesamte Ausbringfläche:		355 ha	6000
Biogasanlage / Substratumsatz:		Nassfermentationsanlage Stufe 1	Substratzusammensetzung:
Reaktorvolumen	[m ³]	3180	Umsatz: 23009 t/Jahr
Arbeitsvolumen	[m ³]	2650	Schweinegülle
Höhe / Breite	[]	0,23	56,7 %FM
stehend / liegend		s	Maissilage
Temperatur	[°C]	38,5	40,4 %FM
pH	[]	7,8	Gerstenschrot
Frischsubstrat	[t/Tag]	63,2	1,5 %FM
			Hühnertrockenkot
			1,5 %FM
Rezirkulation aus GRL	[t/Tag]	0,0	
			Mittlere Substratqualität:
B _{RoTR} Substrat	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	3,6	TR 17 %FM
B _{RoTR} gesamt	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	3,6	NH ₄ -N 2,2 kg/t
Verweilzeit	[d]	43	oTR 15 %FM
oTR-Abbau	[%]	72	N _{ges} -N 5,7 kg/t
CH ₄ -Prod.	[Nm ³ CH ₄ /(m ³ AVd)]	1,33	CSB 201 kg/t
BG-Prod.	[Nm ³ BG/(m ³ AVd)]	2,49	PO ₄ -P 1,46 kg/t
Inhaltsstoffe:		Gärrückstandslager:	
TR	[%FM]	6,4	Anzahl: 3
oTR	[%FM]	5,0	Lagerkapazität 14400 m ³
NH ₄ -N	[kg/t]	3,2	Abdeckung: GRL1: keine
N _{ges} -N	[kg/t]	5,6	GRL2: keine
PO ₄ -P	[kg/t]	0,72	GRL3: keine
K	[kg/t]	2,8	
Essigsäureäquivalent	[g/t]	2567	Restgaspotential, Ablauf letzte Stufe (nach 60 Tagen):
FOS/TAC	[]	0,29	bei 37°C: 8,4 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}
Anstieg d. NH ₄ -Anteils: 19,0 % absolut		bei 22°C: 3,7 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}	
Gasverwertung:		Gasproduktion:	
mittl. Einspeiseverg.: 16,2 Ct/kWh _{el}		Gasqualität:	
Gasspeicherzeit: 2,9 h	BHKW 1	53,5 Vol-% CH ₄	
Motortyp	G	0,22 Vol-% O ₂	
el. Nennleistung	[kW _{el}]	kein CO ₂ -Wert	
th. Nennleistung	[kW _{th}]	455 ppm H ₂ S	
BHKW-Hersteller	Jenbacher	Gasausbeuten	Nm ³ BG Nm ³ CH ₄
Motorenhersteller	Jenbacher	pro t Substrat	106 57
Anzahl Zylinder	12	pro t oTR	686 367
Garantiewert H2S	[ppm]	pro t CSB	534 286
el. Leistung	[kW _{el}]	Stromproduktion:	
Zündölanteil	[%]	12266 kWh/Tag	
Zündölverbrauch	[l/Tag]	197 kWh/tSub	
Verstromungsfaktor	[kWh _{el} /Nm ³ BG]	Arbeitsaufwand:	
el. Wirkungsgrad*	[%]	Routinearbeiten 29,2 h/Woche	
el. Auslastung	[%]	Störungsbehebung 1,0 h/Woche	
Jahresbetriebsstunden	[h/a]		
theor. Volllaststunden	[h/a]		
*Keine Bestimmung gemäß DIN 6280			
Eigenstrombedarf:	Wärmeverwertung:		
Keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs	Eigenbedarf der BGA	Fremdnutzer	
		Wärmebedarf	63681 kWh/Woche
	Fermenter 8589 kWh/Woche	thermische Leistung	377,8 kW _{th}
	theor. Auslastung 9,0%	theor. Auslastung	66,8%

Tab. 5-1: Datenblatt der Biogasanlage 01

BGA 01		-	2.650 m³AV	-	526 kW_{el}	
Investition:						
Gesamtinvestition	dies entspricht		755 €/m³AV		3.802 €/kW _{el}	2.000.000 €
Fördermittel			5 % d. Inv.summe			100.000 €
Eigenkapital			18 % d. Inv.summe			350.000 €
Fremdkapital			78 % d. Inv.summe			1.550.000 €
Jährliche Leistungen:						
Stromerlös (90,2 %)				Einspeisevergütung: 16,2 Cent/kW _h el		716.097 €/a
Wärmeerlös (0,0 %)						
Heizmitteleinsparung (1,3 %)						10.000 €/a
Gärrestverkauf (0,0 %)						
Düngewert (8,6 %)						68.063 €/a
Gesamte Leistungen:						794.159 €/a
Jährliche Kosten:						
Anlagenkosten (17,0 %)						128.294 €/a
Abschreibung (79,8 %)						102.369 €/a
Wartungsverträge (0,0 %)						
Reparaturen: Ersatzteile (7,8 %)						10.000 €/a
Zinsen Anlagenkapital (12,4 %)						15.925 €/a
Gebäude- und Grundstückskosten (8,8 %)						66.586 €/a
Abschreibung (74,3 %)						49.500 €/a
Gebäudeunterhalt (1,5 %)						1.000 €/a
Zinsen Gebäudekapital (24,2 %)						16.086 €/a
Maschinenkosten (0,1 %)						833 €/a
Abschreibung (100,0 %)						833 €/a
Betriebskosten (17,6 %)						133.000 €/a
Versicherung (7,5 %)						10.000 €/a
Eigenstrombedarf (46,6 %)				17,3 Cent/kW _h el		62.000 €/a *4
Zündölkosten (0,0 %)						
Verbrauchsmaterial (3,8 %)						5.000 €/a
Personal (fremd) (30,8 %)						41.000 €/a
Personal (eigen) (7,5 %)						10.000 €/a
Analysekosten (3,8 %)						5.000 €/a
Direktkosten (56,3 %)						426.068 €/a
Kosten für NaWaRo (83,2 %)		Maissilage		32 €/t		297.120 €/a
		Gerstenschrot		164 €/t *1		56.580 €/a
sonstige Substratkosten (0,8 %)						3.445 €/a
Gärhilfsstoffe (0,0 %)						
Wasser (0,0 %)						
Ausbringkosten (15,2 %)						64.759 €/a
Zinsen Umlaufvermögen (Ansatz: 1,5%) (0,7 %)						3.164 €/a
Beiträge und Gebühren						1.000 €/a
Gesamtkosten						754.781 €/a
Stromgestehungskosten	17,1 Cent/kW _h	NaWaRo-Anbau: 47 %	Abschreibung: 20 %			
Bilanz:						
Direktkostenfreie Leistungen		139 €/m³AV		702 €/kW _{el}		369.091 €/a
Amortisation						10,4 a
Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis						39.378 €/a
		15 €/m³AV		75 €/kW _{el}		
*1 Substratkosten berechnet (2. Messkampagne)						
*2 Personalkosten nach Angaben im Betriebstagebuch						
*3 Betreiberangaben, da keine Ermittlung der Einspeisevergütung						
*4 Betreiberangaben, da keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs in Datenbank						



Tab. 5-2: Ökonomisches Datenblatt der Biogasanlage 01

Längere Verweilzeiten und eine Abdeckung der Gärückstandsager können sich dabei positiv auswirken (vgl. Kap. 7). Die ökonomische Betrachtung (vgl. Tabelle 5-2) stellt für das Bezugsjahr 2007 ein positives Betriebsergebnis dar. Dennoch könnten durch eine effizientere Substratausnutzung insbesondere die Kosten für die eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe reduziert und ein besseres Ergebnis erreicht werden.

5.2 Biogasanlage 05

5.2.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage 05 (Abbildung 5-6) gehört zu einem Schweinemastbetrieb in Brandenburg mit 2.750 Mastplätzen. Die landwirtschaftliche Nutzfläche beträgt 1.860 ha Ackerfläche und 249 ha Grünland. 110 ha werden davon als Anbaufläche für die Substrate der Biogasanlage genutzt.

Die einstufige Anlage (Hersteller: WELtec Bio Power GmbH) wurde im Dezember 2004 in Betrieb genommen und besteht aus einem stehenden Edelstahlbehälter (903 m³ AV). Im Betrieb bereits vorhanden waren zwei offene Güllelager (jeweils 2.070 m³) als Rechteckbehälter aus Stahlbeton, die nun als Gärrestlager dienen (Abbildung 5-7).

Die Substratmischung besteht aus Schweinegülle (73,0%), Mais- (11,8%) und Lieschkolbensilage (9,1%) sowie Roggenschrot (6,1%) (Tabelle 5-3). Die Feststoffe werden in einem Dosierer mit ca. 10 m³



Abb. 5-6: BGA 05; links Container mit Steuerung und Pumpstation

Nutzvolumen (Hersteller: Awila) verwogen. Das Schüttgut wird dabei über zwei in Längsrichtung des Behälters angeordneten Walzen in eine ebenfalls längs angeordnete waagerechte Schnecke gebracht. Die Substratmischung wird dann über eine Schrägförderschnecke und eine Stopfschnecke sechsmal täglich in den Fermenter befördert. Die Schweinegülle wird über eine Tauchkreiselpumpe (Hersteller: Stallkamp, 11 kW_{el}) zweimal täglich aus der Güllegrube in den Fermenter gepumpt.

Für die Durchmischung im Fermenter sorgen ein Langachs-Rührwerk (Hersteller: Stallkamp, 10 kW_{el}) sowie ein Tauchmotor-Rührwerk (Hersteller: Stallkamp, 11 kW_{el}).

Das entstehende Biogas wird unter einer Tragluftdoppelfolie mit einem Speichervolumen von ca. 290 m³ im Fermenter zwischengespeichert. Die Entschwefelung erfolgt biologisch mittels Luftein-

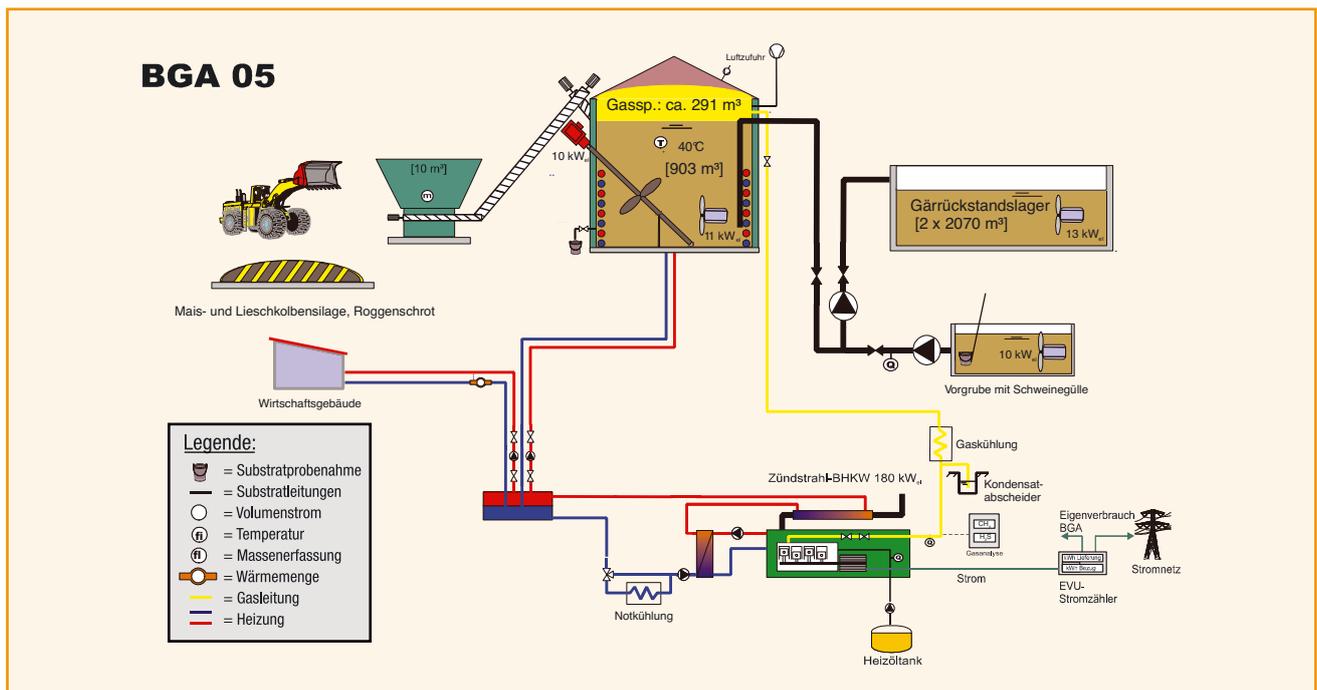


Abb. 5-7: BGA 05; verfahrenstechnisches Fließbild

blasung im Fermenterkopf. Vor dem BHKW wird das Gas zur Trocknung aktiv im Gegenstromverfahren gekühlt (Hersteller: Dreyer und Bosse).

Zur Verstromung des Biogases wird ein 180 kW_{el} Zündstrahl-BHKW (Hersteller: Dreyer und Bosse (Deutz)) genutzt. Die erzeugte elektrische Energie wird nach EEG in das öffentliche Netz eingespeist. Die produzierte Wärme wird zur Bereitstellung der Prozessenergie im Fermenter genutzt sowie in Teilen in ein Fernwärmenetz eingespeist.

5.2.2 Beurteilung der Messtechnik

Folgende messtechnische Einheiten sind installiert:

- Substratmengenerfassung (Feststoffe über Wiegezellen; Gülle mittels MID)
- Stromproduktions- und Betriebsstundenzähler
- Zündölzähler
- Gasmengenerfassung: Turbinenradzähler (Hersteller: RMG)
- Gastemperatur (monatliche manuelle Messungen)
- Gasanalytik (mobiles Gerät, Hersteller: Dräger): CH₄ und H₂S
- Wärmemengenzähler für Fernwärme.

Es erfolgt keine Erfassung des Eigenstrom- und Eigenwärmebedarfs. Die Wärmenutzung über die Wirtschaftsgebäude wird ebenfalls nicht erfasst.

5.2.3 Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums

Der Anlagenbetrieb während des Beobachtungszeitraums war von einigen Störfällen geprägt. Proble-

matisch waren ein laufender Rechtsstreit über die Vergütung nach EEG aufgrund des hohen Zündölanteils beim Anfahren der Anlage mit dem zuständigen EVU, sowie mehrere schwerwiegende Störfälle im Messzeitraum. Gleich zu Beginn der Messungen wurde ein viertägiger Ausfall des Tauchmotorrührwerks, bedingt durch einen Kurzschluss, verzeichnet. In den KW 32/06 bis KW 39/06 fiel das Langachsührwerk aufgrund eines Wellenbruchs aus. Zur Behebung der Störung musste der Fermenter komplett entleert werden. In der KW 42/06 musste der Motor des BHKW getauscht werden, da durch eine defekte Einspritzpumpe Kraftstoff in das Motoröl gelangt war. Durch mangelnde Schmierwirkung kam es dann zur Beschädigung der Nockenwelle.

Als grundsätzlich problematisch kann die nicht vorhandene zusätzliche Besiedelungsfläche für Schwefelbakterien im Fermenter angesehen werden. Der Hersteller sieht hierfür nur die Erhaltung einer geringen Schwimmdecke vor, was durch den Betreiber nicht immer erreicht werden konnte. Mehrmals traten Probleme mit Schaumbildung im Fermenter auf, wodurch eine ausreichende Entschwefelung nicht mehr gewährleistet werden konnte. Bei durchschnittlichen Schwefelwasserstoffwerten von 262 ppm (Tabelle 5-3) wurden in Spitzen Werte von über 740 ppm erreicht.

Die Substratbeschickung erfolgte in den ersten Wochen des Messzeitraums sehr gleichmäßig mit ca. 125 t Frischmasse pro Woche (Abbildung 5-8). Der hohe Substrateinsatz zu Beginn der Messkampagne resultierte aus dem Wiederbefüllen des Fermenters mit Schweinegülle, dessen Füllhöhe für die Reparatur des Tauchmotorrührwerks abgesenkt werden musste. Ein Ausfall des Langachsührwerks durch Wellenbruch in KW 32/06 resultierte in der Entlee-

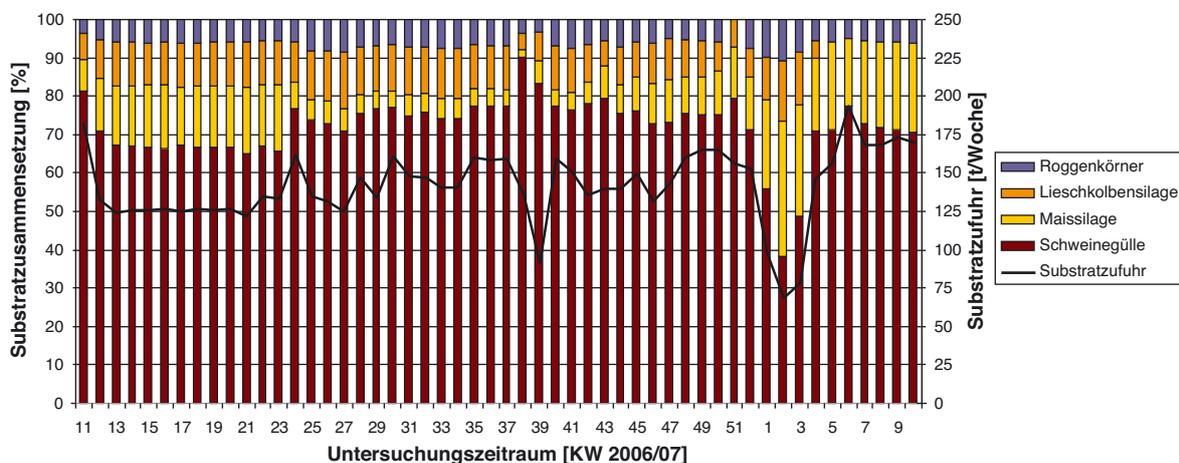


Abb. 5-8: Zeitlicher Verlauf der Substratzusammensetzung und der zugeführten Substratmenge

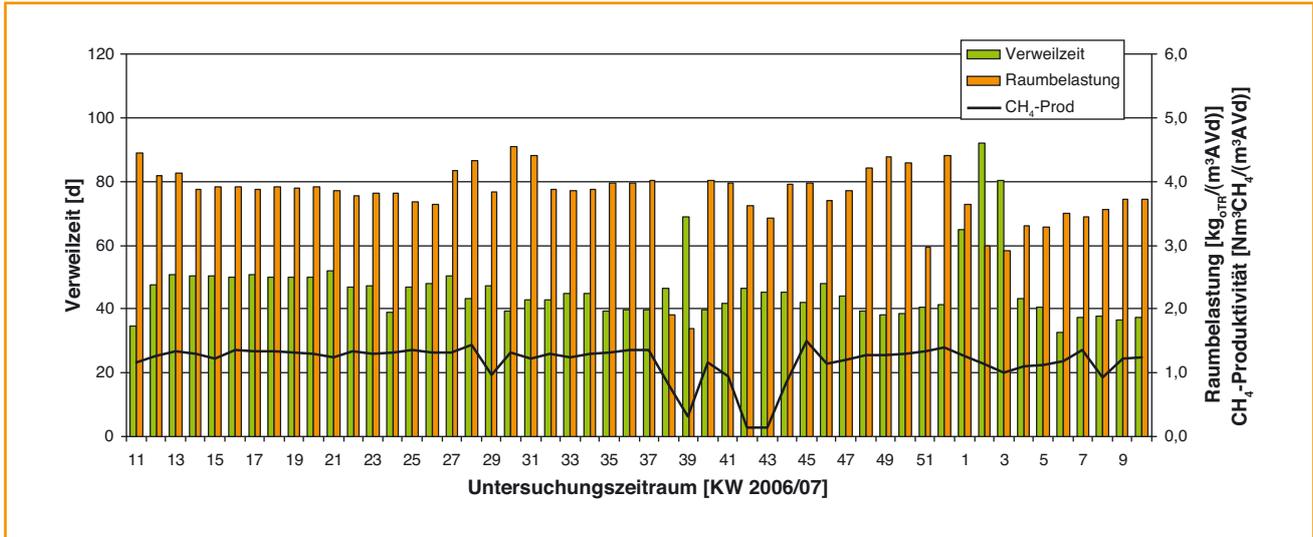


Abb. 5-9: Zeitlicher Verlauf der hydraulischen Gesamtverweilzeit, der oTR-Raumbelastung und der Methanproduktivität

rung des Fermenters in KW 39/06, deutlich zu erkennen an dem Abfallen der Substratzufuhr. In den KW 01/07 bis KW 03/07 konnte wegen Umbau- maßnahmen in den Güllegruben tageweise keine Frischgülle zugeführt werden.

Die Anlage wurde mit einer Raumbelastung von durchschnittlich 3,8 kg oTR/(m³ AVd), bei Spitzen bis 4,5 kg oTR/(m³ AVd) betrieben (Tabelle 5-3, Ab- bildung 5-9). In den Kalenderwochen 30/06 bis 52/06 kam es immer wieder zu teilweise starker Schaum- bildung, weswegen die zuvor gesteigerte Raumbelastung wieder zurückgenommen werden musste. Die Rücknahme der Schweinegülle in den KW 01/07 – KW 03/07 verlängerte die Verweilzeit kurzzeitig auf rechnerisch maximal 90 Tage. Im Durchschnitt wurde die Anlage mit einer Verweilzeit von 46 Tagen betrieben.

Durch die beschriebenen Störfälle betrug die elek- trische Auslastung des BHKW im betrachteten Zeit- raum nur 85 % (Tabelle 5-3). Lag die elektrische Auslastung bis zu dem Rührwerksausfall und dem Mo- torschaden noch durchschnittlich bei sehr guten 96 %, wurden danach im Schnitt nur noch ca. 84 % Auslastung bei starken Schwankungen erreicht. (Abbil- dung 5-10).

Die Wärmenutzung war in den Sommermonaten unerheblich, während im Winter ca. 30 % des theo- retischen Potenzials der Wärmeenergie genutzt werden konnten. Auf den Messzeitraum bezogen er- gab sich damit eine theoretische Auslastung von 18,5 % der Wärmeenergie (Tabelle 5-3).

Die Ausnutzung der Wärmeleistung ist insbe- sondere in den Sommermonaten nicht zufrieden- stellend. Wobei dabei zu beachten ist, dass die Nut-

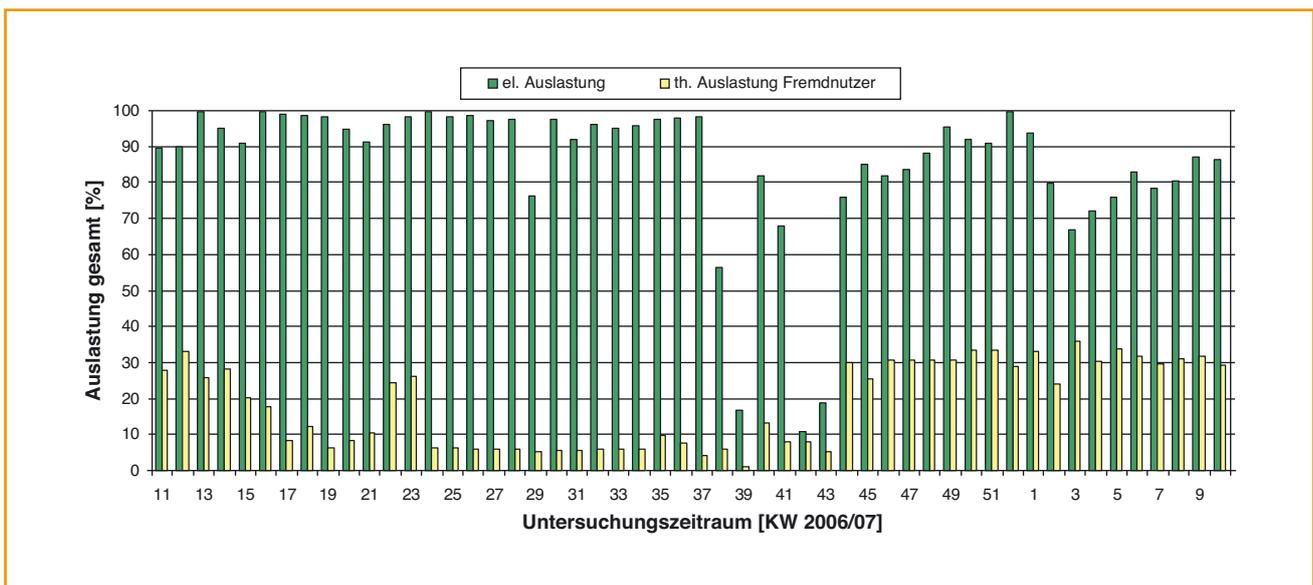


Abb. 5-10: Zeitlicher Verlauf der elektrischen Auslastung und der theoretischen thermischen Auslastung durch Fremdnutzer

Biogasanlage 05			
Allgemeine Angaben:		Planer/Hersteller: WELtec BioPower GmbH	Inbetriebnahme: 12/04
Einzelhofanlage	landwirtschaftlicher Betrieb:		
	Ackerfläche	1860 ha	Tierart
	Grünland	249 ha	Stückzahl
	NaWaRo-Anbau f. BGA	110 ha	Schweine
gesamte Ausbringfläche:		2109 ha	
Biogasanlage / Substratumsatz:		Nassfermentationsanlage Stufe 1	Substratzusammensetzung:
Reaktorvolumen	[m ³]	1049	Umsatz: 7358 t/Jahr
Arbeitsvolumen	[m ³]	903	Schweinegülle
Höhe / Breite	[]	0,31	73,0 %FM
stehend / liegend		s	Maissilage
Temperatur	[°C]	39,5	11,8 %FM
pH	[]	8,1	Lieschkolbensilage
Frischsubstrat	[t/Tag]	20,2	9,1 %FM
			Roggenkörner
			6,1 %FM
Rezirkulation aus GRL	[t/Tag]	0,0	
			Mittlere Substratqualität:
B _{RoTR} Substrat	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	3,8	TR 19 %FM
B _{RoTR} gesamt	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	3,8	NH ₄ -N 3,0 kg/t
Verweilzeit	[d]	46	oTR 17 %FM
oTR-Abbau	[%]	76	N _{ges} -N 5,9 kg/t
CH ₄ -Prod.	[Nm ³ CH ₄ /(m ³ AVd)]	1,18	CSB 240 kg/t
BG-Prod.	[Nm ³ BG/(m ³ AVd)]	2,23	PO ₄ -P 1,52 kg/t
Inhaltsstoffe:		Gärrückstandslager:	
TR	[%FM]	6,2	Anzahl: 2
oTR	[%FM]	4,7	Lagerkapazität 4140 m ³
NH ₄ -N	[kg/t]	4,0	Abdeckung: GRL1: keine
N _{ges} -N	[kg/t]	6,1	GRL2: keine
PO ₄ -P	[kg/t]	1,41	
K	[kg/t]	3,2	
Essigsäureäquivalent	[g/t]	1530	Restgaspotential, Ablauf letzte Stufe (nach 60 Tagen):
FOS/TAC	[]	0,18	bei 37°C: 5,2 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}
Anstieg d. NH ₄ -Anteils: 19,8 % absolut		bei 22°C: 2,6 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}	
Gasverwertung:		Gasproduktion:	
mittl. Einspeiseverg.: 17,4 Ct/kWh _{el}		Gasqualität:	
mittl. Zündölpreis: 44,9 Ct/l		52,7 Vol-% CH ₄ kein O ₂ -Wert	
		kein CO ₂ -Wert 262 ppm H ₂ S	
Gasspeicherzeit: 3,2 h		Gasausbeuten	
Motortyp	Z	Nm ³ BG	Nm ³ CH ₄
el. Nennleistung	[kW _{el}]	180	
th. Nennleistung	[kW _{th}]	185	pro t Substrat 102 54
BHKW-Hersteller		D & B	pro t oTR 593 313
Motorenhersteller		Deutz	pro t CSB 426 225
Anzahl Zylinder		6	
Garantiewert H ₂ S	[ppm]	200	
el. Leistung	[kW _{el}]	160	
Zündölanteil	[%]	11	
Zündölverbrauch	[l/Tag]	116	
Verstromungsfaktor	[kWh _{el} /Nm ³ BG]	1,6	
el. Wirkungsgrad*	[%]	31,2	
el. Auslastung	[%]	85	
Jahresbetriebsstunden	[h/a]	8278	
theor. Volllaststunden	[h/a]	7440	
*Keine Bestimmung gemäß DIN 6280		Stromproduktion:	
		3679 kWh/Tag	
		187 kWh/tSub	
		Arbeitsaufwand:	
		Routinearbeiten 13,3 h/Woche	
		Störungsbehebung 4,0 h/Woche	
Eigenstrombedarf:		Wärmeverwertung:	
Keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs		Keine Bestimmung des Eigenwärmebedarfs	
		Fremdnutzer	
		Wärmebedarf 5737 kWh/Woche	
		thermische Leistung 34,2 kW _{th}	
		theor. Auslastung 18,5%	



Tab. 5-3: Datenblatt der Biogasanlage 05

Beschreibung ausgewählter Anlagen

BGA 05 - 903 m³AV - 180 kW_{el}				
Investition:				
Gesamtinvestition	dies entspricht	639 €/m³AV	3.206 €/kW _{el}	577.108 €
Fördermittel		29 % d. Inv.summe		169.636 €
Eigenkapital		27 % d. Inv.summe		155.700 €
Fremdkapital		44 % d. Inv.summe		251.772 €
Jährliche Leistungen:				
Stromerlös (86,6 %)			Einspeisevergütung: 17,4 Cent/kWh _{el}	230.456 €/a
Wärmeerlös (2,3 %)				6.000 €/a
Heizmitteleinsparung (0,0 %)				
Gärrestverkauf (0,0 %)				
Düngewert (11,2 %)				29.752 €/a
Gesamte Leistungen:				266.207 €/a
Jährliche Kosten:				
Anlagenkosten (19,1 %)				50.907 €/a
Abschreibung (63,5 %)				32.318 €/a
Wartungsverträge (4,9 %)				2.500 €/a
Reparaturen: Ersatzteile (15,7 %)				8.000 €/a
Zinsen Anlagenkapital (15,9 %)				8.088 €/a
Gebäude- und Grundstückskosten (6,0 %)				16.001 €/a
Abschreibung (60,3 %)				9.645 €/a
Zinsen Gebäudekapital (39,7 %)				6.355 €/a
Maschinenkosten (1,0 %)				2.550 €/a
Unterhalt f. Maschinen (100,0 %)				2.550 €/a
Betriebskosten (17,7 %)				47.258 €/a
Versicherung (11,8 %)				5.600 €/a
Eigenstrombedarf (12,3 %)			13,7 Cent/kWh _{el}	5.800 €/a *4
Zündölkosten (40,0 %)				18.908 €/a
Verbrauchsmaterial (3,6 %)				1.700 €/a
Personal (fremd) (30,0 %)				14.200 €/a
Personal (eigen) (0,0 %)				
Analysekosten (2,2 %)				1.050 €/a
Direktkosten (48,5 %)				149.776 €/a
Kosten für NaWaRo (78,8 %)		Roggenschrot	102 €/t	46.308 €/a
		Maissilage	36 €/t	31.464 €/a
		Lieschkolbensilage	36 €/t	23.976 €/a
sonstige Substratkosten (4,5 %)				5.840 €/a
Gärhilfsstoffe (0,0 %)				
Wasser (0,0 %)				
Ausbringkosten (16,0 %)				20.646 €/a
Zinsen Umlaufvermögen (Ansatz: 1,5%) (0,7 %)				962 €/a
Beiträge und Gebühren				700 €/a
Sonstiges				19.880 €/a
Gesamtkosten				266.491 €/a
Stromgestehungskosten	20,1 Cent/kWh	NaWaRo-Anbau: 38 %	Abschreibung: 16 %	
Bilanz:				
Direktkostenfreie Leistungen		152 €/m³AV	761 €/kW _{el}	137.011 €/a
Amortisation				13,8 a
Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis				-284 €/a
*1 Substratkosten berechnet (2. Messkampagne)				
*2 Personalkosten nach Angaben im Betriebstagebuch				
*3 Betreiberangaben, da keine Ermittlung der Einspeisevergütung				
*4 Betreiberangaben, da keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs in Datenbank				

Tab. 5-4: Ökonomisches Datenblatt der Biogasanlage 05

zung der Wärme in den Wirtschaftsgebäuden hier nicht erfasst wird und die Auslastung noch einmal erhöhen würde. Im Vergleich mit anderen Anlagen liegt der Substratumsatz gemessen an der spezifischen Stromproduktion mit ca. 950 kWh/t_{oTR} eher im unteren Bereich (vgl. Kap. 7).

Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit (siehe Tabelle 5-4) zeigt ein negatives Betriebsergebnis für das Jahr 2006, was unter anderem auch auf die schlechte elektrische Auslastung aufgrund der oben genannten Störfälle zurückzuführen ist. Bei einem reibungslosen Anlagenbetrieb könnte ein deutlich positiveres Ergebnis erreicht werden. Zusätzlich würden eine gasdichte Abdeckung des Gärückstandslagers und eine längere Verweilzeit die Substratausnutzung verbessern.

5.3 Biogasanlage 15

5.3.1 Anlagenbeschreibung

Der landwirtschaftliche Betrieb BGA 15 (Abbildung 5-11) befindet sich in Niedersachsen. Es werden 480 ha Ackerland und 30 ha Grünland bewirtschaftet sowie eine Rinderzucht betrieben. Für den



Abb. 5-11: BGA 15; Feststoffbesickerer; dahinter Fermenter, daneben Nachgärer und Gärückstandslager (v.r.n.l.)

NaWaRo-Anbau werden 210 ha genutzt. Die zweistufige Biogasanlage (Hersteller: PlanET Biogastechnik GmbH) besteht aus zwei stehenden Fermentern (je 1.730 m³) und einem stehenden gasdichten Gärückstandslager (2.078 m³) (Abbildung 5-12) in Stahlbetonbauweise.

Die nachwachsenden Rohstoffe (vgl. Tabelle 5-5) werden über einen Feststoffeintrag mit Schubboden (Hersteller: PlanET) mit einem Fassungsvermögen von ca. 40 m³ achtmal pro Tag über eine horizontale Stopfschnecke in den Fermenter gefördert. Die zu Beginn des Beobachtungszeitraums täglich anfallende Rindergülle aus den Stallungen wurde mit Hilfe einer Balgenpumpe (Hersteller: Armatec, 3,45 kW_{el}) in den Fermenter gepumpt. Nach entsprechender Verweildauer wird das Substrat dem Nachgärer

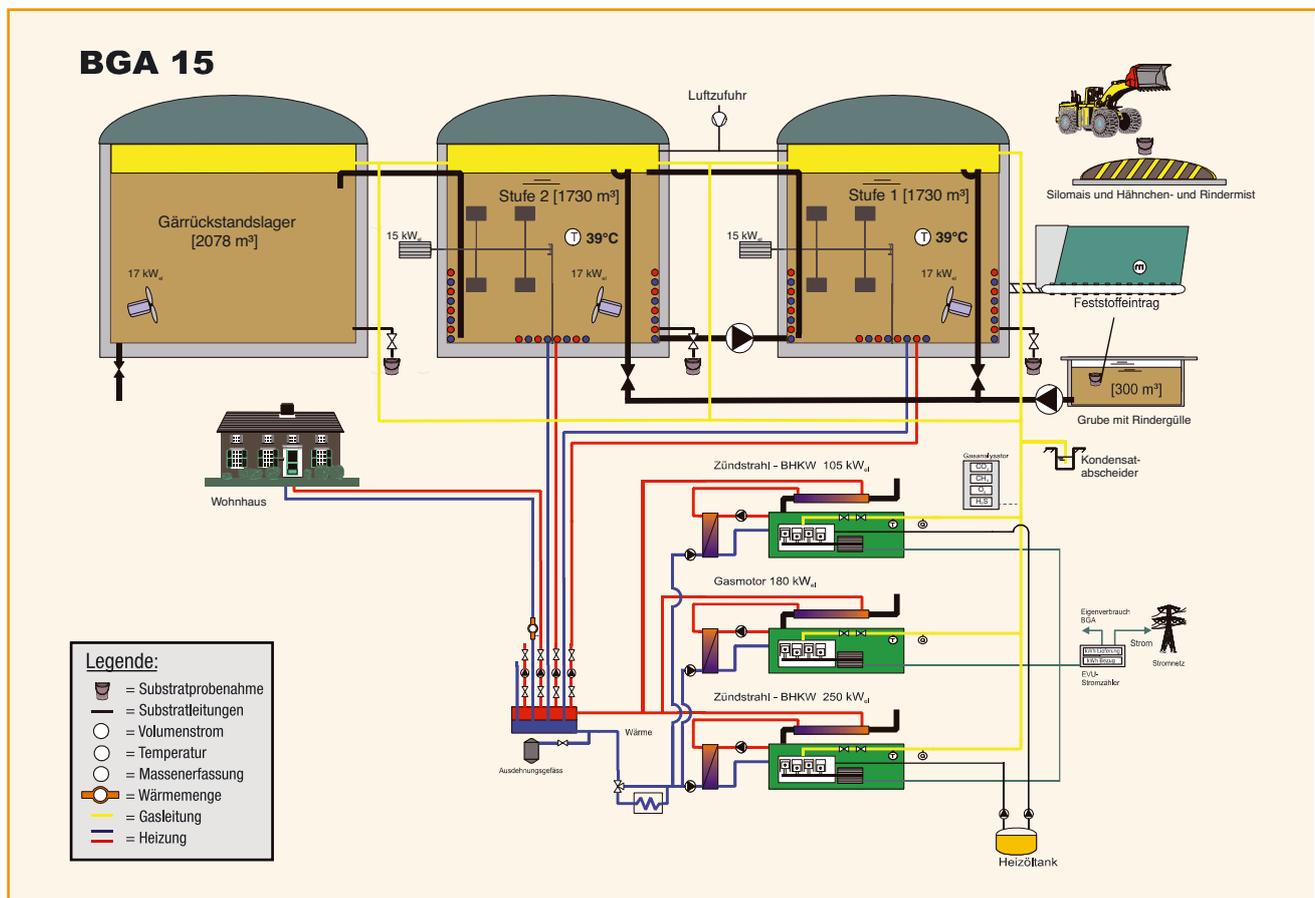


Abb. 5-12: BGA 15; verfahrenstechnisches Fließbild

(2. Stufe) mittels Überlauf zugeführt. Die 2. Stufe ist ebenfalls über einen natürlichen Überlauf mit dem Gärrückstandslager verbunden, wo die Lagerung bis zur Ausbringung erfolgt. Es ist aber möglich, das Gärgut als Rezirkulat durch eine Drehkolbenpumpe (Hersteller: Börger) in Fermenter 1 zu pumpen.

Um das Gärgut zu durchmischen, sind beide Fermenter mit jeweils einem Paddelgiganten (Hersteller: Agrikomp, 15 kW_{el}) und einem Tauchmotorrührwerk (Hersteller: Stallkamp, 17 kW_{el}) ausgerüstet.

Die Biogasspeicherung (ca. 1.400 m³) erfolgt in allen drei Behältern unter einem gasdichten Foliendach (EPDM). Das produzierte Biogas wird durch Einblasen von Luft in den Kopfraum der Fermenter biologisch entschwefelt und zwei Zündstrahl-BHKW mit 105 kW_{el} (Hersteller: 2G, Motor: Deutz) bzw. 250 kW_{el} (Hersteller: Schnell; Motor: Scania) sowie einem Gas-BHKW mit 180 kW_{el} (Hersteller: 2G, Motor: MAN) zur Strom- und Wärmeerzeugung zugeführt. Der erzeugte Strom wird nach EEG in das öffentliche Netz eingespeist.

Die bei der Verstromung anfallende Wärme dient bisher zur Bereitstellung der benötigten Prozesswärme und zur Wärmenutzung für das Privathaus.

5.3.2 Beurteilung der Messtechnik

Folgende messtechnische Einheiten sind installiert:

- Substratmengenerfassung (Feststoffe über Wiegezellen, Gülle und Rezirkulat über Pumpenlaufzeiten)
- Stromproduktions- und Betriebsstundenzähler
- Zündölzähler
- Gasmengenerfassung (Hersteller: Elster und ABB)
- Gasanalytik (Hersteller: ExTox): CH₄, O₂ und H₂S
- Wärmemengenzähler für Fremdnutzer (Privathaus)
- Eigenstrombedarf.

Insgesamt verfügt die Anlage über eine gute messtechnische Ausstattung. Einzig der Eigenwärmebedarf wird nicht erfasst.

5.3.3 Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums

In der BGA wurden im Betrachtungszeitraum nachwachsende Rohstoffe und Wirtschaftsdünger vergoren. Es kamen Mais- (85,1 %) und Grassilage (4,4 %), Rinder- (0,2 %) und Hähnchenmist (5,2 %) sowie Rindergülle (5,1 %) zum Einsatz (vgl. Tabelle 5-5). Ab-

bildung 5-13 zeigt den Verlauf der Substratzusammensetzung und die zugeführten Substratmengen.

Da die Rindviehhaltung aus betriebswirtschaftlichen Gründen abgeschafft werden musste, wurde nur bis KW 27/06 Rindergülle vergoren. Dementsprechend musste die Menge an Maissilage gesteigert werden. Ab KW 28/06 wurde Grassilage als Substrat dazu genommen und Hähnchenmist ab KW 31/06 reduziert.

Die Verminderung der Substratzufuhr von KW 20/06 bis KW 22/06 und in KW 52/06 hing mit mehreren Störungen am Feststoffbeschicker zusammen. Am Schubboden wurden durch Materialermüdung einige Teile abgerissen, die repariert werden mussten. In KW 24/06 musste in der Stufe 1 die elektr. Zuleitung eines Rührwerkes erneuert werden. Dementsprechend konnte Stufe 1 über mehrere Stunden nicht mit Substrat versorgt werden. In KW 36, 39, 42/06 und ab KW 50/06 musste wieder aufgrund diverser Reparaturen am Feststoffbeschicker und Verstopfung des Überlaufs die Substratzufuhr gemindert werden. In KW 10/07 musste die EPDM-Folienhaube auf der Stufe 1 ersetzt werden, dementsprechend wurde die Substratzufuhr für mehrere Stunden eingestellt. In KW 11/07 kam es zu einem größeren Schaden am Gärrückstandslager. Mehrere Holzbalken brachen aufgrund eines Defektes an der Über-/ Unterdrucksicherung durch. Dementsprechend musste die Substratzufuhr noch weiter zurückgenommen werden.

Die Gesamtverweilzeit des Substrates (Abbildung 5-14) lag durchschnittlich bei 123 Tagen, bei einer Raumbelastung von 2,2 kg oTR/(m³ AVd) (vgl. Tabelle 5-5).

Die ebenfalls in Abbildung 5-14 dargestellte Methanproduktivität lag bei durchschnittlich 0,87 Nm³CH₄/(m³ AVd) (vgl. Tabelle 5-5).

Während des Betrachtungszeitraumes wurde eine elektrische Auslastung der drei BHKW von durchschnittlich 93 % (vgl. Tabelle 5-5) erreicht. Abbildung 5-15 verdeutlicht, dass die elektrische Gesamtauslastung relativ gleich blieb und nur aufgrund der Störungen in den jeweiligen Wochen um ca. 20 % bis 30 % zurückging.

Die ebenfalls in Abbildung 5-15 dargestellte thermische Auslastung durch die Fremdnutzer von ca. 6 % wurde vom Heizkreis des Wohnhauses abgenommen. Ein geringer Teil diente zur Erwärmung des Prozesses. Der Rest wurde ungenutzt über die Kühler in die Umgebung abgegeben.

Trotz relativ schwerwiegender Störfälle konnte eine überdurchschnittlich hohe elektrische Auslastung erreicht werden. Als zweistufiges System mit Substratverweilzeiten von über 100 Tagen erreicht diese

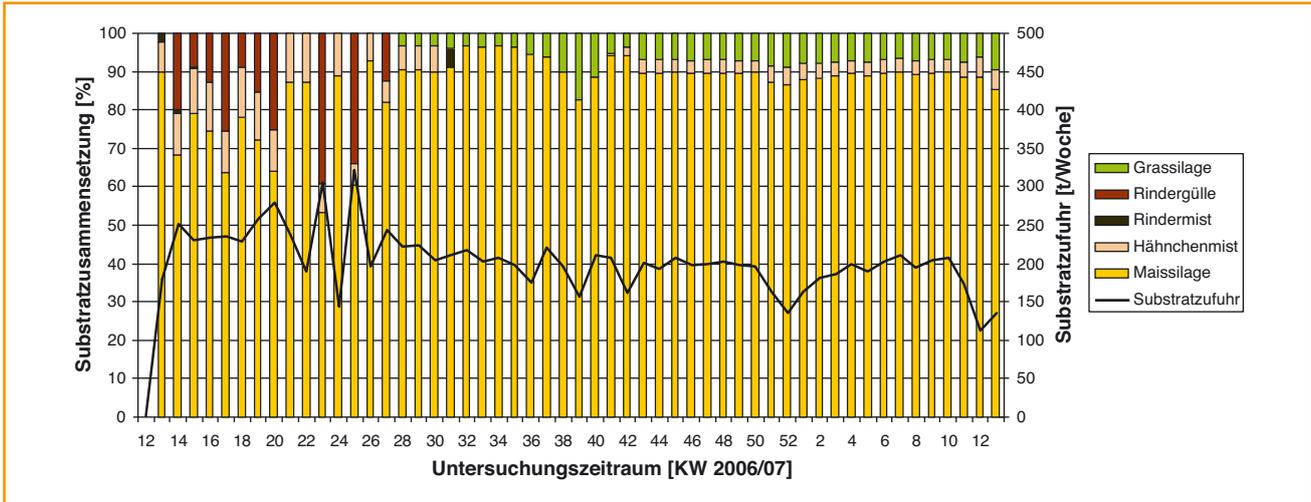


Abb. 5-13: Zeitlicher Verlauf der Substratzusammensetzung und der zugeführten Substratmenge

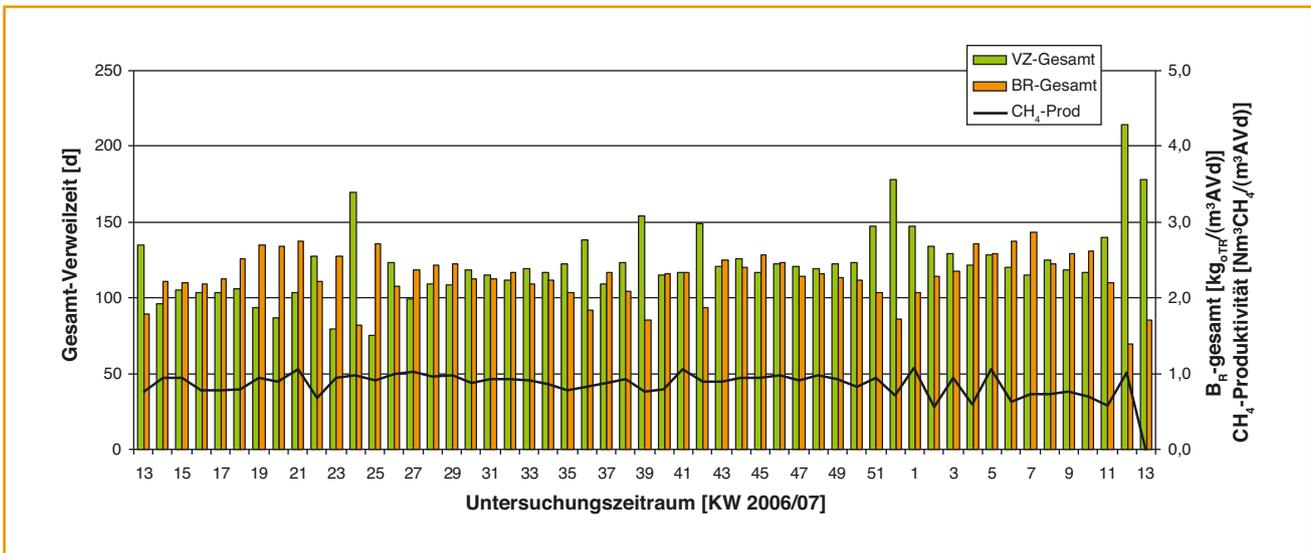


Abb. 5-14: Zeitlicher Verlauf der hydraulischen Gesamtverweilzeit, der oTR-Raumbelastung (ohne Rückführung) und der Methanproduktivität

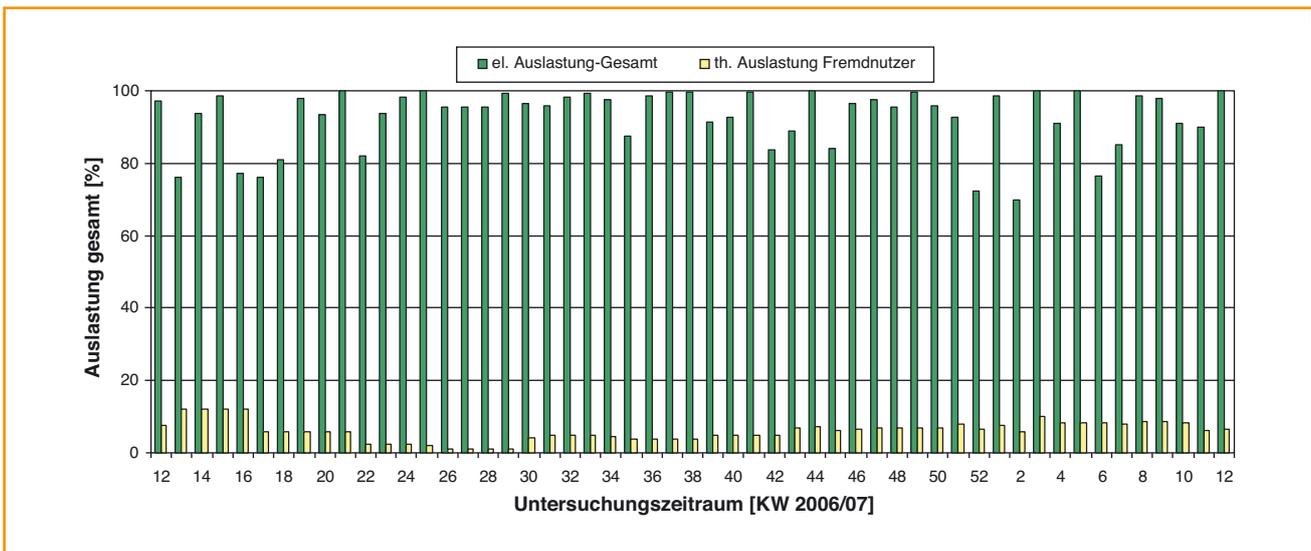


Abb. 5-15: Zeitlicher Verlauf der gesamten elektrischen Auslastung und der theoretischen thermischen Auslastung durch Fremdnutzer



Biogasanlage 15					
Allgemeine Angaben:		Planer/Hersteller: PlanET Biogast. GmbH		Inbetriebnahme: 06/05	
Einzelhofanlage		landwirtschaftlicher Betrieb: Ackerfläche 480 ha Grünland 30 ha NaWaRo-Anbau f. BGA 210 ha		Tierart Stückzahl	Rinder k.A.
gesamte Ausbringfläche:		510 ha			
Biogasanlage / Substratumsatz:			Nassfermentationsanlage		Substratzusammensetzung:
			Stufe 1	Stufe 2	
Reaktorvolumen	[m ³]	1900	1900	3800	
Arbeitsvolumen	[m ³]	1730	1730	3460	
Höhe / Breite	[]	0,28	0,28		
stehend / liegend		s	s		
Temperatur	[°C]	39,0	38,4		
pH	[]	7,9	8,0		
Frischsubstrat	[t/Tag]	28,6		28,6	
Rezirkulation in S1 aus	[t/Tag]		3,1		
Überlauf in	[t/Tag]		25,8		
B _{RoTR} Substrat	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	4,5	0,0	2,2	
B _{RoTR} gesamt	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	4,6	1,2		
Verweilzeit	[d]	60	77	123*	
oTR-Abbau	[%]	73	23	80	
CH ₄ -Prod.	[Nm ³ CH ₄ /(m ³ AVd)]	1,41	0,34	0,87	
BG-Prod.	[Nm ³ BG/(m ³ AVd)]	2,89	0,69	1,8	
*Substratverweilzeit (excl. Rezirkulation)					
Inhaltsstoffe:			Gärrückstandslager:		
TR	[%FM]	10,1	8,6	Anzahl: 1	Lagerkapazität 2078 m ³
oTR	[%FM]	8,1	6,6	Abdeckung:	gasdicht
NH ₄ -N	[kg/t]	3,4	3,6	Restgaspotential, Ablauf letzte Stufe (nach 60 Tagen): bei 37°C: 4,7 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest} bei 20°C: 1,3 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}	
N _{ges} -N	[kg/t]	6,2	6,2		
PO ₄ -P	[kg/t]		1,13		
K	[kg/t]		4,3		
Essigsäureäquivalent	[g/t]	3687	479		
FOS/TAC	[]	0,37	0,16		
Anstieg d. NH ₄ -Anteils: 38,5 % absolut					
Gasverwertung:			mittl. Einspeiseverg.: 16,0 Ct/kWh _{el} mittl. Zündölpreis: 57,1 Ct/l		Gasproduktion:
Gasspeicherzeit: 5,2 h		BHKW1	BHKW2	BHKW3	Gesamt
Motortyp		Z	G	Z	
el. Nennleistung	[kW _{el}]	105	180	250	535
th. Nennleistung	[kW _{th}]	108	183	260	551
BHKW-Hersteller		2G	2G	Schnell	
Motorenhersteller		Deutz	MAN	Scania	
Anzahl Zylinder		6	6	6	
Garantiewert H ₂ S	[ppm]	200	200	200	
el. Leistung	[kW _{el}]	103	179	247	529
Zündölanteil	[%]	13	-	4	4
Zündölverbrauch	[l/Tag]	74	-	55	130
Verstromungsfaktor	[kWh _{el} /Nm ³ BG]	1,8	1,6	1,8	1,9
el. Wirkungsgrad*	[%]	36,1	37,6	40,2	
el. Auslastung	[%]	81	95	96	93
Jahresbetriebsstunden	[h/a]	7200	8337	8502	
theor. Volllaststunden	[h/a]	7103	8280	8398	8104
*Keine Bestimmung gemäß DIN 6280					
Eigenstrombedarf:	(30,3 kWh/t _{Sub})	Wärmeverwertung:		Keine Bestimmung des Eigenwärmebedarfs	
BGA gesamt:	7,4% d. Prod.	Fremdnutzer		Wärmebedarf 5572 kWh/Woche	
Feststoffzugabe	0,35% d. Prod.	thermische Leistung		33,2 kW _{th}	
		theor. Auslastung		6,0%	

Tab. 5-5: Datenblatt der Biogasanlage 15

BGA 15		-	3.460 m³AV	-	535 kW_{el}	
Investition:						
Gesamtinvestition	dies entspricht		311 €/m³AV		2.010 €/kW _{el}	1.075.429 €
Fördermittel			keine Förderung			
Eigenkapital			kein Eigenkapital			
Fremdkapital			100 % d. Inv.summe			1.075.429 €
Jährliche Leistungen:						
Stromerlös (92,6 %)					Einspeisevergütung: 16,0 Cent/kWh _{el}	686.764 €/a
Wärmeerlös (0,0 %)						
Heizmitteleinsparung (0,0 %)						
Gärrestverkauf (2,7 %)						20.212 €/a
Düngewert (4,6 %)						34.358 €/a
Gesamte Leistungen:						741.334 €/a
Jährliche Kosten:						
Anlagenkosten (19,0 %)						96.405 €/a
Abschreibung (79,8 %)						76.975 €/a
Wartungsverträge (20,2 %)						19.430 €/a
Reparaturen: Ersatzteile (0,0 %)						
Zinsen Anlagenkapital (0,0 %)						
Gebäude- und Grundstückskosten (3,8 %)						19.473 €/a
Abschreibung (97,4 %)						18.959 €/a
Gebäudeunterhalt (2,6 %)						514 €/a
Betriebskosten (19,5 %)						99.226 €/a
Versicherung (3,4 %)						3.385 €/a
Eigenstrombedarf (44,3 %)					13,7 Cent/kWh _{el} *3	43.917 €/a
Zündölkosten (27,1 %)						26.923 €/a
Verbrauchsmaterial (0,0 %)						
Personal (fremd) (24,2 %)						24.000 €/a
Personal (eigen) (0,0 %)						
Analysekosten (1,0 %)						1.000 €/a
Direktkosten (53,9 %)						293.408 €/a
Kosten für NaWaRo (88,2 %)			Maissilage	26 €/t *1		230.308 €/a
			Grassilage	25 €/t *1		11.525 €/a
sonstige Substratkosten (0,0 %)						
Gärhilfsstoffe (2,0 %)						5.416 €/a
Wasser (0,0 %)						
Ausbringkosten (9,1 %)						24.943 €/a
Zinsen Umlaufvermögen (Ansatz: 1,5%) (0,7 %)						2.041 €/a
Beiträge und Gebühren						1.212 €/a
Sonstiges						17.963 €/a
Gesamtkosten						508.512 €/a
Stromgestehungskosten	NaWaRo-Anbau: 48 %		Abschreibung: 19 %			
	11,8 Cent/kWh					
Bilanz:						
Direktkostenfreie Leistungen			135 €/m³AV		873 €/kW _{el}	467.100 €/a
Amortisation						3,3 a
Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis						232.822 €/a
			67 €/m³AV		435 €/kW _{el}	
*1 Substratkosten berechnet (1. Messkampagne)						
*2 Personalkosten nach Angaben im Betriebstagebuch						
*3 Einkaufspreis für Fremdenergie berechnet mit Mittelwert aller Anlagen						
*4 Betreiberangaben, da keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs in Datenbank						



Tab. 5-6: Ökonomisches Datenblatt der Biogasanlage 15

Beschreibung ausgewählter Anlagen

Anlage eine effiziente Substratausnutzung, was der Vergleich von Methanausbeute und spezifischer Stromproduktion mit anderen Anlagen deutlich macht (vgl. Kap. 7). Das wirtschaftliche Betriebsergebnis fällt positiv aus (Tabelle 5-6). Allerdings können die Kosten noch deutlich höher liegen, da keine Angaben zur Anlagenfinanzierung, Substratkosten und den Kosten für Fremdenergie gemacht wurden, sodass Schätzwerte angenommen werden mussten. Somit könnte sich das Betriebsergebnis noch verschlechtern.

5.4 Biogasanlage 20

5.4.1 Anlagenbeschreibung

Der landwirtschaftliche Betrieb BGA 20 (Abbildung 5-16) liegt in Niedersachsen und wird von zwei Betrieben geführt, die insgesamt 730 ha Ackerland und 12 ha Grünland bewirtschaften. Für den NaWaRo-Anbau werden davon 220 ha verwendet.

Die zweistufige Biogasanlage (Hersteller: UTEC GmbH) besteht aus einem stehenden Fermenter (2.000 m³ AV) mit Stahlbetondecke und einem gasdichten Nachgärer (1.000 m³ AV) mit Folienabdeckung, sowie einem Gärrückstandslager (4.950 m³)



Abb. 5-16: BGA 20; Betriebsgebäude, dahinter Fermenter, daneben Nachgärer

und einer Zisterne für Regen- und Sickerwasser (100 m³ AV) (Abbildung 5-17). Alle Behälter sind in Stahlbetonbauweise ausgeführt. Die Biogasanlage wurde im November 2005 in Betrieb genommen.

Die nachwachsenden Rohstoffe (vgl. Tabelle 5-7) werden über einen Feststoffeintrag mit Wiegezone (Hersteller: Schauer) und einem Fassungsvermögen von ca. 50 m³ 20-mal pro Tag direkt über eine horizontale Schnecke und einer Kolbeneinpressung in den Fermenter gefördert. Der Substratbunker ist mit einem Schubboden ausgerüstet, der das Material nach vorne in Richtung Schnecke transportiert. Die Schnecke fördert das Material zum Presskolben, der dieses verdichtet und in den Fermenter einbringt.

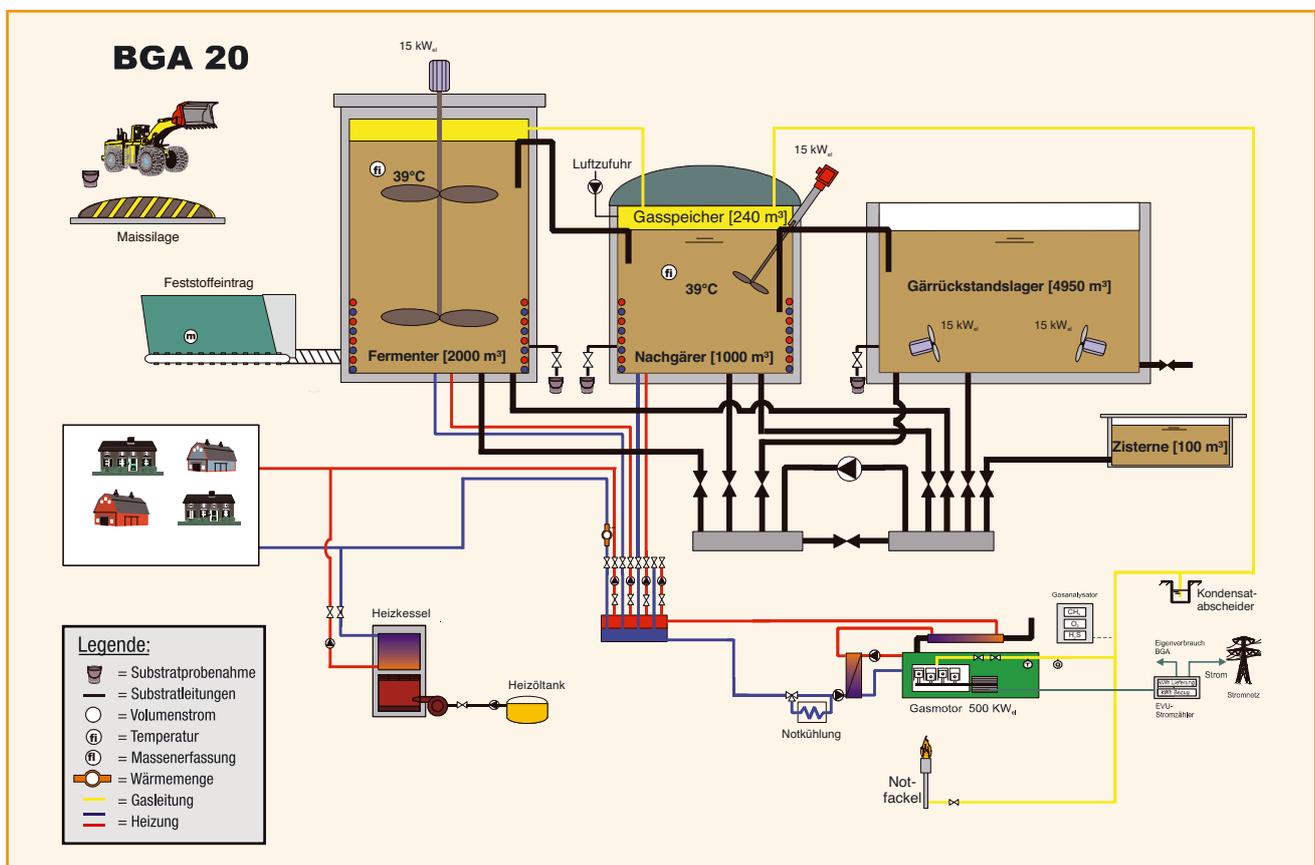


Abb. 5-17: BGA 20; verfahrenstechnisches Fließbild

Nach entsprechender Verweildauer wird das Gärgut dem Nachgärer (2. Stufe) mittels Überlauf zugeführt. Die 2. Stufe ist ebenfalls über einen natürlichen Überlauf mit dem Gärrückstandslager verbunden, wo die Lagerung des Gärrestes bis zur Ausbringung erfolgt. Es ist möglich, das Gärgut als Rezirkulat und den Inhalt der Zisterne durch eine Drehkolbenpumpe (Hersteller: Vogelsang, 4 kW_{el}) in jeden Behälter zu pumpen.

Um das Gärgut zu durchmischen, ist die 1. Stufe mit einem im Boden verankerten Zentralrührwerk (Hersteller: Stamo, 15 kW_{el}) ausgerüstet. Die 2. Stufe ist mit zwei Langachsührwerken (Hersteller: Stamo, 15 kW_{el}) ausgestattet. Die Rührintervalle in Stufe 2 betragen ca. 18 min/h. Das Gärrückstandslager wird mit Hilfe von zwei Tauchmotorrührwerken (Hersteller: Becker; 20 kW_{el}) bei Bedarf durchmischt.

Die Biogasspeicherung (ca. 240 m³) erfolgt ausschließlich in der 2. Stufe unter einem gasdichten Foliendach (EPDM) und einem darüber angebrachten Tragluftfoliendach aus Spezialfolie (PVC). Das produzierte Biogas wird durch Einblasen von Luft in den Kopfraum der 2. Stufe biologisch entschwefelt und einem Gasmotor mit 500 kW_{el} (Hersteller: Pro2, Motor: Deutz) zur Strom- und Wärmeerzeugung zugeführt. Der erzeugte Strom wird nach EEG in das öffentliche Netz eingespeist.

Die bei der Verstromung anfallende Wärme dient zur Bereitstellung der benötigten Prozesswärme und zur Wärmenutzung einer benachbarten öffentlichen Einrichtung.

5.4.2 Beurteilung der Messtechnik

Folgende messtechnische Einheiten sind installiert:

- Substratmengenerfassung (Feststoffe über Wie-

gezellen, Gülle und Rezirkulat mittels Massendurchflusszähler)

- Stromproduktions- und Betriebsstundenzähler
- Zündölzähler
- Gasmengenerfassung (Hersteller: Elster und ABB)
- Gasanalytik: CH₄, O₂ und H₂S
- Wärmemengenzähler für Fremdnutzer (öffentliche Einrichtung)
- Eigenstrombedarf.

Insgesamt verfügt die Anlage über eine gute messtechnische Ausstattung. Einzig der Eigenwärmebedarf wird nicht erfasst.

5.4.3 Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums

In der BGA wurden überwiegend Maissilage und zu Beginn des Untersuchungszeitraums auch Rindergülle und Weizen GPS eingesetzt (Abbildung 5-18).

Bis auf KW 2/08 kam ab KW 39/07 nur noch Maissilage zum Einsatz. Die BGA wurde zwar schon im November 2005 in Betrieb genommen, aber es wurden bereits in den ersten Wochen des Betrachtungszeitraums hohe FOS/TAC-Werte von über 1,0 in der ersten Stufe ermittelt, was auf eine Übersäuerung des Prozesses hindeutete. Dementsprechend wurde die Fütterung stetig bis KW 32/07 zurückgenommen. Durch die Zugabe von Rindergülle sollte die vorhandene Biologie unterstützt werden. Des Weiteren stellte man fest, dass die Stufe 1 nicht richtig durchmischt wurde. Auch dieses wurde durch die Zugabe der Rindergülle wesentlich verbessert, wodurch auch der Abbau des Substrates erheblich unterstützt wurde. Ab KW 36/07 pendelten sich die FOS/TAC-Werte wieder auf einen durchschnittlichen

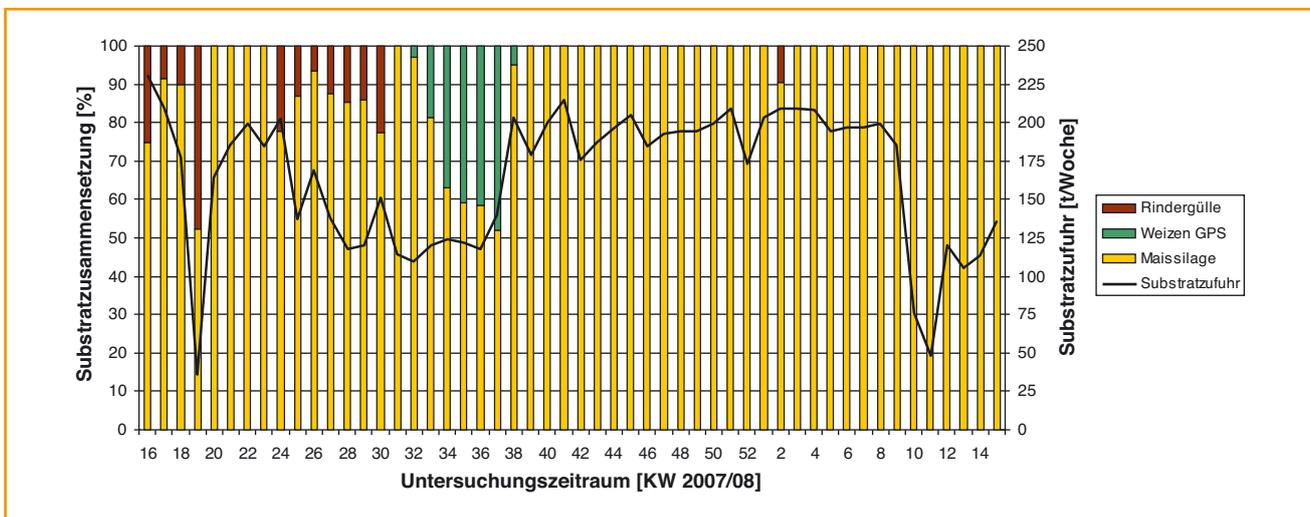


Abb. 5-18: Zeitlicher Verlauf der Substratzusammensetzung und der zugeführten Substratmenge

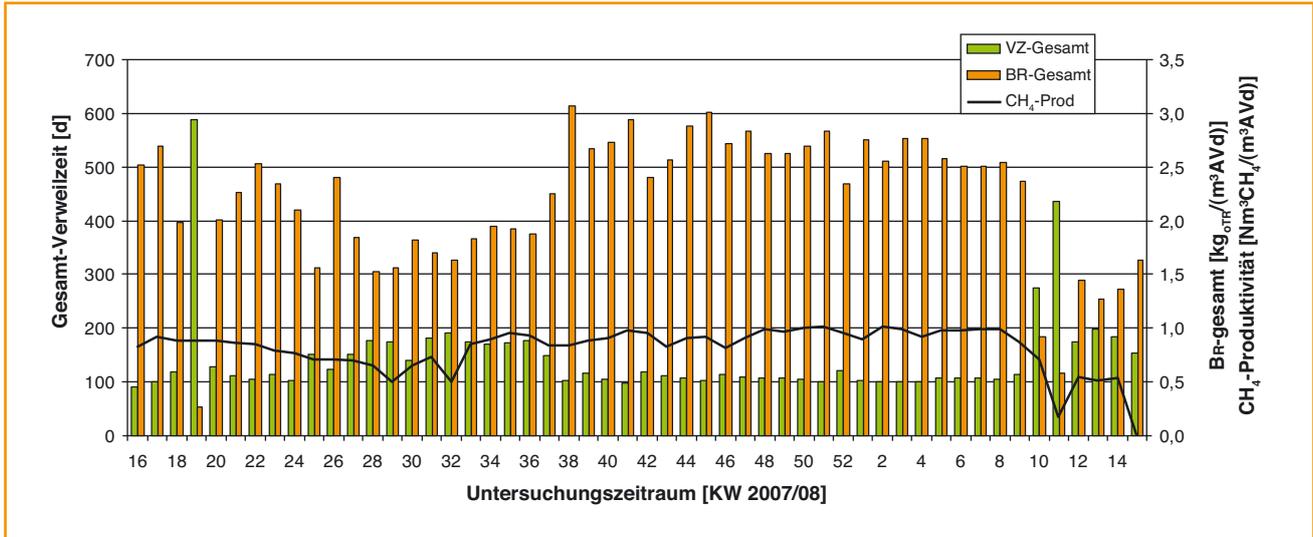


Abb. 5-19: Zeitlicher Verlauf der hydraulischen Gesamtverweilzeit, der oTR-Raumbelastung (ohne Rückführung) und der Methanproduktivität

Wert von ca. 0,4 ein und es wurde damit begonnen, die Fütterung zu erhöhen. Im weiteren Verlauf des Betrachtungszeitraumes kam es zu mehreren Störungen am Feststoffbeschicker und am Einpresskolben, sodass die Fütterung wieder zurück genommen werden musste. In KW 10/08 kam es erneut zu einem extremen Anstieg des FOS/TAC-Wertes, sodass die Fütterung wiederum reduziert wurde.

Aufgrund der oben genannten Probleme, wurde die Raumbelastung (Abbildung 5-19) von KW 27 bis KW 37/07 und von KW 10 bis 15/08 in den Stufen vorübergehend verringert. Die durchschnittliche Raumbelastung der Anlage lag bei 2,2 kg oTR/(m³ AVd). Die hydraulische Gesamtverweilzeit des Substrates betrug durchschnittlich 146 Tage. Höhere Verweilzeiten von KW 25 bis 37/07 und KW 10

bis 15/08 sind analog zur Raumbelastung auf die erwähnten Störungen zurückzuführen.

Die in Abbildung 5-19 dargestellte Methanproduktivität liegt im Durchschnitt bei 0,83 Nm³ CH₄/(m³ AVd) (vgl. Tabelle 5-7). Auch hier zeigt sich ein deutlicher Einfluss von Störungen der Biologie und durchgeführten Reparaturen. Insgesamt ist die Methanproduktivität ab KW 33 sehr gleichmäßig bei ca. 0,93 Nm³ CH₄/(m³ AVd), auch Substratwechsel haben sich nicht negativ ausgewirkt. Am Ende des Betrachtungszeitraumes sank die Methanproduktivität, bedingt durch die Prozessstörung auf 0,53 Nm³ CH₄/(m³ AVd).

Abbildung 5-20 verdeutlicht, dass die elektrische Gesamtauslastung bis KW 32/07 bei ca. 77% lag, was auf die Störungen zurückzuführen ist. Durch die

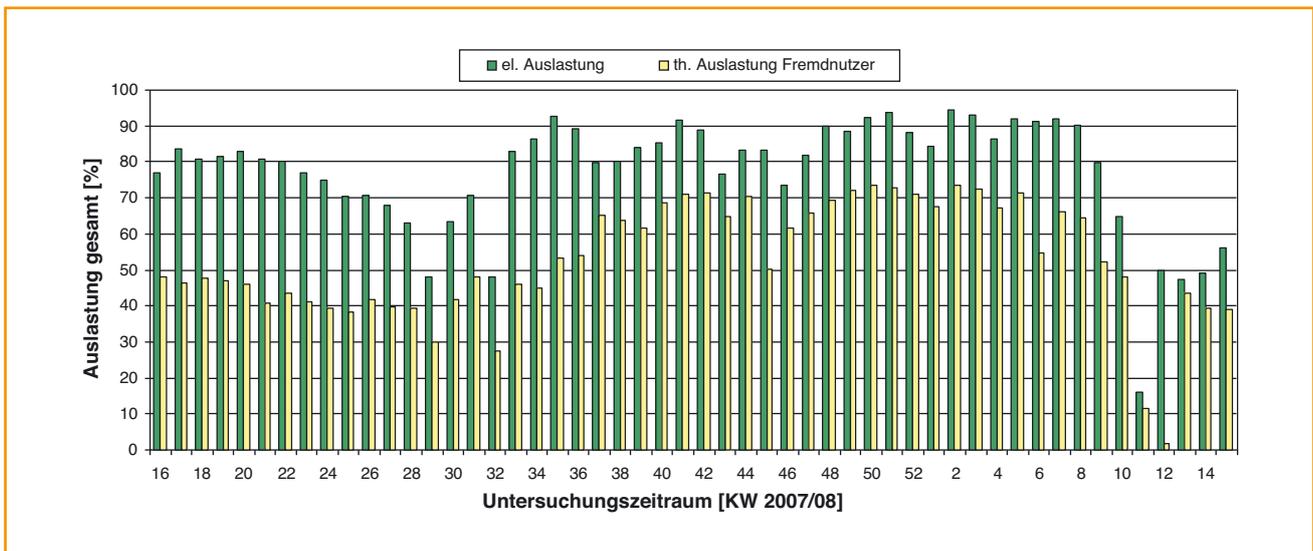


Abb. 5-20: Zeitlicher Verlauf der gesamten elektrischen Auslastung und der theoretischen thermischen Auslastung durch Fremdnutzer



Biogasanlage 20			
Allgemeine Angaben:		Planer/Hersteller: UTEC GmbH	Inbetriebnahme: 09/05
		landwirtschaftlicher Betrieb:	
Gemeinschaftsanlage von 2 Betrieben		Ackerfläche 730 ha	Keine Tierhaltung, da reiner Ackerbaubetrieb
		Grünland 12 ha	
		NaWaRo-Anbau f. BGA 220 ha	
gesamte Ausbringfläche:		742 ha	
Biogasanlage / Substratumsatz:		Nassfermentationsanlage	
		Stufe 1	Stufe 2
		Gesamt	
Reaktorvolumen	[m ³]	2150	1075
Arbeitsvolumen	[m ³]	2000	1000
Höhe / Breite	[]		
stehend / liegend		s	s
Temperatur	[°C]	39,2	38,1
pH	[]	7,3	7,7
Frischsubstrat	[t/Tag]	23,1	23,1
Rezirkulation in S1 aus Überlauf in		[t/Tag]	25,7
		[t/Tag]	44,7
B _{RoTR} Substrat	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	3,2	0,0
B _{RoTR} gesamt	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	3,9	2,8
Verweilzeit	[d]	42	23
oTR-Abbau	[%]	62	14
CH ₄ -Prod.	[Nm ³ CH ₄ /(m ³ AVd)]	0,93	0,64
BG-Prod.	[Nm ³ BG/(m ³ AVd)]	1,62	1,11
* Substratverweilzeit (excl. Rezirkulation)			
Substratzusammensetzung:		Umsatz: 8419 t/Jahr	
		Maissilage	93,7 %FM
		Weizen GPS	2,9 %FM
		Rindergülle	3,4 %FM
Mittlere Substratqualität:		TR	29 %FM
		oTR	27 %FM
		CSB	407 kg/t
		NH ₄ -N	0,7 kg/t
		N _{ges} -N	4,7 kg/t
		PO ₄ -P	0,71 kg/t
Inhaltsstoffe:		Gärrückstandslager:	
TR	[%FM]	7,6	7,0
oTR	[%FM]	6,3	5,6
NH ₄ -N	[kg/t]	1,7	1,8
N _{ges} -N	[kg/t]	4,3	4,4
PO ₄ -P	[kg/t]		0,58
K	[kg/t]		3,0
Essigsäureäquivalent	[g/t]	3855	1050
FOS/TAC	[]	0,73	0,25
Anstieg d. NH ₄ -Anteils: 27,0 % absolut			
Anzahl: 1		Lagerkapazität 4950 m ³	
Abdeckung: keine			
Restgaspotential, Ablauf letzte Stufe (nach 60 Tagen):			
bei 37°C: 7,3 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}			
bei 20°C: 1,7 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}			
Gasverwertung:		Gasproduktion:	
mittl. Einspeiseverg.: 16,1 Ct/kWh _{el}		Gasqualität:	
Gasspeicherzeit: 1,3 h		57,5 Vol-% CH ₄	
Motortyp		0,06 Vol-% O ₂	
el. Nennleistung [kW _{el}]		kein CO ₂ -Wert 123 ppm H ₂ S	
th. Nennleistung [kW _{th}]		Gasausbeuten	
BHKW-Hersteller		Nm ³ BG Nm ³ CH ₄	
Motorenhersteller		pro t Substrat 199 114	
Anzahl Zylinder		pro t oTR 759 437	
Garantiewert H2S [ppm]		pro t CSB 497 286	
el. Leistung [kW _{el}]		Stromproduktion:	
Zündölanteil [%]		9280 kWh/Tag	
Zündölverbrauch [l/Tag]		427 kWh/t _{Sub}	
Verstromungsfaktor [kWh _{el} /Nm ³ BG]		Arbeitsaufwand:	
el. Wirkungsgrad* [%]		Routinearbeiten 15,0 h/Woche	
el. Auslastung [%]		Störungsbehebung 0,6 h/Woche	
Jahresbetriebsstunden [h/a]			
theor. Volllaststunden [h/a]			
*Keine Bestimmung gemäß DIN 6280			
Eigenstrombedarf:		Wärmeverwertung:	
(37,5 kWh/t _{Sub})		Keine Bestimmung des Eigenwärmebedarfs	
BGA gesamt: 8,9% d. Prod.		Fremdnutzer	
		Wärmebedarf 53286 kWh/Woche	
		thermische Leistung 317,0 kW _{th}	
		theor. Auslastung 52,8%	



Tab. 5-7: Datenblatt der Biogasanlage 20

Beschreibung ausgewählter Anlagen

BGA 20 - 3.000 m³AV - 500 kW_{el}				
Investition:				
Gesamtinvestition	dies entspricht	700 €/m ³ AV	4.200 €/kW _{el}	2.100.000 €
Fördermittel		keine Förderung		
Eigenkapital		19 % d. Inv.summe		400.000 €
Fremdkapital		81 % d. Inv.summe		1.700.000 €
Jährliche Leistungen:				
Stromerlös (77,5 %)			Einspeisevergütung: 16,1 Cent/kWh _{el}	538.387 €/a
Wärmeerlös (20,2 %)			Verkaufspreis Wärme: 2,0 Cent/kWh _{th}	140.000 €/a
Heizmitteleinsparung (0,0 %)				
Gärrestverkauf (0,0 %)				
Düngewert (2,3 %)				16.130 €/a
Gesamte Leistungen:				694.517 €/a
Jährliche Kosten:				
Anlagenkosten (30,5 %)				178.124 €/a
Abschreibung (60,4 %)				107.600 €/a
Wartungsverträge (0,0 %)				
Reparaturen: Ersatzteile (28,1 %)				50.000 €/a
Zinsen Anlagenkapital (11,5 %)				20.524 €/a
Gebäude- und Grundstückskosten (10,3 %)				60.325 €/a
Abschreibung (60,8 %)				36.700 €/a
Pacht / Miete (9,9 %)				6.000 €/a
Zinsen Gebäudekapital (29,2 %)				17.625 €/a
Maschinenkosten (2,3 %)				13.333 €/a
Abschreibung (62,5 %)				8.333 €/a
Unterhalt f. Maschinen (37,5 %)				5.000 €/a
Betriebskosten (14,2 %)				82.963 €/a
Versicherung (9,6 %)				8.000 €/a
Eigenstrombedarf (38,5 %)			10,6 Cent/kWh _{el}	31.963 €/a
Zündölkosten (0,0 %)				
Verbrauchsmaterial (6,0 %)				5.000 €/a
Personal (fremd) (7,2 %)				6.000 €/a
Personal (eigen) (36,2 %)				30.000 €/a
Analysekosten (2,4 %)				2.000 €/a
Direktkosten (40,2 %)				249.803 €/a
Kosten für NaWaRo (90,0 %)		Maissilage	26 €/t	205.192 €/a
		Weizen GPS	25 €/t *1	6.050 €/a
sonstige Substratkosten (0,0 %)				
Gärhilfsstoffe (0,0 %)				
Wasser (0,4 %)				1.000 €/a
Ausbringkosten (8,9 %)				20.813 €/a
Zinsen Umlaufvermögen (Ansatz: 1,5%) (0,7 %)				1.748 €/a
Beiträge und Gebühren				15.000 €/a
Gesamtkosten				584.547 €/a
	NaWaRo-Anbau: 36 %	Abschreibung: 26 %		
Stromgestehungskosten	17,5 Cent/kWh			
Bilanz:				
Direktkostenfreie Leistungen		153 €/m ³ AV	919 €/kW _{el}	459.714 €/a
Amortisation				8,0 a
Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis				109.969 €/a
		37 €/m ³ AV	220 €/kW _{el}	
*1 Substratkosten berechnet (2. Messkampagne)				
*2 Personalkosten nach Angaben im Betriebstagebuch				
*3 Einkaufspreis für Fremdenergie berechnet mit Mittelwert aller Anlagen				
*4 Betreiberangaben, da keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs in Datenbank				

Tab. 5-8: Ökonomisches Datenblatt der Biogasanlage 20

biologischen Prozessstörungen kam es zu einem erheblichen Rückgang der elektr. Auslastung bis auf 48 % in KW 29 und 32/07. Diese konnte erst nach Erholung des Prozesses, der Zugabe von Rindergülle und der langsamen Erhöhung der Substratzufuhr ab KW 33/07 auf ca. 87 % gesteigert werden. In KW 10/08 kam es zu einem Rückgang der elektr. Auslastung auf 16 %. Durch die biologischen und technischen Probleme lag die gesamte elektrische Auslastung des BHKW durchschnittlich nur bei 77 % (vgl. Tabelle 5-7).

Der Eigenstrombedarf für die gesamte BGA (Rührwerke, Pumpen, BHKW, etc.) lag in diesem Zeitraum bei 8,9 % des produzierten Stromes (Tabelle 5-7).

Die ebenfalls in Abbildung 5-20 dargestellte thermische Auslastung durch die Fremdnutzer zeigt, dass eine relativ hohe thermische Fremdausnutzung von ca. 52,8 % erreicht wurde und lässt auf ein gutes Wärmenutzungskonzept schließen. Trotz der geringen elektrischen Auslastung konnte ein positives Betriebsergebnis erzielt werden (Tabelle 5-8). Bei einem reibungslosen Anlagenbetrieb ohne Störungen am Feststoffeintrag und einer stabilen Biologie kann die el. Auslastung und die Wirtschaftlichkeit der Anlage erheblich gesteigert werden.

5.5 Biogasanlage 26

5.5.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage 26 (Abbildung 5-21) befindet sich in Mittelfranken. Die landwirtschaftlich genutzte Fläche des Betriebes umfasst 130 ha. Davon werden 55 ha für den NaWaRo-Anbau genutzt. Zusätzlich wird Substrat von 60 ha betriebsfremden Flächen zugekauft. Als Basissubstrat dient der Wirtschaftsdünger, der aus der Haltung von 800 Mastschweinen stammt.

Die von der Fa. NQ-Anlagentechnik GmbH geplante und errichtete Biogasanlage ist seit Mai 2005 in Betrieb und umfasst einen Fermenter mit 950 m³ AV und einen Nachgärer mit 1.400 m³ AV. Zur Lagerung des Gärrückstandes wurde ein Behälter mit 3.500 m³ Nutzvolumen errichtet. Außerdem stehen aus Altbeständen vier zusätzliche Güllelager zur Verfügung (260 m³, 300 m³, 600 m³ und 180 m³). Die Behälter sind nur teilweise abgedeckt, jedoch keiner davon gasdicht (Abbildung 5-22).

Die Vorrichtung zur Einbringung der Feststoffe (Hersteller: UTS, Modell Doma) ist mit einem 30 m³ fassenden Vorlagebehälter ausgestattet. Die Einbringung der Feststoffe erfolgt zeitgesteuert und wird



Abb. 5-21: BGA 26; Fermenter mit Gaslager, Rührwerk und Überdrucksicherung

24 x pro Tag durchgeführt. Der Wirtschaftsdünger in Form von Schweinegülle wird aus einer Vorgrube (85 m³) 10 x pro Tag in den Fermenter gepumpt.

Nach entsprechender Verweildauer des Substrates im Fermenter wird es dem Nachgärbehälter mittels eines Überlaufs zugeführt. Für den Substratübergang vom Nachgärer in die Gärrückstandslager, die auf einem niedrigeren Höhenniveau angeordnet sind, müssen nur die entsprechenden Schieber (manuell) betätigt werden. Das Substrat läuft dann in den jeweiligen Behälter, ohne dass eine Pumpe notwendig ist. Nach dem gleichen Prinzip funktioniert die Zugabe von Nachgärer- oder Endlagermaterial in die Vorgrube, von der aus dann der Fermenter mit Hilfe der Pumpe beschickt werden kann (Substratrückführung). Eines der Endlager dient als Auffangbecken für anfallenden Sickersaft aus dem Silagestock. Durch die Verbindung des Behälters zur Vorgrube kann der energetisch wertvolle Silagesaft dem Gärprozess in kleinen Dosen zugeführt werden. Von der Vorgrube aus kann außerdem auch der Nachgärbehälter beschickt werden.

Die Durchmischung im Fermenter erfolgt durch den Einsatz eines Stabmixers (Hersteller: Suma, 15 kW_{el}) und einem Paddelrührwerk (Hersteller: NQ, 11 kW_{el}). Im Nachgärbehälter ist ein baugleiches Paddelrührwerk mit geringerer Leistungsaufnahme (Hersteller: NQ, 7 kW_{el}) installiert, sowie ein Stabmixer, der identisch ist mit dem im Fermenter verwendeten Rührgerät. Die Biogasspeicherung (ca. 500 m³) erfolgt unter einer Tragluft-Doppelfolie im Nachgärer. Der im produzierten Biogas enthaltene Schwefelwasserstoff wird durch Einblasen von Luft in den Kopfraum der Fermenter entfernt (Abbildung 5-22).



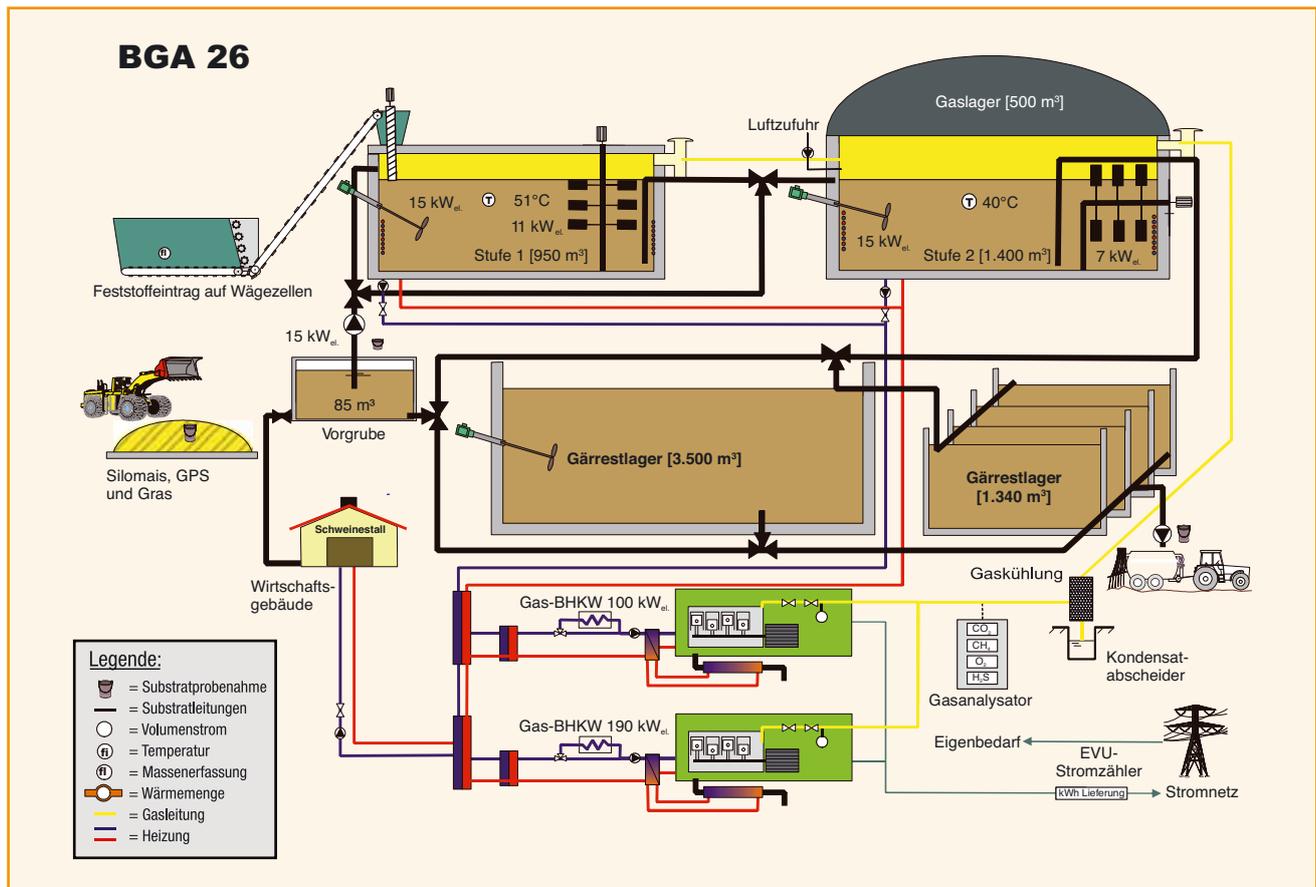


Abb. 5-22: BGA 26; verfahrenstechnisches Fließbild

Zur Strom- und Wärmeproduktion dienen zwei Gas-BHKW (Hersteller: Hagl, 100 kW_{el} und 190 kW_{el}). Die BHKW sind mit MAN-Motoren ausgestattet. Der produzierte Strom wird nach EEG in das öffentliche Netz eingespeist, die anfallende Wärme dient zur Bereitstellung der benötigten Prozesswärme. Außerdem wird damit die Stallheizung betrieben und das Warmwasser für die Flüssigfütterung der Schweine bereit gestellt.

genbesuchen gemessen und aufgezeichnet. Problematisch war die Gewichtsbestimmung der festen Inputmaterialien, da die Feststoffeinbringung nicht auf Wiegezellen steht. Eine Erfassung des Eigenwärmebedarfs war nicht möglich. Der Eigenstrombedarf wurde über die Stromrechnung des Bezugstromes ermittelt.

5.5.2 Beurteilung der Messtechnik

Folgende messtechnische Einheiten sind installiert:

- Substratmengenerfassung (Feststoffe stichpunktartig über Radladerschaufel, Gülle und Rezirkulat über Pumpenlaufzeiten)
- Stromproduktions- und Betriebsstundenzähler
- Gasmengenerfassung
- Wärmemengenzähler für Fremdnutzer (Wirtschaftsgebäude).

Eine Gasanalyse wurde im Rahmen des Biogassmessprogramms im April 2007 installiert. Die Druck- und Temperaturverhältnisse in den Gasleitungen vor den Gaszählern wurden bei den monatlichen Anla-

5.5.3 Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums

Insgesamt gestaltete sich die Futterzusammensetzung sehr ausgewogen. Durchschnittlich wurden pro Woche rund 165 t Substrat eingetragen, das hauptsächlich aus Schweinegülle und Maissilage bestand (42 % bzw. 53 %). In KW 43/07 wurde die zugegebene Getreidemenge von 1,7 t auf 0,4 t pro Woche reduziert. Kompensiert wurde dies durch höhere Mengen an Grassilage. Aufgrund hoher Säurewerte in der ersten Stufe musste die Fütterung in KW 31/07 reduziert und in den Folgewochen langsam wieder erhöht werden (Abbildung 5-23).

Die durchschnittliche Gesamtverweilzeit betrug 99 Tage. Die Raumbelastung lag mit durchschnittlich 1,9 kg oTR/(m³ AVd) in einem niedrigen Bereich

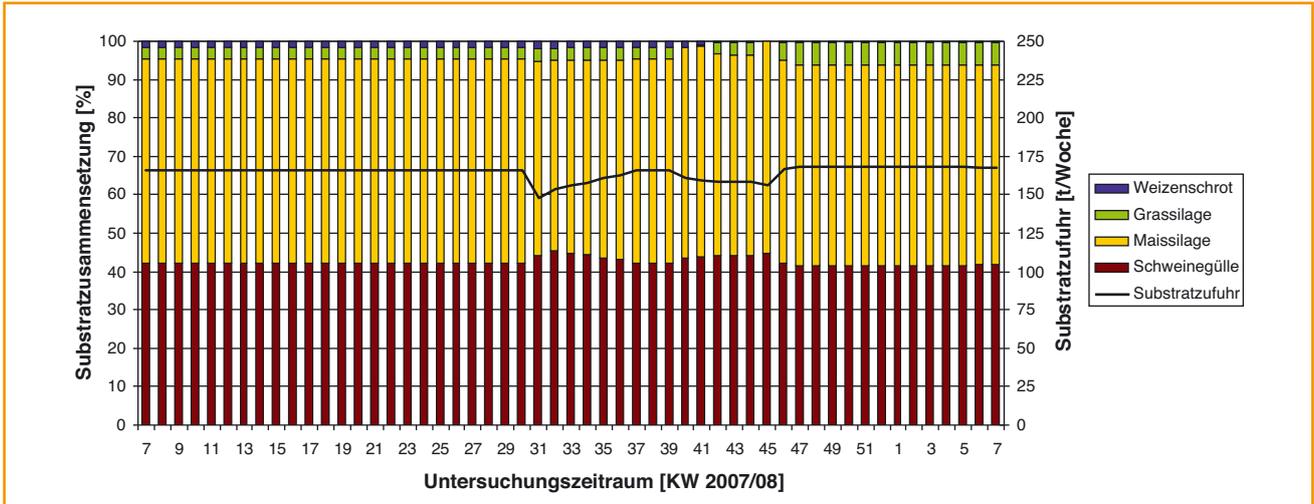


Abb. 5-23: Zeitlicher Verlauf der Substratzusammensetzung und der zugeführten Substratmenge

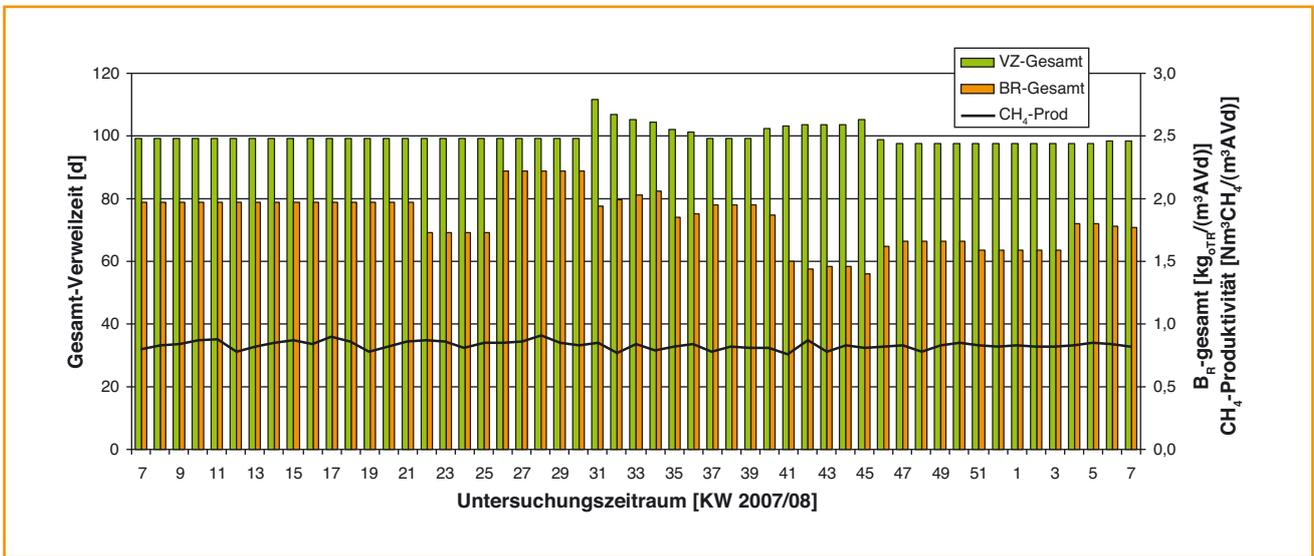


Abb. 5-24: Zeitlicher Verlauf der hydraulischen Gesamtverweilzeit, der oTR-Raumbelastung (ohne Rückführung) und der Methanproduktivität

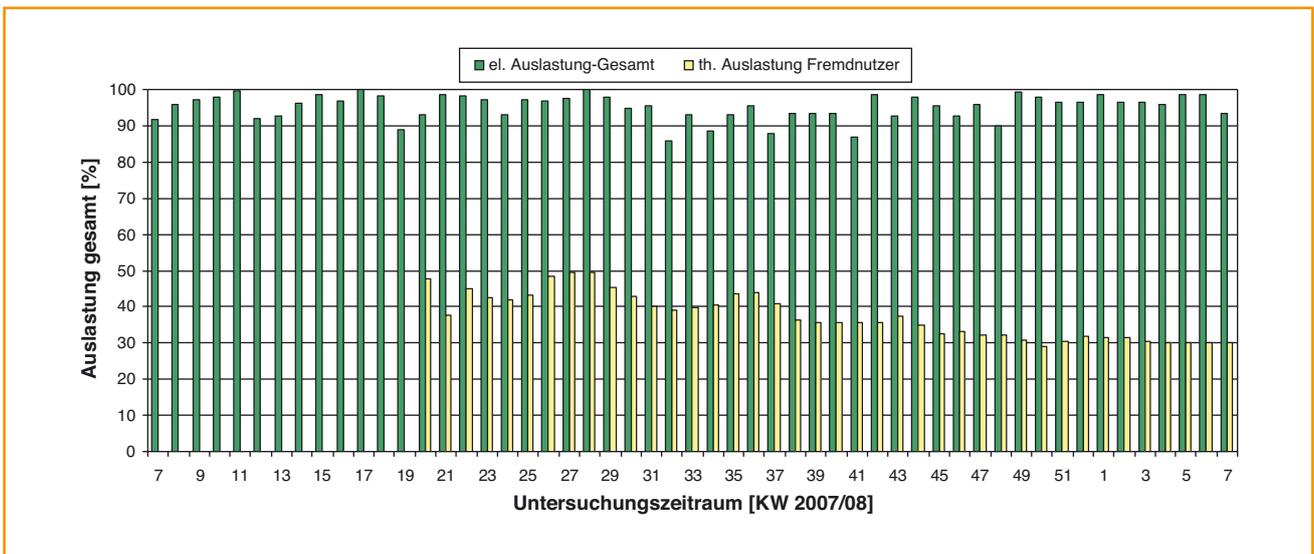


Abb. 5-25: Zeitlicher Verlauf der gesamten elektrischen Auslastung und der theoretischen thermischen Auslastung durch Fremdnutzer



Biogasanlage 26					
Allgemeine Angaben:		Planer/Hersteller: NQ-Anlagentechnik GmbH		Inbetriebnahme: 05/05	
landwirtschaftlicher Betrieb:					
Einzelhofanlage	Ackerfläche	130 ha	Tierart	Mastschweine	
	Grünland	0 ha	Stückzahl	800	
	NaWaRo-Anbau f. BGA	55 ha			
gesamte Ausbringfläche:		190 ha			
Biogasanlage / Substratumsatz:			Nassfermentationsanlage		Substratzusammensetzung: Umsatz: 8614 t/Jahr Schweinegülle 42,2 %FM Maissilage 52,6 %FM Grassilage 4,2 %FM Weizenschrot 1,0% FM Mittlere Substratqualität: TR 20 %FM NH ₄ -N 1,5 kg/t oTR 18 %FM N _{ges} -N 4,5 kg/t CSB 239 kg/t PO ₄ -P 1,37 kg/t
		Stufe 1	Stufe 2	Gesamt	
Reaktorvolumen	[m ³]	1060	1527	2587	
Arbeitsvolumen	[m ³]	950	1400	2350	
Höhe / Breite	[]	0,40	0,33		
stehend / liegend		s	s		
Temperatur	[°C]	52,9	40,0		
pH	[]	7,5	7,7		
Frischsubstrat	[t/Tag]	23,7		23,7	
Rezirkulation in S1 aus Überlauf in	[t/Tag]		0,2	20,1	
B _{RoTR} Substrat	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	4,6	0,0	1,9	
B _{RoTR} gesamt	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	4,6	1,0		
Verweilzeit	[d]	40	70	99*	
oTR-Abbau	[%]	68	39	81	
CH ₄ -Prod.	[Nm ³ CH ₄ /(m ³ AVd)]	1,58	0,33	0,83	
BG-Prod.	[Nm ³ BG/(m ³ AVd)]	2,98	0,62	1,6	
*: Substratverweilzeit (excl. Rezirkulation)					
Inhaltsstoffe:			Gärrückstandslager:		
TR	[%FM]	8,2	5,8	Anzahl: 4	Lagerkapazität 4840 m ³
oTR	[%FM]	6,8	4,5	Abdeckung:	GRL1: n. gasdicht GRL3: keine GRL2: keine GRL4: keine
NH ₄ -N	[kg/t]	2,0	2,5	Restgaspotential, Ablauf letzte Stufe (nach 60 Tagen): bei 37°C: 2,9 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest} bei 20°C: 0,6 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}	
N _{ges} -N	[kg/t]	4,2	4,0		
PO ₄ -P	[kg/t]	0,80	0,89		
K	[kg/t]	4,1	3,8		
Essigsäureäquivalent	[g/t]	2556	335		
FOS/TAC	[]	0,82	0,34		
Anstieg d. NH ₄ -Anteils: 28,8 % absolut					
Gasverwertung:		mittl. Einspeiseverg.: 17,2 Ct/kWhel		Gasproduktion:	
Gasspeicherzeit: 2,9 h				Gasqualität: 52,9 Vol-% CH ₄ 0,10 Vol-% O ₂ 44,6-Vol%CO ₂ 46 ppm H ₂ S	
		BHKW 1	BHKW 2	Gesamt	
Motortyp		G	G		
el. Nennleistung	[kW _{el}]	100	190	290	
th. Nennleistung	[kW _{th}]	120	230	350	
BHKW-Hersteller		Hagl	Hagl		
Motorenhersteller		MAN	MAN		
Anzahl Zylinder		6	6		
Garantiewert H ₂ S	[ppm]	200	200	Gausausbeuten Nm ³ BG Nm ³ CH ₄ pro t Substrat 157 83 pro t oTR 858 455 pro t CSB 661 350	
el. Leistung	[kW _{el}]	98	180	278	
Zündölanteil	[%]	-	-		
Zündölverbrauch	[l/Tag]	-	-		
Verstromungsfaktor	[kWh _{el} /Nm ³ BG]	1,8	1,8	1,8	
el. Wirkungsgrad*	[%]	35,0	33,7		
el. Auslastung	[%]	98	95	96	
Jahresbetriebsstunden	[h/a]	8725	8716		
theor. Volllaststunden	[h/a]	8557	8267	8367	
*Keine Bestimmung gemäß DIN 6280					
Eigenstrombedarf:		Wärmeverwertung:			
(18,2 kWh/t _{Sub})		Keine Bestimmung des Eigenwärmebedarfs		Fremdnutzer Wärmebedarf 21810 kWh/Woche thermische Leistung 129,8 kW _{th} theor. Auslastung 37,1%	
BGA gesamt:	6,5% d. Prod.				

Tab. 5-9: Datenblatt der Biogasanlage 26

BGA 26		-	2.350 m³AV	-	290 kW_{el}	
Investition:						
Gesamtinvestition	dies entspricht		417 €/m³AV		3.377 €/kW _{el}	979.319 €
Fördermittel			8 % d. Inv.summe			80.000 €
Eigenkapital			42 % d. Inv.summe			412.672 €
Fremdkapital			50 % d. Inv.summe			486.647 €
Jährliche Leistungen:						
Stromerlös (92,9 %)				Einspeisevergütung: 17,2 Cent/kW _h el		413.171 €/a
Wärmeerlös (0,0 %)						
Heizmitteleinsparung (1,8 %)						8.000 €/a
Gärrestverkauf (0,0 %)						
Düngewert (5,3 %)						23.646 €/a
Gesamte Leistungen:						444.817 €/a
Jährliche Kosten:						
Anlagenkosten (19,1 %)						66.819 €/a
Abschreibung (86,6 %)						57.834 €/a
Wartungsverträge (0,0 %)						
Reparaturen: Ersatzteile (5,9 %)						3.950 €/a
Zinsen Anlagenkapital (7,5 %)						5.035 €/a
Gebäude- und Grundstückskosten (6,6 %)						22.966 €/a
Abschreibung (84,2 %)						19.338 €/a
Zinsen Gebäudekapital (15,8 %)						3.628 €/a
Maschinenkosten (1,7 %)						5.907 €/a
Abschreibung (28,2 %)						1.667 €/a
Unterhalt f. Maschinen (71,8 %)						4.240 €/a
Betriebskosten (11,4 %)						39.848 €/a
Versicherung (0,0 %)						
Eigenstrombedarf (57,0 %)				14,0 Cent/kW _h el		22.717 €/a
Zündölkosten (0,0 %)						
Verbrauchsmaterial (0,0 %)						
Personal (fremd) (0,0 %)						
Personal (eigen) (41,5 %)						16.531 €/a *2
Analysekosten (1,5 %)						600 €/a
Direktkosten (61,0 %)						214.219 €/a
Kosten für NaWaRo (88,8 %)			Maissilage	36 €/t		162.648 €/a
			Weizenschrot	200 €/t		20.200 €/a
			Grassilage	20 €/t		6.520 €/a
sonstige Substratkosten (0,0 %)						
Gärhilfsstoffe (0,0 %)						
Wasser (0,0 %)						
Ausbringkosten (10,4 %)						22.244 €/a
Zinsen Umlaufvermögen (Ansatz: 1,5%) (0,7 %)						1.587 €/a
Beiträge und Gebühren						70 €/a
Sonstiges						950 €/a
Gesamtkosten						349.759 €/a
Stromgestehungskosten	14,6 Cent/kW _h					
Bilanz:						
Direktkostenfreie Leistungen			99 €/m³AV		799 €/kW _{el}	231.618 €/a
Amortisation						5,6 a
Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis						95.058 €/a
*1 Substratkosten berechnet (2. Messkampagne)						
*2 Personalkosten nach Angaben im Betriebstagebuch						
*3 Einkaufspreis für Fremdenergie berechnet mit Mittelwert aller Anlagen						
*4 Betreiberangaben, da keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs in Datenbank						



Tab. 5-10: Ökonomisches Datenblatt der Biogasanlage 26

(Tabelle 5-9). Dadurch, dass das leistungsstärkere zweite BHKW schlechter ausgelastet war, wies die Gesamtauslastung Schwankungen zwischen 85 und 100 % auf (Abbildung 5-25). Durchschnittlich konnten jedoch 96 % der installierten elektrischen Leistung genutzt werden. Durch den relativ hohen Wärmebedarf zur Futterbereitstellung für die Schweine konnte eine durchschnittliche Wärmenutzung von mehr als 37 % der gesamten theoretisch verfügbaren Wärmemenge erreicht werden. Für die ersten Wochen liegen keine Daten vor (Abbildung 5-25).

Während des Untersuchungszeitraums konnte ein stabiler Anlagenbetrieb gewährleistet werden, was sich in der sehr guten elektrischen Auslastung widerspiegelt. In der vergleichenden Bewertung (siehe Kap. 7) erfüllt diese Anlage alle vorgegebenen Bewertungskriterien. Neben einer effektiven Substratausnutzung wird außerdem ein gutes ökonomisches Betriebsergebnis erreicht (Tabelle 5-10), obwohl die Substratkosten mit 54 % einen hohen Anteil an den Gesamtkosten darstellen.

5.6 Biogasanlage 31

5.6.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage 31 (Abbildung 5-26) befindet sich in Mittelfranken. Es handelt sich um eine Gemeinschaftsanlage von 2 Betreibern. Die landwirtschaftlich genutzte Fläche umfasst 260 ha (davon 50 ha Grünland), wobei 60 ha keine eigenen Flächen sind. 185 ha dienen zum Anbau nachwachsender Rohstoffe für die Biogasanlage. Insgesamt stehen für die Ausbringung des Gärückstandes 310 ha zur Verfügung, da Gärückstand zusätzlich auf Hopfenan-

Abb. 5-26: BGA 31; Fermenter mit Feststoffeintrag



Abb. 5-27: Ring in Ring Gärückstandslager mit integriertem Gasspeicher

baufläche ausgebracht wird. Als Basissubstrat wird die durch die Milchviehhaltung von 50 GV anfallende Gülle eingesetzt.

Die von der Fa. Biogas Hochreiter GmbH geplante und gebaute BGA ist seit Dezember 2005 in Betrieb und besteht aus Vorgrube (200 m³), Fermenter (2.100 m³ AV), Nachgärbehälter (2.100 m³ AV) und Gärückstandslager (3.000 m³). Letzteres stellt eine Besonderheit dar, da es aus zwei Behältern besteht und mit einer Betondecke verschlossen ist, die jedoch nicht das komplette Lager abdeckt. Vielmehr befindet sich mittig angeordnet eine kreisförmige Ausparung mit einem Durchmesser von 10 m. Darüber ist der Foliengasspeicher (ca. 600 m³) in Form einer Doppelfolie gespannt (Abbildung 5-27). Unter dieser Folie ist ein weiterer Behälter angeordnet (Ring-in-Ring-System), der jedoch einen geringeren Durchmesser aufweist als die Basis des Gasspeichers. Dieser Behälter fungiert als erstes Gärückstandslager. Durch dieses System kann kein Biogas entweichen und zur Durchmischung des Gärückstandes im kleineren inneren Behälter muss weitaus weniger Rühraufwand betrieben werden, als wenn der gesamte Behälterinhalt gerührt werden müsste. Dass zur statischen Absicherung in einer solchen Anordnung kein Betonpfeiler im Behälter integriert werden muss, ist ein positiver Nebeneffekt.

Für die Zwischenlagerung der Gülle bzw. des austretenden Sickersaftes ist eine Vorgrube (200 m³) vorhanden. Die flüssigen Substrate werden vor der Zugabe in den Fermenter zunächst mit Hilfe einer Kreiselpumpe in eine Mischgrube (V = 100 m³, h = 8 m) gegeben. Diese Mischgrube, die etwas tiefer als der Gärbehälter liegt, kann außerdem mit Gärsubstrat aus allen anderen Fermentern (auch Gärück-

standslager) beschickt werden. Mittels einer Tauchschneidpumpe (Hersteller: Huber, 18,5 kW_{el}) können dann entweder Frischmaterial oder Rezirkulat einem bestimmten Behälter zugeführt werden. Die Steuerung zur Fermenterbeschickung erfolgt durch Schieber, die per Hand zu öffnen oder zu schließen sind.

Der zu einer Seite im Boden versenkte Fermenter (Hanglage) wird mit Hilfe einer Dosiervorrichtung (Hersteller: Triolet, Füllvolumen: 50 m³) mit schüttfähigen Substraten beschickt. Die Fütterung des Fermenters wird in stündlichen Intervallen 24-mal pro Tag durchgeführt.

Die Anlage wird bei einer Gärtemperatur von ca. 50 °C thermophil betrieben. Nach entsprechender Verweildauer und Ausgasung im Fermenter gelangt das Gärgut durch ein Überlaufsystem in den Nachgärbehälter. Auf die gleiche Weise erfolgt der Transport von diesem in das Gärrückstandslager. Um das Gärgut zu durchmischen, sind Fermenter und Nachgärbehälter mit je einem Paddelrührwerk (Hersteller: Mississippi, 18,5 kW_{el}) ausgerüstet.

Im Gärrückstandslager sind zwei Tauchmotorrührwerke (Hersteller: Huber, 11 kW_{el}) im Einsatz. Der im produzierten Biogas enthaltene Schwefel-

wasserstoff wird ausschließlich durch Einblasen von Luft in den Kopfraum von Fermenter und Nachgärbehälter entfernt. Zur Strom- und Wärmeproduktion dienen zwei MAN-BHKW (Zündstrahlmotor – 170 kW_{el}; Gasmotor – 536 kW_{el}) der Fa. Hochreiter. Vom produzierten Gesamtstrom wird die Biogasanlage versorgt, der Rest wird nach EEG in das öffentliche Netz eingespeist. Die anfallende Wärme dient zur Bereitstellung der benötigten Prozesswärme und zur Versorgung zweier Wohnhäuser.

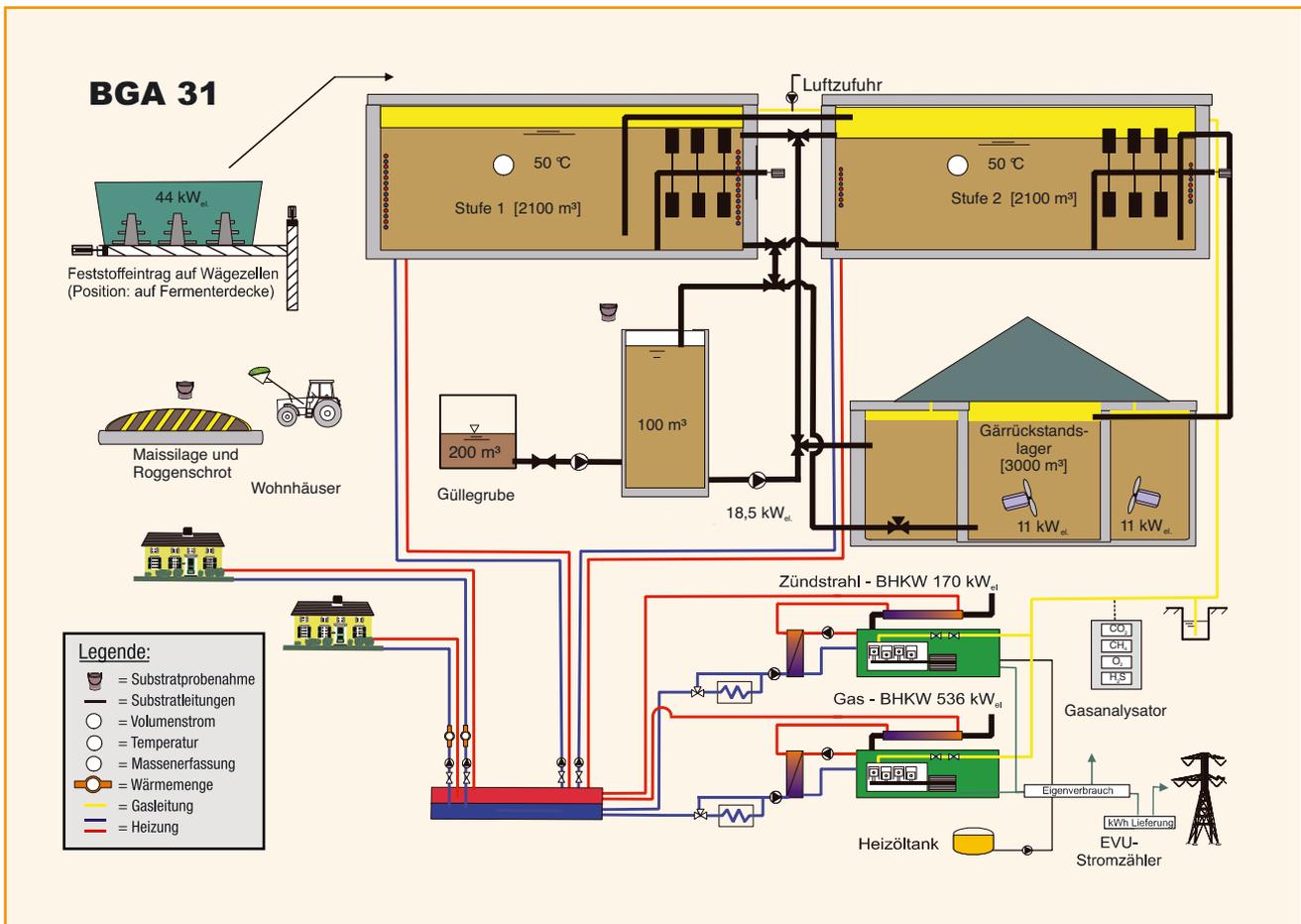
In KW 48/07 wurde einem Antrag auf den Technologiebonus stattgegeben. Seitdem wird auf die Zugabe von Rindergülle verzichtet.

5.6.2 Beurteilung der Messtechnik

Folgende messtechnische Einheiten sind installiert:

- Substratmengenerfassung (Feststoffe über Wiegezellen, Gülle und Rezirkulat über Pumpenlaufzeiten)
- Stromproduktions- und Betriebsstundenzähler
- Gasmengenerfassung (Hersteller: Elster)
- Gasanalytik: CH₄, CO₂ und H₂S
- Wärmemengenzähler für Fremdnutzer (Wohnhäuser).

Abb. 5-28: BGA 31; verfahrenstechnisches Fließbild



Der Zündölverbrauch konnte durch die Heizölmengen berechnet werden, die zum Termin der Lieferung nachgetankt werden mussten. Der Eigenstrombedarf wurde über die Bezugsstromrechnung ermittelt.

5.6.3 Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums

Die zugegebene Substratmischung (Ø 205 t/Woche) bestand hauptsächlich aus Maissilage mit einem durchschnittlichen Anteil von 64%. Daneben hatten noch Roggen GPS (19%) und Grassilage (5%) einen größeren Anteil. Die übrigen Substrate lagen bei 2% oder darunter. In den ersten zwei Dritteln des Untersuchungszeitraums handelte es sich um eine her-

kömmliche Nassvergärung. Ende Oktober 2007 wurde die Verwertung der Gülle eingestellt, um den finanziellen Vorteil des Technologiebonus für Trockenvergärung nutzen zu können (Abbildung 5-29). Der mittlere Gülleanteil betrug über den gesamten Beobachtungszeitraum (inkl. der Phase der Trockenvergärung) rund 7% der zugegebenen Frischmasse. Zu Beginn der Umstellung betrug der Maisanteil zeitweise mehr als 80%, wurde in der Folge aber wieder auf unter 70% abgesenkt. Die Reduzierung wurde durch eine erhöhte Zugabe von Roggen GPS kompensiert.

Die Gesamtraumbelastung der Anlage lag bei durchschnittlich 2,1 kg oTR/(m³AVd). Die Gesamtverweilzeit war weitgehend konstant und betrug im Mittel 144 Tage (Abbildung 5-30). Die Methanproduktivität erreichte einen durchschnittlichen Wert

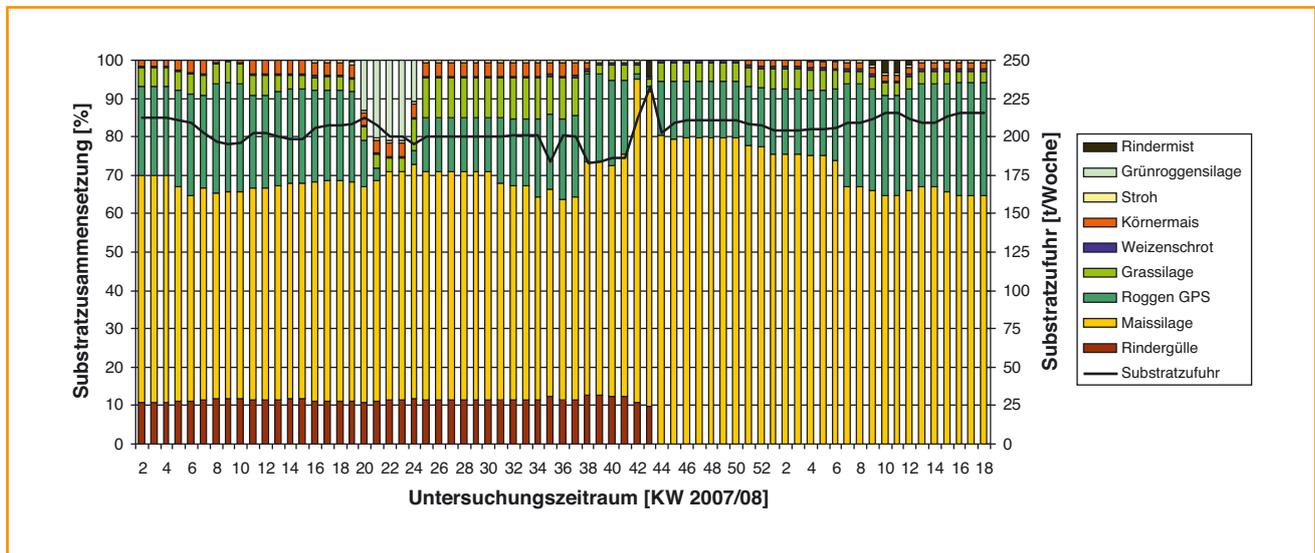


Abb. 5-29: Zeitlicher Verlauf der Substratzusammensetzung und der zugeführten Substratmenge

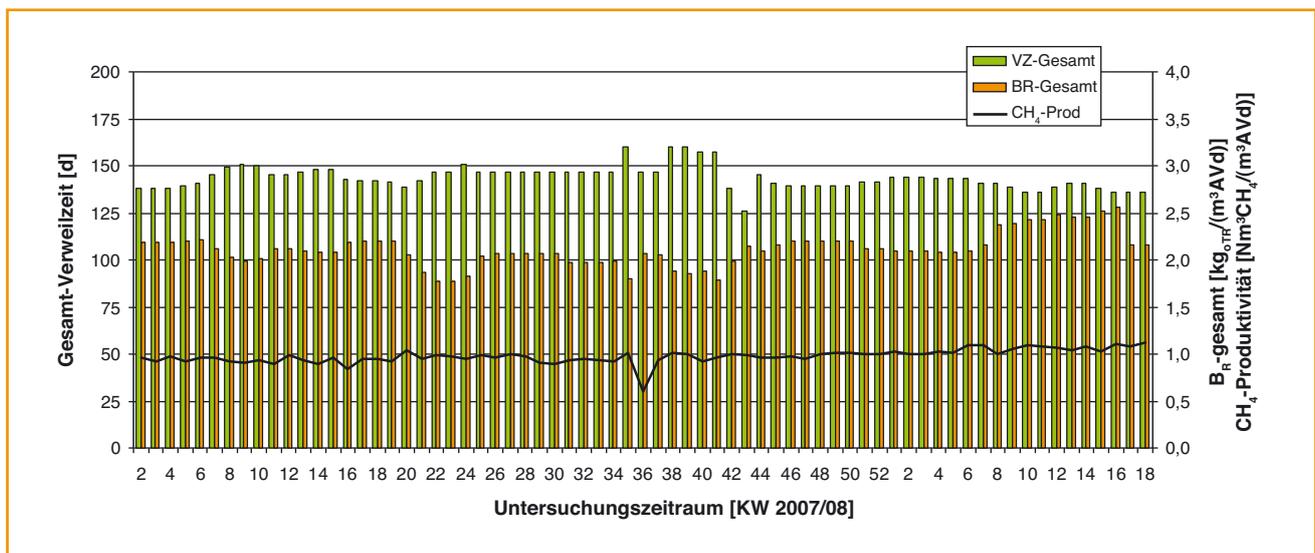


Abb. 5-30: Zeitlicher Verlauf der hydraulischen Gesamtverweilzeit, der oTR-Raumbelastung (ohne Rückführung) und der Methanproduktivität

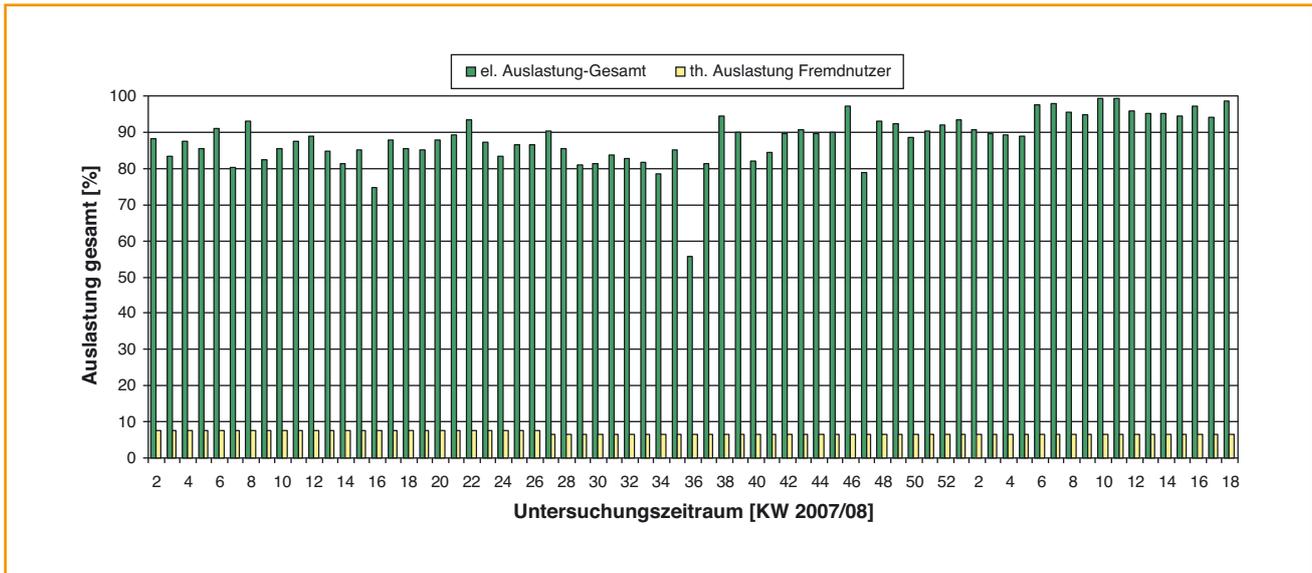


Abb. 5-31: Zeitlicher Verlauf der gesamten elektrischen Auslastung und der theoretischen thermischen Auslastung durch Fremdnutzer

von $0,98 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4 / (\text{m}^3 \text{ AVd})$.

Der Auslastungsgrad des größeren BHKW 2 betrug im Schnitt 97 % (Tabelle 5-11). Das kleinere BHKW 1 wird hauptsächlich zur Verwertung von entstehenden Gasspitzen eingesetzt. Da auf diesem Weg eine Methanemission in die Atmosphäre erfolgreich unterbunden wurde, ist das als positiv zu bewerten. Es hatte aber zur Folge, dass die Maschine nur zu 60% ausgelastet werden konnte. Der Gesamtauslastungsgrad der installierten elektrischen Leistung ist in Abbildung 5-31 dargestellt und betrug im Mittel 88%. Auffällig ist eine positive Entwicklung gegen Ende des Beobachtungszeitraumes, als über 13 Wochen die Auslastung der gesamten installierten elektrischen Leistung nie unter 95 % abgesunken ist.

Die anfallende Abwärme konnte auch aufgrund der exponierten Lage des Betriebes nur zu knapp 7% genutzt werden. Ein Verlauf der Wärmenutzung ist nicht bekannt, da die Zählerstände selten und nur in unregelmäßigen Abständen dokumentiert wurden.

Insgesamt konnte ein reibungsloser Anlagenbetrieb gewährleistet werden. Mit Ausnahme der thermischen Auslastung konnten alle Bewertungskriterien (siehe Kap. 7) erfüllt werden. Sowohl die Substratausnutzung mit einer spez. Stromproduktion von über $1.600 \text{ kWh}/t_{\text{oTR}}$ als auch die Wirtschaftlichkeit mit einem sehr guten Betriebsergebnis (Tabelle 5-12) zeugen von einem guten Anlagenbetrieb. Einzig das Wärmekonzept könnte noch erheblich verbessert werden, um eine höhere thermische Auslastung zu erreichen.



Biogasanlage 31					
Allgemeine Angaben:		Planer/Hersteller: Biogas Hochreiter GmbH		Inbetriebnahme: 12/05	
Einzelhofanlage	landwirtschaftlicher Betrieb:			Tierart	Milchvieh
	Ackerfläche	210 ha		Stückzahl	70
	Grünland	50 ha			
	NaWaRo-Anbau f. BGA	185 ha			
gesamte Ausbringfläche:		310 ha			
Biogasanlage / Substratumsatz:			Nassfermentationsanlage		
		Stufe 1	Stufe 2	Gesamt	
Reaktorvolumen	[m ³]	2200	2200	4400	
Arbeitsvolumen	[m ³]	2100	2100	4200	
Höhe / Breite	[]	0,27	0,27		
stehend / liegend		s	s		
Temperatur	[°C]	49,6	48,8		
pH	[]	7,4	7,6		
Frischsubstrat	[t/Tag]	29,3		29,3	
Rezirkulation in S1 aus		[t/Tag]	120,9		
Überlauf in		[t/Tag]	143,4		
B _{RoTR} Substrat	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	4,2	0,0	2,1	
B _{RoTR} gesamt	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	8,0	5,1		
Verweilzeit	[d]	14	15	144*	
oTR-Abbau	[%]	36	15	86	
CH ₄ -Prod.	[Nm ³ CH ₄ /(m ³ AVd)]	1,21	0,74	0,98	
BG-Prod.	[Nm ³ BG/(m ³ AVd)]	2,32	1,42	1,9	
* Substratverweilzeit (excl. Rezirkulation)					
Substratzusammensetzung:			Umsatz: 10651 t/Jahr		
Rindergülle		6,9 %FM			
Maissilage		64,0 %FM			
Roggen GPS		19,4 %FM			
Grassilage		5,3 %FM			
Weizenschrot		0,5 %FM			
Körnermais		2,1 %FM			
Stroh		0,4 %FM			
Grünroggen		1,2 %FM			
Rindermist		0,2 %FM			
Mittlere Substratqualität:					
TR	32 %FM	NH ₄ -N	0,6 kg/t		
oTR	30 %FM	N _{ges} -N	4,9 kg/t		
CSB	387 kg/t	PO ₄ -P	0,97 kg/t		
Inhaltsstoffe:			Gärrückstandslager:		
TR	[%FM]	9,1	8,2	Anzahl: 1	Lagerkapazität 3000 m ³
oTR	[%FM]	7,5	6,6	Abdeckung:	gasdicht
NH ₄ -N	[kg/t]	2,4	2,6	Restgaspotential, Ablauf letzte Stufe (nach 60 Tagen):	
N _{ges} -N	[kg/t]	4,8	4,8	bei 37°C: 7,8 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}	
PO ₄ -P	[kg/t]	1,04	0,93	bei 20°C: 1,9 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}	
K	[kg/t]	4,7	4,6		
Essigsäureäquivalent	[g/t]	3705	970		
FOS/TAC	[]	0,86	0,41		
Anstieg d. NH ₄ -Anteils: 40,9 % absolut					
Gasverwertung:		mittl. Einspeiseverg.: 15,7 Ct/kWh _{el}		Gasproduktion:	
		mittl. Zündölpreis: 65,0 Ct/l		Gasqualität:	
Gasspeicherzeit: 1,7 h				52,3 Vol-% CH ₄ kein O ₂ -Wert	
				46,1-Vol%CO ₂ 35 ppm H ₂ S	
		BHKW 1	BHKW 2	Gesamt	
Motortyp		Z	G		
el. Nennleistung		170	536	706	
th. Nennleistung		180	500	680	
BHKW-Hersteller		Hochreiter	Hochreiter		
Motorenhersteller		MAN	Deutz		
Anzahl Zylinder		6	12		
Garantiewert H ₂ S		400	400		
el. Leistung		163	531	694	
Zündölanteil		14	-	2	
Zündölverbrauch		96	-	96	
Verstromungsfaktor		1,9	1,6	1,9	
el. Wirkungsgrad*		36,7	35,6		
el. Auslastung		60	97	88	
Jahresbetriebsstunden		5648	8563		
theor. Volllaststunden		5276	8483	7711	
*Keine Bestimmung gemäß DIN 6280					
Eigenstrombedarf:		Wärmeverwertung:			
(47,0 kWh/t _{Sub})		Keine Bestimmung des Eigenwärmebedarfs		Fremdnutzer	
BGA gesamt: 9,2% d. Prod.				Wärmebedarf 7969 kWh/Woche	
				thermische Leistung 47,4 kW _{th}	
				theor. Auslastung 7,0%	

Tab. 5-11: Datenblatt der Biogasanlage 31

BGA 31		-	4.200 m³AV	-	706 kW_{el}	
Investition:						
Gesamtinvestition	dies entspricht		476 €/m³AV		2.833 €/kW _{el}	2.000.000 €
Fördermittel			keine Förderung			
Eigenkapital			3 % d. Inv.summe			50.000 €
Fremdkapital			98 % d. Inv.summe			1.950.000 €
Jährliche Leistungen:						
Stromerlös (96,7 %)				Einspeisevergütung: 15,7 Cent/kWh _{el}		767.177 €/a
Wärmeerlös (0,0 %)						
Heizmitteleinsparung (0,1 %)						1.000 €/a
Gärrestverkauf (0,0 %)						
Düngewert (3,2 %)						25.480 €/a
Gesamte Leistungen:						793.656 €/a
Jährliche Kosten:						
Anlagenkosten (27,4 %)						155.530 €/a
Abschreibung (67,7 %)						105.232 €/a
Wartungsverträge (19,3 %)						30.000 €/a
Reparaturen: Ersatzteile (0,0 %)						
Zinsen Anlagenkapital (13,1 %)						20.298 €/a
Gebäude- und Grundstückskosten (12,2 %)						69.298 €/a
Abschreibung (70,7 %)						49.000 €/a
Zinsen Gebäudekapital (29,3 %)						20.298 €/a
Maschinenkosten (0,1 %)						750 €/a
Unterhalt f. Maschinen (100,0 %)						750 €/a
Betriebskosten (8,1 %)						45.842 €/a
Versicherung (34,9 %)						16.000 €/a
Eigenstrombedarf (0,0 %)				Deckung des Eigenstromb. durch BGA		
Zündölkosten (49,5 %)						22.674 €/a
Verbrauchsmaterial (4,4 %)						2.000 €/a
Personal (fremd) (0,0 %)						
Personal (eigen) (10,2 %)						4.668 €/a *2
Analysekosten (1,1 %)						500 €/a
Direktkosten (52,2 %)						296.366 €/a
Kosten für NaWaRo (91,9 %)						
			Maissilage	27 €/t		181.575 €/a
			Roggen GPS	35 €/t		65.380 €/a
			Grassilage	10 €/t		6.060 €/a
			Weizenschrot	164 €/t		7.544 €/a
			Körnermais	27 €/t		6.129 €/a
			Grünroggensilage	35 €/t		5.635 €/a
sonstige Substratkosten (0,0 %)						
Gärhilfsstoffe (0,0 %)						
Wasser (0,0 %)						
Ausbringkosten (7,4 %)						21.836 €/a
Zinsen Umlaufvermögen (Ansatz: 1,5%) (0,7 %)						2.206 €/a
Beiträge und Gebühren						
Gesamtkosten						567.786 €/a
	NaWaRo-Anbau: 48 %		Abschreibung: 27 %			
Stromgestehungskosten	11,6 Cent/kWh					
Bilanz:						
Direktkostenfreie Leistungen			118 €/m³AV		704 €/kW _{el}	497.291 €/a
Amortisation						5,3 a
Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis						225.870 €/a
			54 €/m³AV		320 €/kW _{el}	
*1 Substratkosten berechnet (2. Messkampagne)						
*2 Personalkosten nach Angaben im Betriebstagebuch						
*3 Einkaufspreis für Fremdenergie berechnet mit Mittelwert aller Anlagen						
*4 Betreiberangaben, da keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs in Datenbank						



Tab. 5-12: Ökonomisches Datenblatt der Biogasanlage 31

5.7 Biogasanlage 43

5.7.1 Anlagenbeschreibung

Der landwirtschaftliche Betrieb der Biogasanlage 43 (Abbildung 5-32) befindet sich in Baden-Württemberg und bewirtschaftet 80 ha Ackerland und 100 ha Grünland. Die gesamte Ackerfläche wird für den NaWaRo-Anbau genutzt.

Die zweistufige Biogasanlage (Hersteller: Novatech GmbH), die im Januar 2005 in Betrieb genommen wurde, besteht aus drei stehenden Betonbehältern. Alle drei Behälter sind gasdicht mit einem Tragluftdach abgedeckt, wodurch das Gesamtgaspeichervolumen, abhängig vom Füllstand des Gärrestlagers, mindestens 750–1.000 m³ beträgt. Fermenter und Nachgärer sind baugleich (1.200 m³ AV) in stahlbetonbauweise ausgeführt. In der Heizkreisverteilung ist der Nachgärer allerdings dem Fermenter nachgeschaltet, und demnach teilweise geringer mit Wärme versorgt. Während das Temperaturniveau im Fermenter mit 42 °C relativ stabil ist, kann in kalten Perioden der Nachgärer auf teilweise bis zu 36 °C absinken.

Die Feststoffzufuhr erfolgt stündlich über einen verworgenen 28 m³ Doppelvertikalmischer (Herstel-



Abb. 5-32: BGA 43; abgedecktes Gärrestlager, Nachgärer, Fermenter.

ler: Strautmann, Biomix-Double), von dem aus die Substratmischung über Hochförder- und Stopfschnecke in den Fermenter eingebracht wird.

Das Substrat wird im Fermenter durch ein Langachsührwerk (Hersteller: Streisal, 17 kW_{el}) und ein Tauchmotorrührwerk (Hersteller: Flygt, 11 kW_{el}) durchmischt. Im Nachgärer wie auch im Gärrestla-

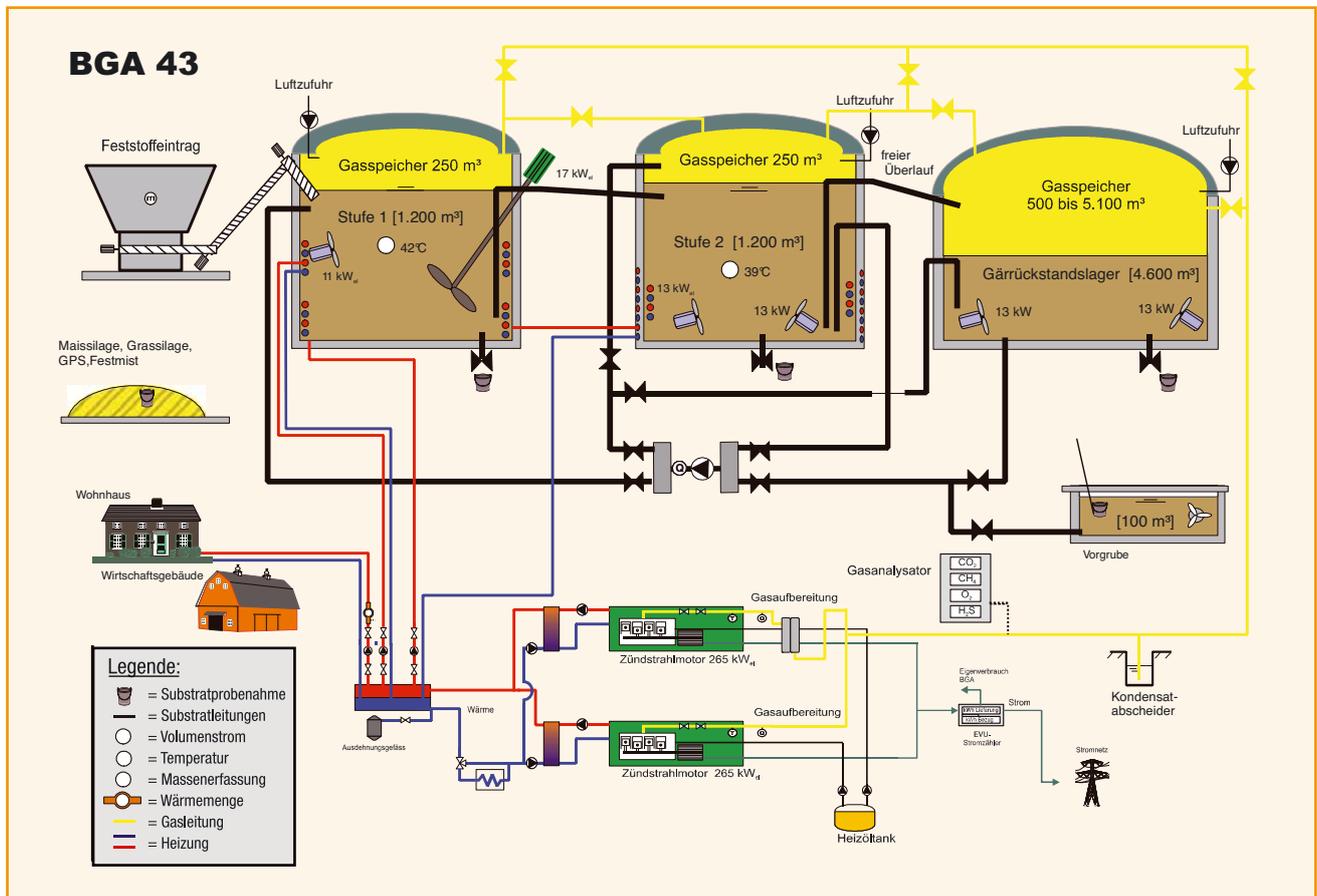


Abb. 5-33: BGA 43; verfahrenstechnisches Fließbild

ger sind jeweils zwei Tauchmotorrührwerke (Hersteller: Flygt, jeweils 13 kW_{el}) installiert. Neben freien Überläufen zwischen den Behältern kann das Substrat mit einer Exzentrerschneckenpumpe (Hersteller: Wangen, 15 kW_{el}) in der Anlage verteilt werden. Dabei ist vor allem ein Rückpumpen bzw. Rezirkulieren in jeden Behälter möglich.

Der im produzierten Biogas enthaltene Schwefelwasserstoff wird durch Einblasen von Luft in den Kopfraum der Behälter reduziert. Das produzierte Biogas wird zwei Zündstrahl-BHKW mit jeweils 265 kW elektrischer Leistung zur Strom- und Wärmeerzeugung zugeführt. Der produzierte Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist und nach EEG vergütet. Die anfallende Wärme dient zur Bereitstellung der benötigten Prozesswärme und zur Versorgung von anliegenden Wirtschafts- und Wohngebäuden.

5.7.2 Beurteilung der Messtechnik

Folgende messtechnische Einheiten sind installiert:

- Substratmengenerfassung (Feststoffe über Wiegezellen, Gülle und Rezirkulat mittels Durchflussmengenähler (Hersteller: Siemens))
- Stromproduktions- und Betriebsstundenzähler
- Zündölzähler
- Gasmengenerfassung (Hersteller: ABB und RMG), ohne Temperatur- und Druckkompensation
- Gasanalytik (Hersteller: Awite): CH₄, O₂, CO₂ und H₂S
- Wärmemengenzähler für Fremdnutzer (Wirtschafts- und Wohngebäude).

Der Eigenstrom- sowie Eigenwärmebedarf werden nicht erfasst.

5.7.3 Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums

Die Biogasanlage wird mit einem durchschnittlichen Gülleanteil von ca. 36 % betrieben. Die nachwachsenden Rohstoffe sind Maissilage (26 %), Grassilage (21 %) und Gerste GPS (3,7 %). Zusätzlich werden ca. 14 % Rinderfestmist eingesetzt (Abbildung 5-34). Auffällig ist hier die gleichförmige Substratzusammensetzung bis KW 37/07. Dies liegt an der zunächst mangelnden Datenerfassung und schwierigen Mengenbeurteilung bei Sandwichsilagen. Später wurden die Gesamtmengen elektronisch erfasst und mit den einzelnen, tatsächlichen Verwiegungen abgeglichen.

Während des Untersuchungszeitraumes waren hydraulische Probleme im Fermenter und technische Probleme an den BHKW festzustellen. Bei höheren Grassilageanteilen funktionierte die freie Überleitung von Fermenter zu Nachgärer nicht mehr einwandfrei, was ein kurzes Umpumpen notwendig machte, um ein Überlaufen des Fermenters zu vermeiden. Der hoch belastete Fermenter wies dann auch hohe TR-Gehalte von bis zu 10 % und zähere Fließeigenschaften auf. Deshalb plant der Betreiber eine zusätzliche Fütterungsmöglichkeit in den Nachgärer. Im Durchschnitt lag die Raumbelastung bei 3,2 kg oTR/(m³ AVd) und die mittlere hydraulische Verweilzeit bei 60 Tagen.

Trotz der niedrigen H₂S-Werte von durchschnittlich 53 ppm musste der Gaszähler des Öfteren defekt ausgebaut und repariert werden. Dadurch ist von KW 42/07 bis 15/08 keine Methanproduktivität ermittelbar. Im Durchschnitt wurde eine Methanproduktivität von 1,22 Nm³CH₄/(m³ AVd) erreicht, die im Messzeitraum relativ konstant blieb.

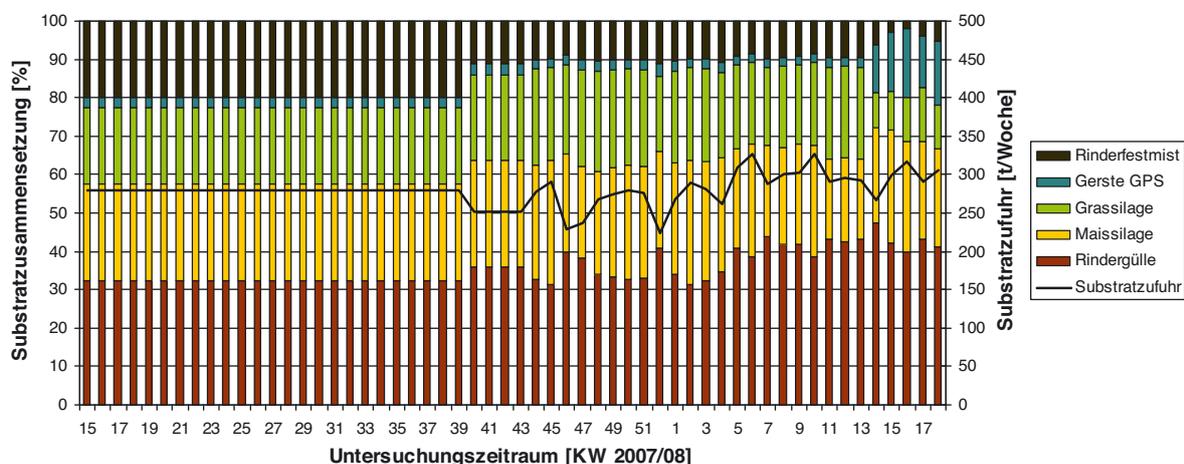


Abb. 5-34: Zeitlicher Verlauf der Substratzusammensetzung und der zugeführten Substratmenge

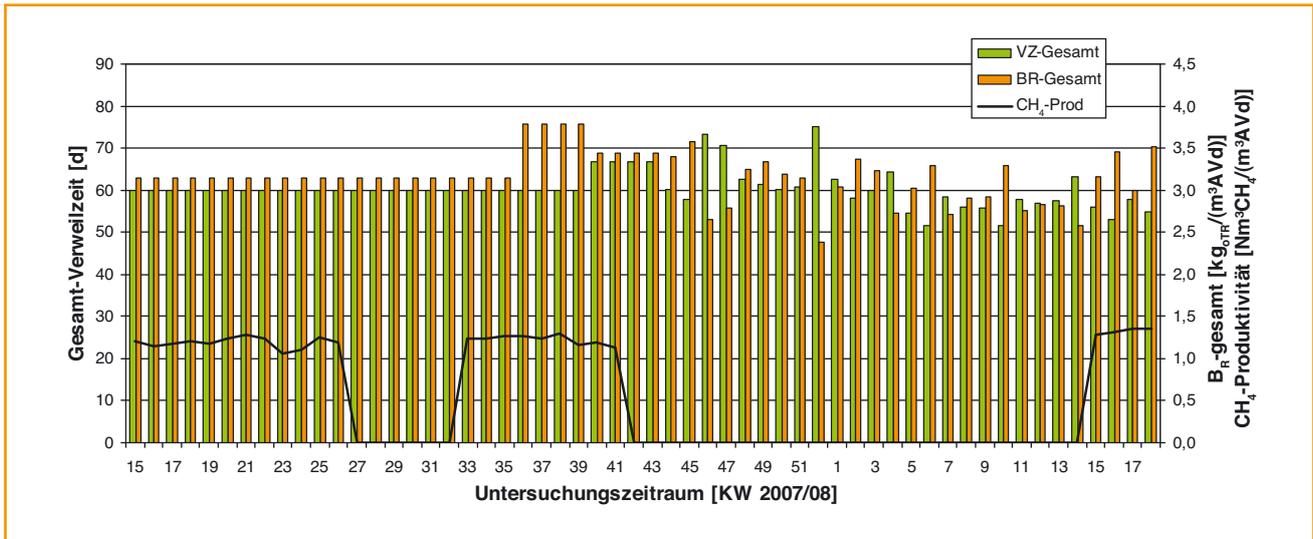


Abb. 5-35: Zeitlicher Verlauf der hydraulischen Gesamtverweilzeit, der oTR-Raumbelastung (ohne Rückführung) und der Methanproduktivität

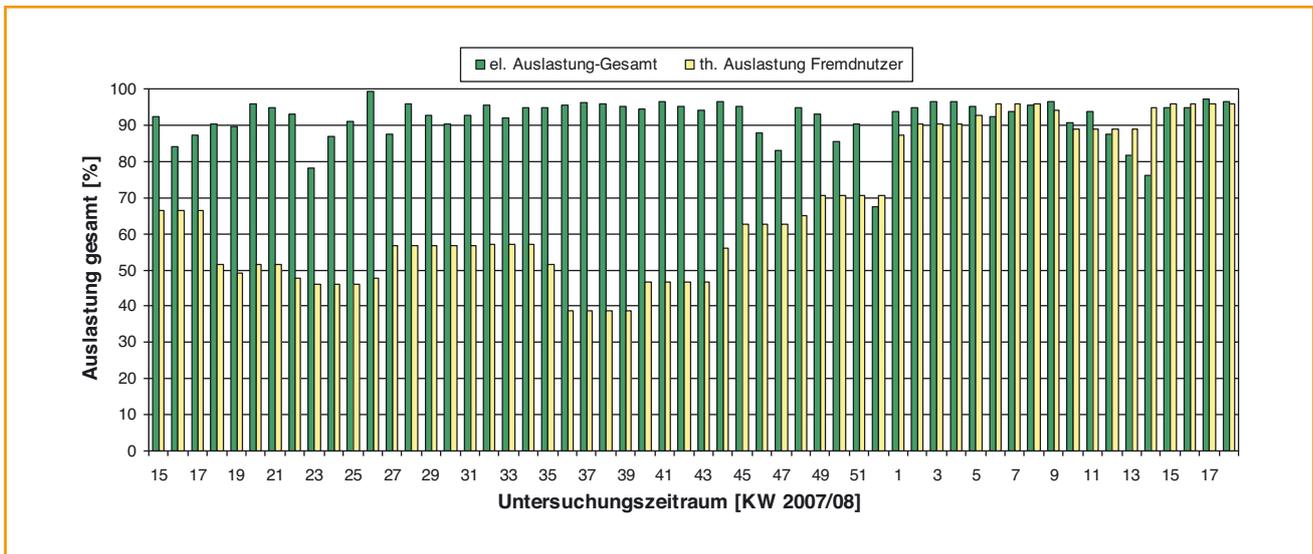


Abb. 5-36: Zeitlicher Verlauf der gesamten elektrischen Auslastung und der theoretischen thermischen Auslastung durch Fremdnutzer

Die elektrische Gesamtauslastung der BHKW liegt im Untersuchungszeitraum bei durchschnittlich 92 % der installierten Leistung von 530 kW_{el} (Abbildung 5-36). Vor allem bei BHKW 2 gab es zu Beginn des Beobachtungszeitraums Schwierigkeiten und schwankende Laufleistungen. Nachdem die Höchstleistung auf 250 kW_{el} gedrosselt wurde, war diese Anfälligkeit behoben, was sich in der konstanten Laufleistung ab KW 38/07 zeigt. Somit wäre die prozentuale Auslastung sogar noch etwas höher, da die maximale Laufleistung um 15 kW_{el} reduziert wurde.

Die anfallende Wärme konnte insgesamt zu 67 % genutzt werden. Zu Beginn des Jahres 2008 wurde eine Trocknungshalle errichtet, sodass die thermische Auslastung auf über 90 % anstieg. Diese Anlage verfügt demnach über ein gut funktionierendes Wärmekonzept. In der vergleichenden Bewertung (siehe Kap. 7) werden alle geforderten Kriterien erfüllt. Sowohl eine effiziente Substratausnutzung, gemessen an der Methanausbeute und spez. Stromproduktion, als auch ein sehr positives Betriebsergebnis (Tabelle 5-14) werden erreicht.

Biogasanlage 43

Allgemeine Angaben:		Planer/Hersteller: Novatech GmbH		Inbetriebnahme: 01/05		
Einzelhofanlage	landwirtschaftlicher Betrieb:			Tierart	Milchvieh	
	Ackerfläche	80 ha		Stückzahl	120	
	Grünland	100 ha				
	NaWaRo-Anbau f. BGA	80 ha				
gesamte Ausbringfläche:		310 ha				
Biogasanlage / Substratumsatz:		Nassfermentationsanlage			Substratzusammensetzung:	
		Stufe 1	Stufe 2	Gesamt	Umsatz: 14554 t/Jahr	
Reaktorvolumen	[m ³]	1329	1329	2658	Rindergülle	35,6 %FM
Arbeitsvolumen	[m ³]	1200	1200	2400	Maissilage	26,2 %FM
Höhe / Breite	[]	0,36	0,36		Grassilage	20,6 %FM
stehend / liegend		s	s		Gerste GPS	3,7 %FM
Temperatur	[°C]	42,0	38,6		Rinderfestmist	13,9 %FM
pH	[]	7,5	7,5			
Frischsubstrat	[t/Tag]	40,0		40,0		
Rezirkulation in S1 aus	[t/Tag]		5,7		Mittlere Substratqualität:	
Überlauf in	[t/Tag]		43,4		TR	21 %FM NH ₄ -N 0,8 kg/t
B _{RoTR} Substrat	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	6,3	0,0	3,2	oTR	19 %FM N _{ges} -N 4,6 kg/t
B _{RoTR} gesamt	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	6,6	2,7		CSB	k.A. PO ₄ -P 0,96 kg/t
Verweilzeit	[d]	26	28	60*		
oTR-Abbau	[%]	59	17	69		
CH ₄ -Prod.	[Nm ³ CH ₄ /(m ³ AVd)]	1,82	0,63	1,22		
BG-Prod.	[Nm ³ BG/(m ³ AVd)]	3,54	1,23	2,4		
* Substratverweilzeit (exkl. Rezirkulation)						
Inhaltsstoffe:				Gärrückstandslager:		
TR	[%FM]	9,5	8,4	Anzahl: 1	Lagerkapazität 4600 m ³	
oTR	[%FM]	7,4	6,2	Abdeckung:	gasdicht	
NH ₄ -N	[kg/t]	2,1	2,4	Restgaspotential, Ablauf letzte Stufe (nach 60 Tagen):		
N _{ges} -N	[kg/t]	4,9	5,0	bei 37°C: 4,5 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}		
PO ₄ -P	[kg/t]	0,35	0,84	bei 20°C: 0,9 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}		
K	[kg/t]	4,2	3,9			
Essigsäureäquivalent	[g/t]	827	443			
FOS/TAC	[]	0,31	0,23			
Anstieg d. NH ₄ -Anteils: 30,3 % absolut						
Gasverwertung:		mittl. Einspeiseverg.: 17,8 Ct/kWh _{el}			Gasproduktion:	
		mittl. Zündölpreis: 50,8 Ct/l			Gasqualität:	
Gasspeicherzeit: 4,2 h					51,7 Vol-% CH ₄	0,67 Vol-% O ₂
		BHKW 1	BHKW 2	Gesamt	43,2-Vol%CO ₂	53 ppm H ₂ S
Motortyp		Z	Z		Gasausbeuten Nm ³ BG Nm ³ CH ₄	
el. Nennleistung	[kW _{el}]	265	265	530	pro t Substrat	142 73
th. Nennleistung	[kW _{th}]	304	218	522	pro t oTR	727 373
BHKW-Hersteller		D&B	Schnell		pro t CSB	k.A. k.A.
Motorenhersteller		Deutz	Scania			
Anzahl Zylinder		8	6			
Garantiewert H ₂ S	[ppm]	k.A.	k.A.			
el. Leistung	[kW _{el}]	250	251	501	Stromproduktion:	
Zündölanteil	[%]	10	6	8	11685 kWh/Tag	
Zündölverbrauch	[l/Tag]	170	88	257	293 kWh/t _{Sub}	
Verstromungsfaktor	[kWh _{el} /Nm ³ BG]	1,8	2,1	1,9	Arbeitsaufwand:	
el. Wirkungsgrad*	[%]	34,2	40,7		Routinearbeiten 24,5 h/Woche	
el. Auslastung	[%]	92	92	92	Störungsbeseitigung k.A.	
Jahresbetriebsstunden	[h/a]	8482	8497			
theor. Volllaststunden	[h/a]	8011	8039	8025		
*Keine Bestimmung gemäß DIN 6280						
Eigenstrombedarf:		Wärmeverwertung:		Fremdnutzer		
Keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs		Keine Bestimmung des Eigenwärmebedarfs		Wärmebedarf 58599 kWh/Woche		
				thermische Leistung 348,8 kW _{th}		
				theor. Auslastung 66,8 %		



Tab. 5-13: Datenblatt der Biogasanlage 43

Beschreibung ausgewählter Anlagen

BGA 43 - 2.400 m³AV - 530 kW_{el}				
Investition:				
Gesamtinvestition	dies entspricht	552 €/m ³ AV	2.502 €/kW _{el}	1.325.935 €
Fördermittel		keine Förderung		
Eigenkapital		2 % d. Inv.summe		29.000 €
Fremdkapital		98 % d. Inv.summe		1.296.935 €
Jährliche Leistungen:				
Stromerlös (94,7 %)			Einspeisevergütung: 17,8 Cent/kWh _{el}	749.499 €/a
Wärmeerlös (0,0 %)				
Heizmitteleinsparung (0,0 %)				
Gärrestverkauf (0,0 %)				
Düngewert (5,3 %)				41.833 €/a
Gesamte Leistungen:				791.332 €/a
Jährliche Kosten:				
Anlagenkosten (23,2 %)				109.805 €/a
Abschreibung (68,7 %)				75.480 €/a
Wartungsverträge (6,7 %)				7.375 €/a
Reparaturen: Ersatzteile (22,0 %)				24.184 €/a
Zinsen Anlagenkapital (2,5 %)				2.766 €/a
Gebäude- und Grundstückskosten (7,3 %)				34.389 €/a
Abschreibung (94,1 %)				32.362 €/a
Zinsen Gebäudekapital (5,9 %)				2.027 €/a
Betriebskosten (17,3 %)				81.783 €/a
Versicherung (3,5 %)				2.859 €/a
Eigenstrombedarf (30,0 %)			11,2 Cent/kWh _{el}	24.574 €/a
Zündölkosten (36,9 %)				30.202 €/a
Verbrauchsmaterial (6,2 %)				5.038 €/a
Personal (fremd) (0,0 %)				
Personal (eigen) (23,4 %)				19.110 €/a ^{*2}
Analysekosten (0,0 %)				
Direktkosten (52,2 %)				246.616 €/a
Kosten für NaWaRo (83,5 %)		Maissilage	30 €/t	114.330 €/a
		Gerste GPS	25 €/t	13.500 €/a
		Grassilage	26 €/t ^{*1}	77.974 €/a
sonstige Substratkosten (0,0 %)				
Gärhilfsstoffe (0,0 %)				
Wasser (0,0 %)				
Ausbringkosten (15,8 %)				38.976 €/a
Zinsen Umlaufvermögen (Ansatz: 1,5%) (0,7 %)				1.836 €/a
Beiträge und Gebühren				
Gesamtkosten				472.593 €/a
	NaWaRo-Anbau: 44 %	Abschreibung: 23 %		
Stromgestehungskosten	11,2 Cent/kWh			
Bilanz:				
Direktkostenfreie Leistungen	227 €/m ³ AV	1.028 €/kW _{el}		544.716 €/a
Amortisation				3,1 a
Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis				318.740 €/a
	133 €/m ³ AV	601 €/kW _{el}		
*1 Substratkosten berechnet (2. Messkampagne)				
*2 Personalkosten nach Angaben im Betriebstagebuch				
*3 Einkaufspreis für Fremdenergie berechnet mit Mittelwert aller Anlagen				
*4 Betreiberangaben, da keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs in Datenbank				

Tab. 5-14: Ökonomisches Datenblatt der Biogasanlage 43

5.8 Biogasanlage 49

5.8.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage 49 (Abbildung 5-37) liegt in Niedersachsen und ist eine Gemeinschaftsanlage von vier Betreibern. Insgesamt werden 355 ha Ackerland und 25 ha Grünland bewirtschaftet.

Die einstufige BGA (Hersteller: OWS nv) besteht aus einem stehenden Stahlfermenter (900 m³ AV), einem separaten Gaslager (200 m³) und einem Gärückstandslager (3.000 m³).

Die nachwachsenden Rohstoffe (vgl. Tabelle 5-15) werden einmal pro Tag in einen Feststoffeintrag (Hersteller: Caarge Flour) mit einem Fassungsvermögen von ca. 60 m³ eingebracht. Aus dem Feststoffeintrag werden die Substrate mittels Schnecken zu einer horizontalen Dosierschnecke gefördert, die wiegend aufgestellt ist. Von dort aus wird das Substrat über eine weitere Schnecke zum Anmischbehälter transportiert, wo es mit warmem Gärgut, welches mit Hilfe von drei Extraktionsschnecken aus dem unteren Teil des Fermenters abgezogen wird, gemischt und über die Beschickungspumpe (Hersteller: PF-Pumpe, 22 kW_{el}) dem Fermenter zugeführt wird.



Abb. 5-37: BGA 49; Feststoffbeschicker; dahinter Fermenter, daneben Betriebsgebäude

Diese fördert das Substrat über drei nach oben führende Leitungen in den Kopf des Fermenters (Abbildung 5-38).

Der Fermenter ist mit drei Schneckenheizungen ausgerüstet, die das Gärmaterial auf eine Temperatur von ca. 50 °C aufheizen. Nach entsprechender Verweildauer wird das Gärgut aus dem unteren Konus des Fermenters dem Gärückstandslager (3.000 m³) mittels einer Exzentrerschneckenpumpe (Hersteller: PF-Pumpe, 22 kW_{el}) zugeführt (Abbildung 5-38).

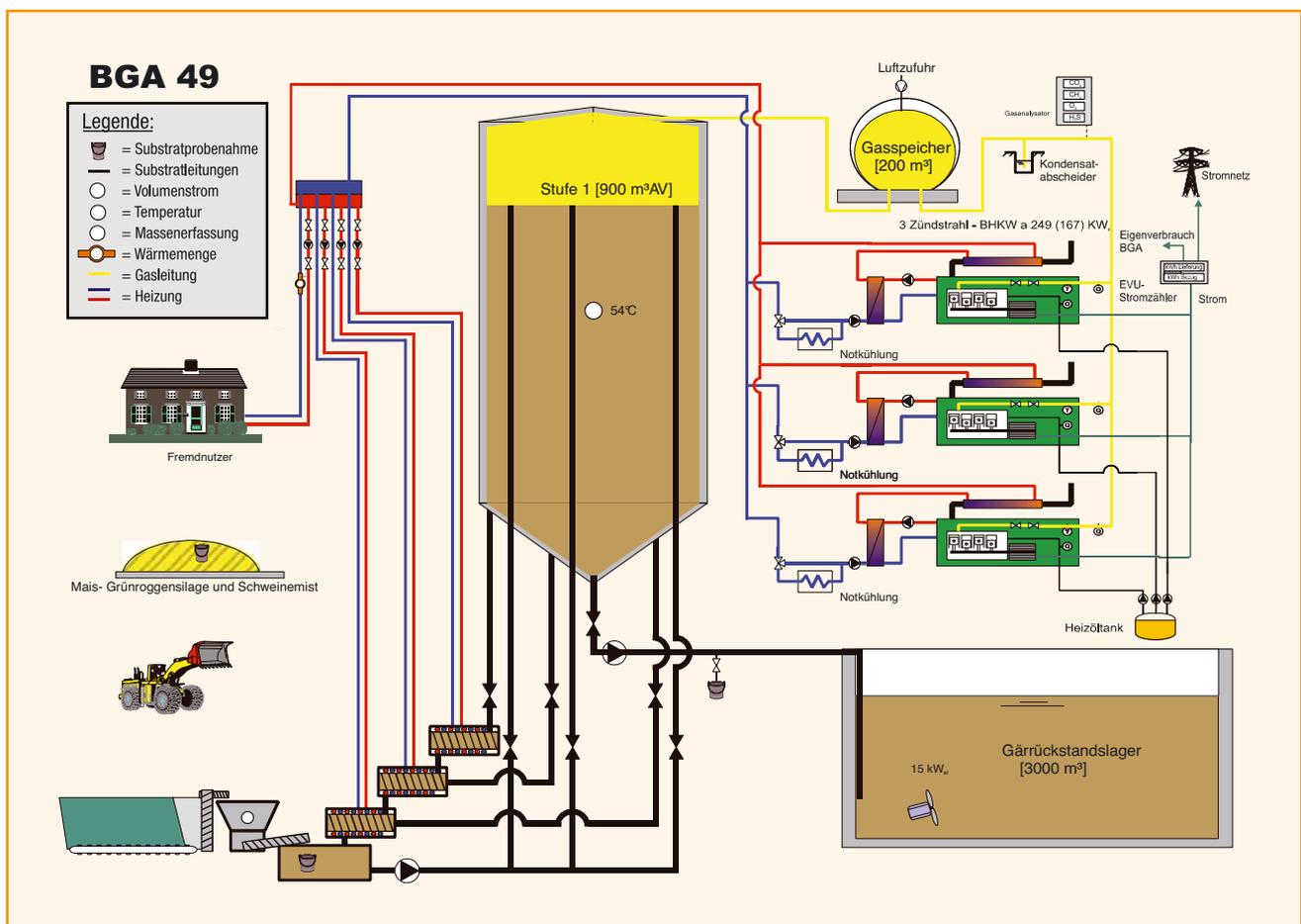


Abb. 5-38: BGA 49; verfahrenstechnisches Fließbild

Das Substrat benötigt keine mechanische Durchmischung im Inneren des Fermenters, da dieses schon außerhalb des Fermenters vollzogen wird.

Die Biogasspeicherung (ca. 200 m³) erfolgt in einem externen Doppelmembranspeicher. Das produzierte Biogas wird durch Zugabe von Eisenchlorid im Fermenter entschwefelt und drei Zündstrahlmotoren mit je 249 kW_{el} (Hersteller: Schnell; Motor: Scania) zur Strom- und Wärmeerzeugung zugeführt. Der erzeugte Strom wird nach EEG in das öffentliche Netz eingespeist. Derzeit ist allerdings nur eine Einspeisemenge von 500 kW_{el} genehmigt, sodass die drei BHKW nicht alle gleichzeitig laufen und je nach anfallenden Reparatur- und Wartungsarbeiten eingesetzt werden. Die Angaben im Datenblatt (Tabelle 5-15) beziehen sich daher auf die reduzierte Leistung von ca. 500 kW_{el} (3 x 167 kW_{el}). Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit erfolgt jedoch mit der gesamten installierten Leistung, da die leistungsbezogenen Investitionskosten sonst verzerrt dargestellt würden.

Die bei der Verstromung anfallende Wärme dient zur Bereitstellung der benötigten Prozesswärme und zur Wärmenutzung für die benachbarten Wohnhäuser.

- Eigenstrombedarf (differenziert für Rührwerke, Pumpen, Feststoffeintrag, Materialaufbereitung und BHKW)
- Wärmebedarf (Schneckenheizung zur Erwärmung des Substrates).

Insgesamt besitzt diese Anlagen eine sehr umfassende messtechnische Ausstattung.

5.8.3 Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums

Den Hauptbestandteil an der Substratmischung bildete Maissilage mit 49,3%. Unter anderem kamen noch Gerste GPS (10%), Roggen GPS (14,2%), Sonnenblumen- (13%) und Grassilage (6,2%) sowie Schweine- (6,6%) und Rindermist (0,7%) zum Einsatz (vgl. Tabelle 5-15).

In der ersten Woche wurde vom Anlagenhersteller eine Veränderung des Schneckeneintrags vorgenommen, aus diesem Grund musste die Substratmenge zurückgenommen werden. Bis KW 39/07 wurde die Substratzufuhr relativ konstant bei ca. 223 t/Woche gehalten. In KW 40/07 kam es zu einer Störung am Substratmischer (Lagerschaden), dementsprechend musste die Substratzufuhr vermindert werden. Der erhebliche Abfall der Substratzufuhr in KW 2/08 auf 123 t/Woche hängt mit einer größeren Reparatur an der Beschickungspumpe zusammen. In den KW 4 und 6/08 mussten mehrere Reparaturen an den Exzentrerschneckenpumpen (Schneckenbruch durch Steine) durchgeführt werden.

Die Verweilzeit (Abbildung 5-40) der Substrate lag durchschnittlich bei 29 Tagen, wobei sich die Raumbelastung bei 9,7 kg oTR/(m³ AVd) bewegte (vgl. Tabelle 5-15).



5.8.2 Beurteilung der Messtechnik

Folgende messtechnische Einheiten sind installiert:

- Substratmengenerfassung (über Wiegezellen)
- Stromproduktions- und Betriebsstundenzähler
- Zündölzähler
- Gasmengenerfassung (Hersteller: ABB)
- Gasanalytik (Hersteller: Schrack): CH₄, O₂, CO₂ und H₂S
- Wärmemengenzähler für Fremdnutzer (Wohnhäuser)

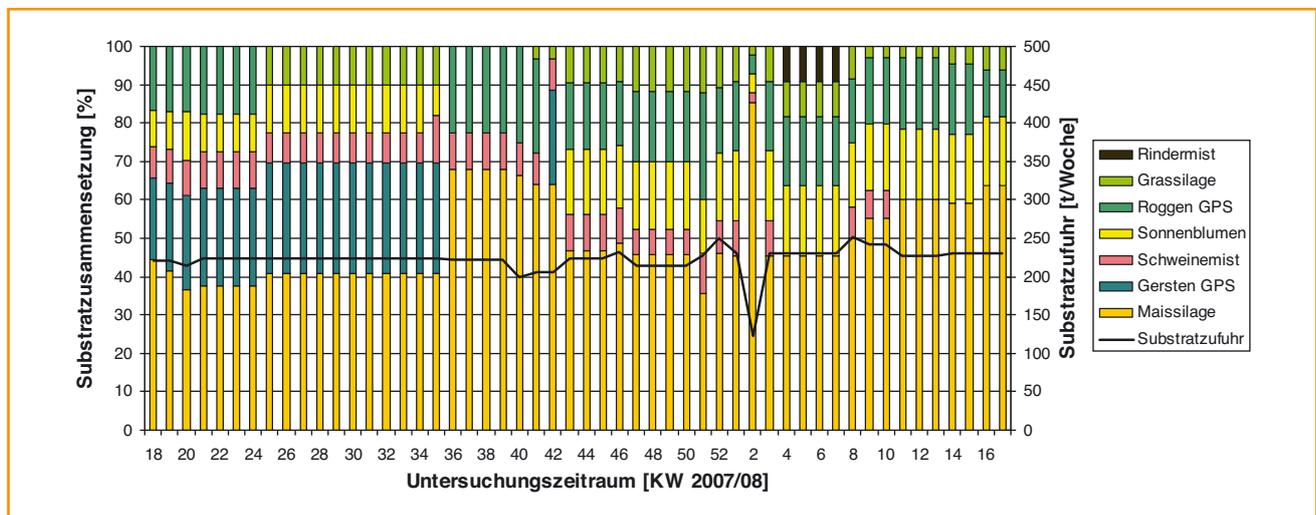


Abb. 5-39: Zeitlicher Verlauf der Substratzusammensetzung und der zugeführten Substratmenge

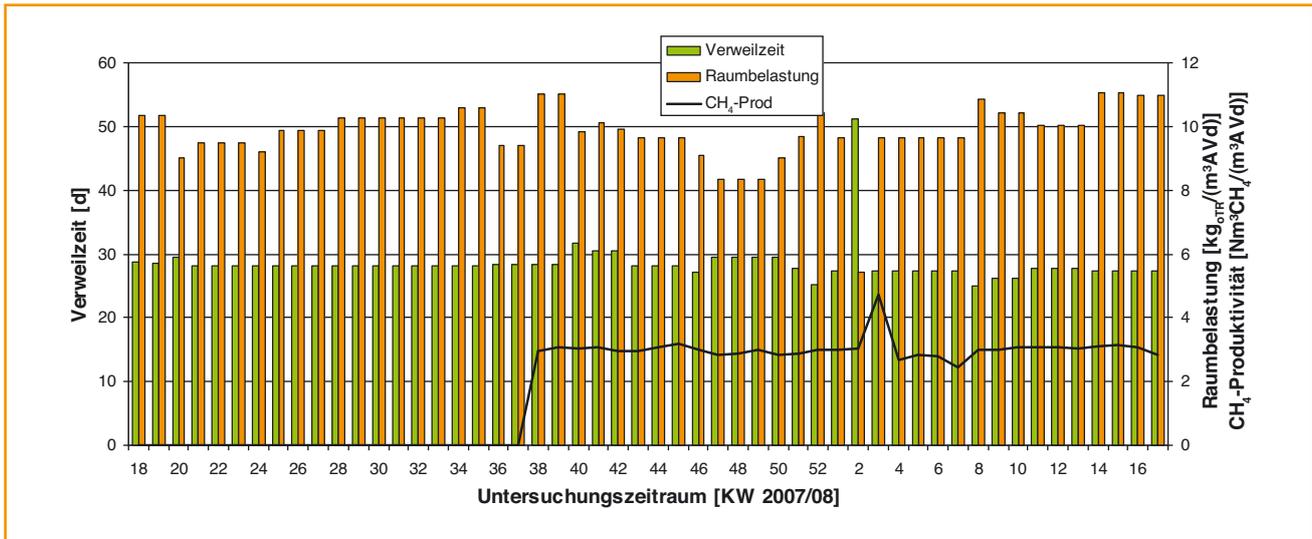


Abb. 5-40: Zeitlicher Verlauf der hydraulischen Gesamtverweilzeit, der oTR-Raumbelastung (ohne Rückführung) und der Methanproduktivität

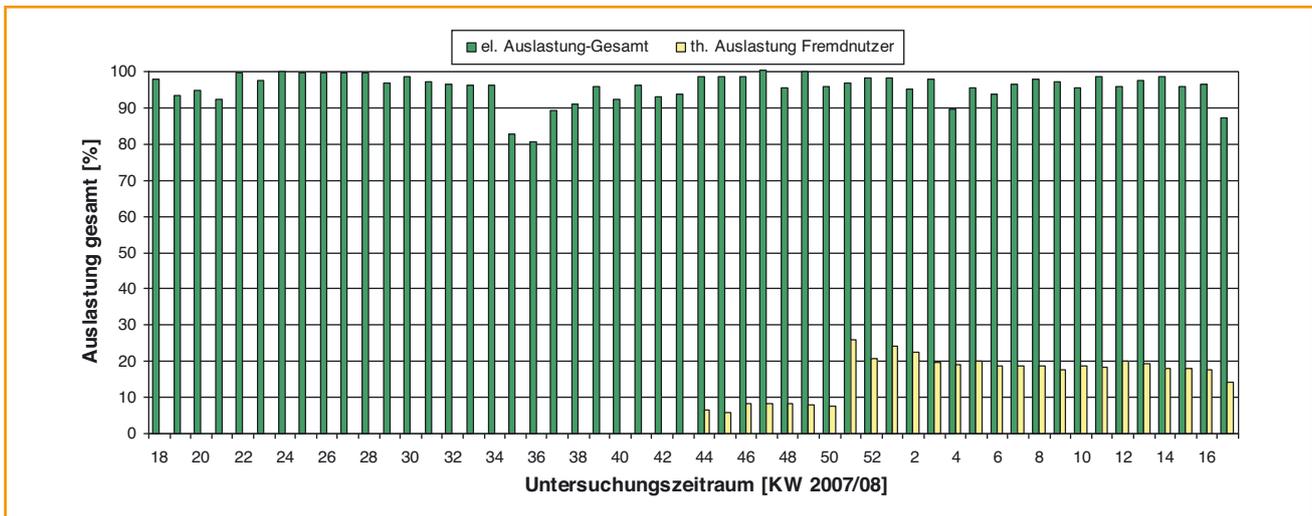


Abb. 5-41: Zeitlicher Verlauf der gesamten elektrischen Auslastung und der theoretischen thermischen Auslastung durch Fremdnutzer

Vergleicht man die Gesamtraumbelastung von $9,7 \text{ kg oTR}/(\text{m}^3 \text{ AVd})$ dieser Trockenfermentationsanlage mit denen von Nassvergärungsanlagen, so liegt diese weit oberhalb der für Nassvergärungen üblichen Werte. Die ebenfalls in Abbildung 5-40 dargestellte Methanproduktivität, die allerdings erst ab KW 38/07 aufgenommen werden konnte, liegt bei ca. $3,02 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/(\text{m}^3 \text{ AVd})$ (vgl. Tabelle 5-15) und ist damit aufgrund der hohen Raumbelastung ebenfalls sehr hoch.

Die elektrische Gesamtauslastung betrug während des Beobachtungszeitraums im Durchschnitt 94%, bezogen auf eine Leistung von $500 \text{ kW}_{\text{el}}$, die ins öffentliche Netz eingespeist werden dürfen. Derzeit werden die drei BHKW je nach Reparatur- und Wartungsaufwand im Wechsel betrieben.

Die ebenfalls in Abbildung 5-41 dargestellte ther-

mische Auslastung durch die Fremdnutzer zeigt, dass ab der KW 44/07 die Daten für die Wärmemengen der BGA und der angeschlossenen Wohnhäuser aufgenommen wurden. Die thermische Auslastung für die Erwärmung des Prozesses lag bei ca. 5,5%, die der Fremdnutzer bei ca. 16,3%.

Durch die geplante Erweiterung mit einer vollen Ausnutzung des Fermentervolumens und damit auch der installierten elektrischen Leistung würde sich insbesondere die Wirtschaftlichkeit deutlich verbessern.

Die spez. Stromproduktion lag mit ca. $1.250 \text{ kWh}/\text{t}_{\text{oTR}}$ im Vergleich zu anderen Anlagen (vgl. Kap. 7) eher im unteren Bereich, sodass eine Steigerung der Substratausnutzung möglich wäre. Eine Abdeckung des Gärrückstandslagers würde in dieser Hinsicht einen positiven Effekt erzielen.

Biogasanlage 49				
Allgemeine Angaben:		Planer/Hersteller: OWS nv	Inbetriebnahme: 12/06	
		landwirtschaftlicher Betrieb:		
	Ackerfläche	355 ha	Tierart	Sauen Ferkel
	Grünland	25 ha	Stückzahl	250
	NaWaRo-Anbau f. BGA	k.A.		
Gemeinschaftsanlage von 4 Betrieben				
Biogasanlage / Substratumsatz:			Substratzusammensetzung:	
Anlage mit Technologiebonus f. TR-reiches Substrat			Umsatz: 10651 t/Jahr	
Stufe 1				
Reaktorvolumen	[m ³]	1200	Maissilage	49,3 %FM
Arbeitsvolumen	[m ³]	900	Gersten GPS	10,0 %FM
Höhe / Breite	[]	2,94	Schweinemist	6,6 %FM
stehend / liegend		s	Sonnenblumen	13,0 %FM
Temperatur	[°C]	54,2	Roggen GPS	14,2 %FM
pH	[]	7,7	Grassilage	6,2 %FM
Frischsubstrat	[t/Tag]	31,2	Rindermist	0,7 %FM
Rezirkulation aus GRL [t/Tag]			0,0	
Mittlere Substratqualität:				
B _{RoTR} Substrat	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	9,7	TR	29 %FM
B _{RoTR} gesamt	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	9,7	oTR	27 %FM
Verweilzeit	[d]	29	CSB	416 kg/t
oTR-Abbau	[%]	70	NH ₄ -N	0,6 kg/t
CH ₄ -Prod.	[Nm ³ CH ₄ /(m ³ AVd)]	3,02	N _{ges} -N	4,8 kg/t
BG-Prod.	[Nm ³ BG/(m ³ AVd)]	5,89	PO ₄ -P	0,89 kg/t
Inhaltsstoffe:			Gärrückstandslager:	
TR	[%FM]	15,9	Anzahl: 1	Lagerkapazität 3000 m ³
oTR	[%FM]	10,8	Abdeckung: keine	
NH ₄ -N	[kg/t]	2,0	Restgaspotential, Ablauf letzte Stufe (nach 60 Tagen):	
N _{ges} -N	[kg/t]	6,1	bei 37°C: 13,9 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}	
PO ₄ -P	[kg/t]	1,07	bei 20°C: 1,2 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}	
K	[kg/t]	6,2		
Essigsäureäquivalent	[g/t]	1377		
FOS/TAC	[]	0,35		
Anstieg d. NH ₄ -Anteils: 17,1% absolut				
Gasverwertung:			Gasproduktion:	
mittl. Einspeiseverg.: 17,9 Ct/kWhel			Gasqualität:	
mittl. Zündölpreis: 45,2 Ct/l			50,7 Vol-% CH ₄ 0,91 Vol-% O ₂	
Gasspeicherzeit: 0,94 h		BHKW1	BHKW2	BHKW3
Motorotyp		Z	Z	Z
el. Nennleistung	[kW _{el}]	167	167	167
th. Nennleistung	[kW _{th}]	191	191	191
BHKW-Hersteller		Schnell	Schnell	Schnell
Motorenhersteller		Scania	Scania	Scania
Anzahl Zylinder		6	6	6
Garantiewert H ₂ S	[ppm]	200	200	200
el. Leistung	[kW _{el}]	233	229	240
Zündölanteil	[%]	5	5	7
Zündölverbrauch	[l/Tag]	45	39	43
Verstromungsfaktor	[kWh _{el} /Nm ³ BG]	2,1	2,2	2,1
el. Wirkungsgrad*	[%]	41,2	42,5	41,6
el. Auslastung	[%]	100	86	98
Jahresbetriebsstunden	[h/a]	6165	5375	5871
theor. Volllaststunden	[h/a]	8750	7549	8603
– installierte Leistung von 747 kW _{el} reduziert auf 501 kW _{el}				
*Keine Bestimmung gemäß DIN 6280				
Eigenstrombedarf:			Wärmeverwertung:	
BGA gesamt:	(30,4 kWh/t _{Sub})	Eigenbedarf der BGA		
Rührwerke:	8,9% d. Prod.	Fremdnutzer		
Pumpen:	0,72% d. Prod.	Wärmebedarf		
Feststoffzugabe:	2,53% d. Prod.	thermische Leistung		
Materialaufbereitung:	0,67% d. Prod.	theor. Auslastung		
BHKW	1,29% d. Prod.	15699 kWh/Woche		
	3,15% d. Prod.	93,4 kW _{th}		
		theor. Auslastung		
		16,3 %		

Tab. 5-15: Datenblatt der Biogasanlage 49

BGA 49		-	900 m³AV	-	747 kW_{el}	
Investition:						
Gesamtinvestition	dies entspricht		2922 €/m ³ AV		3.521 €/kW _{el}	2.630.000 €
Fördermittel			keine Förderung			
Eigenkapital			43 % d. Inv.summe			1.130.000 €
Fremdkapital			57 % d. Inv.summe			1.500.000 €
Jährliche Leistungen:						
Stromerlös (93,5 %)				Einspeisevergütung: 17,9 Cent/kWh _{el}		732.160 €/a
Wärmeerlös (0,0 %)						
Heizmitteleinsparung (2,2 %)						17.500 €/a
Gärrestverkauf (0,0 %)						
Düngewert (4,3 %)						33.713 €/a
Gesamte Leistungen:						783.373 €/a
Jährliche Kosten:						
Anlagenkosten (33,7 %)						261.950 €/a
Abschreibung (76,4 %)						200.000 €/a
Wartungsverträge (0,0 %)						
Reparaturen: Ersatzteile (12,2 %)						32.000 €/a
Zinsen Anlagenkapital (11,4 %)						29.950 €/a
Gebäude- und Grundstückskosten (6,2 %)						47.955 €/a
Abschreibung (56,9 %)						27.300 €/a
Pacht / Miete (18,4 %)						8.820 €/a
Gebäudeunterhalt (5,6 %)						2.700 €/a
Zinsen Gebäudekapital (19,0 %)						9.135 €/a
Maschinenkosten (0,6 %)						5.002 €/a
Abschreibung (35,0 %)						1.752 €/a
Unterhalt f. Maschinen (65,0 %)						3.250 €/a
Betriebskosten (16,1 %)						124.841 €/a
Versicherung (4,3 %)						5.400 €/a
Eigenstrombedarf (38,2 %)				13,0 Cent/kWh _{el}		47.662 €/a
Zündölkosten (16,6 %)						20.781 €/a
Verbrauchsmaterial (7,4 %)						9.275 €/a
Personal (fremd) (32,0 %)						40.000 €/a
Personal (eigen) (0,0 %)						
Analysekosten (1,4 %)						1.723 €/a
Direktkosten (43,4 %)						337.739 €/a
Kosten für NaWaRo (91,1 %)			Maissilage	26 €/t		145.652 €/a
			Gerste GPS	26 €/t		63.284 €/a
			Sonnenblumen	26 €/t		38.402 €/a
			Roggen GPS	26 €/t		41.860 €/a
			Grassilage	26 €/t		18.382 €/a
sonstige Substratkosten (0,0 %)						
Gärhilfsstoffe (0,0 %)						
Wasser (0,3 %)						891 €/a
Ausbringkosten (7,9 %)						26.615 €/a
Zinsen Umlaufvermögen (Ansatz: 1,5%) (0,7 %)						2.513 €/a
Beiträge und Gebühren						140 €/a
Gesamtkosten						777.487 €/a
Stromgestehungskosten	19,0 Cent/kWh					
Bilanz:						
Direktkostenfreie Leistungen			495 €/m ³ AV		597 €/kW _{el}	445.774 €/a
Amortisation						11,2 a
Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis						5.886 €/a
			7 €/m ³ AV		8 €/kW _{el}	
*1 Substratkosten berechnet (2. Messkampagne)						
*2 Personalkosten nach Angaben im Betriebstagebuch						
*3 Betreiberangaben, da keine Ermittlung der Einspeisevergütung						
*4 Betreiberangaben, da keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs in Datenbank						



Tab. 5-16: Ökonomisches Datenblatt der Biogasanlage 49

5.9 Biogasanlage 53

5.9.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage 53 (Abbildung 5-42) befindet sich in Schwaben und wird von vier Betreibern geführt. Keiner der beteiligten Landwirte betreibt Nutztierhaltung, entsprechend wird die BGA ohne betriebs-eigene Wirtschaftsdünger betrieben. Der zur Aufrechterhaltung einer ausgewogenen Nährstoffversorgung des Biogasprozesses eingesetzte Putenmist wird zugekauft.

Es werden 161 ha Ackerland und 20 ha Grünland bewirtschaftet und davon 140 ha für den NaWaRo-Anbau genutzt. Aufgrund der eingesetzten Substrate erhalten die Betreiber der BGA den Technologiebonus für Trockenfermentation.

Die von der Fa. Rückert geplante und errichtete Biogasanlage ist seit Februar 2006 in Betrieb. Der liegende Fermenter hat ein Arbeitsvolumen von 2.100 m³ (AV) und ist aus Stahlbeton gefertigt. Es handelt sich um eine einstufige Anlage, wobei eine Gasnutzung des ggf. im Gärrückstandslager (Rundbehälter; Stahlbeton; AV: 3.000 m³) gebildeten Gases nicht erfolgen kann, da dieses nicht abgedeckt ist. Obgleich von behördlicher Seite keine Abdeckung



Abb. 5-42: BGA 53; Gebäude für BHKW mit Gasfackel (links), für Gasspeicher (Mitte) und Separator (rechts); Eintragsvorrichtung links (versenkt); Fermenter als Unterbau

vorgeschrieben ist, wird darüber nachgedacht eine solche zu installieren, wenn dadurch die Gasausbeute erhöht, und somit die Wirtschaftlichkeit der Anlage verbessert werden kann. Damit der energiereiche, aus dem Silagestock ablaufende Sickersaft nicht verloren geht, dient ein dritter Rundbehälter als Auffangbecken (200 m³). Von hier wird die Flüssigkeit dem Fermenter zugeführt.

Der Gärrückstand wird einer fest-flüssig Trennung zugeführt. Der feste Gärrückstand wird kompostiert und ausgebracht. Der flüssige Teil wird im Gärrückstandslager aufgefangen und zur Verdünnung dem Prozess teilweise wieder zugeführt. Auch der flüssige Teil des Gärrückstandes dient als Dün-

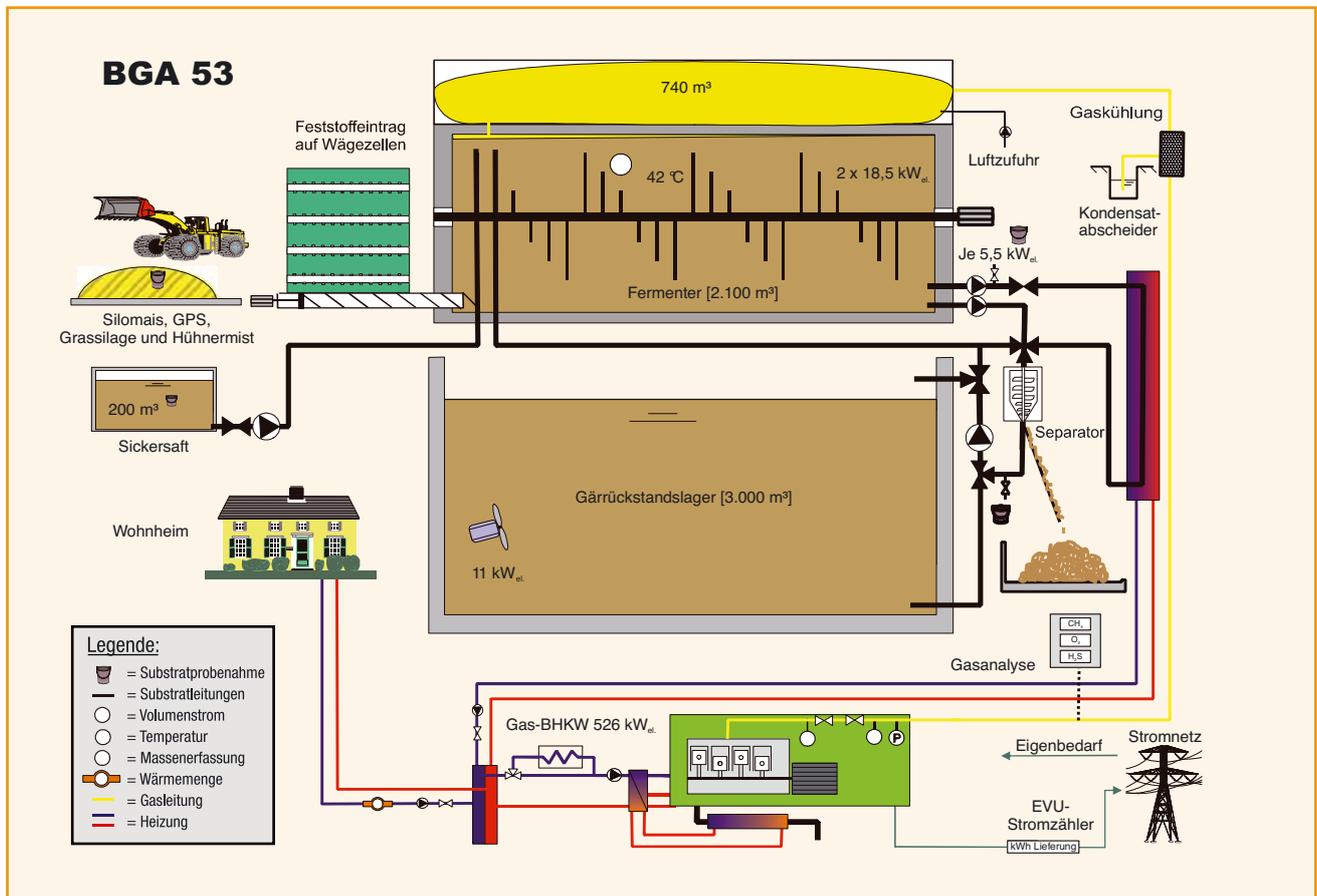


Abb. 5-43: BGA 53; verfahrenstechnisches Fließbild

ger für die zur Produktion von NaWaRos eingesetzten Flächen.

Als Feststoffeintrag dient ein Romberger-Schubbodenförderer mit Pressschnecke. Das Füllvolumen des Annahmehubers beträgt 80 m^3 . Die Feststoffe werden 48 x pro Tag in den unteren Bereich des Fermenters gepresst. Ein durch den Pressdruck entstehender stark verdichteter Substratklumpen verhindert, dass Fermentermaterial zurück in Richtung Eintragsvorrichtung fließt. Zusätzlich ist das System noch mit einer Rückschlagklappe versehen.

Das Substrat im Fermenter wird durch eine externe Heizung erwärmt, indem es im Gegenstrom durch einen Doppelrohrwärmetauscher gepumpt wird. Die Pumpe ist mit einem Zerkleinerer kombiniert (Hersteller: Vogelsang Rotacut, $5,5 \text{ kW}_{el}$). Nach entsprechender Verweildauer und Ausgasung wird das Gärgut über eine zweite Drehkolbenpumpe (Hersteller: Vogelsang ohne Zerkleinerer, $5,5 \text{ kW}_{el}$) der fest-flüssig Trennung zugeführt.

Zur Durchmischung ist der liegende Fermenter mit 2 parallel angeordneten Haspelrührwerken ausgestattet (Hersteller: RVT, je $18,5 \text{ kW}_{el}$).

Die Biogasspeicherung erfolgt in einem separaten Folienkissenspeicher (740 m^3), der sich im ersten Stock des Anlagengebäudes befindet. Der im produzierten Biogas enthaltene Schwefelwasserstoff wird von Schwefelbakterien im Biogaslager zu elementarem Schwefel reduziert. Dazu ist der Boden des Gaslagers mit frischem Filtrat aus dem Separator bedeckt und es wird Luft eingeblasen.

Zur Strom- und Wärmeproduktion dient ein Gas-BHKW (Hersteller: Jenbacher, 526 kW_{el}). Der produzierte Strom wird ins öffentliche Netz eingespeist und gemäß EEG vergütet. Die anfallende Wärme dient zur Bereitstellung der benötigten Prozesswärme und zur Versorgung eines in etwa 500 m entfernt liegenden Wohnheimes (Abbildung 5-43).

5.9.2 Beurteilung der Messtechnik

Folgende messtechnische Einheiten sind installiert:

- Substratmengenerfassung (über Wiegezellen)
- Stromproduktions- und Betriebsstundenzähler
- Gasmengenerfassung inkl. Druck- und Temperaturmessung
- Gasanalytik: CH_4 , O_2 , CO_2 und H_2S
- Wärmemengenzähler für Fremdnutzer (öffentliche Einrichtung).

Der Wärmebedarf der Anlage wurde nicht erfasst. Der Eigenstrombedarf wurde über die Bezugstromrechnung ermittelt.

5.9.3 Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums

Nach Angaben der Betreiber lief der Anfahrbetrieb ähnlich wie bei anderen güllelosen Systemen. Zunächst wurde ein stabiler Anlagenbetrieb bei nahezu Volllast der installierten elektrischen Leistung erreicht. Dann kam es zu einem Rückgang der Gasproduktion, was eine Verminderung des Auslastungsgrades um ca. 40 % zur Folge hatte. Aufgrund der hohen Gehalte an organischen Säuren im Fermenter war eine Steigerung der Futterrationen nicht möglich. Ein Fütterungsstopp und der Einsatz von Putenmist bei Wiederaufnahme der Fütterung haben dann zu einer drastischen Verbesserung geführt. Die hier geschilderten Vorgänge wurden noch vor dem Start der Untersuchung im Rahmen des Biogassmessprogramms festgestellt.

Die zugegebene Futtermischung bestand zum größten Teil aus Maissilage (83,4 %). Außerdem kamen vor allem Putenmist (5,4 %) und Roggen GPS (6,2 %) zum Einsatz. Der zunächst zugegebene Weizenanteil wurde aufgrund der hohen Preise für dieses Substrat in KW 45/07 durch Lieschkolbensilage (LKS) ersetzt. Gegen Ende des Beobachtungszeitraumes wurden für kurze Zeit zusätzlich Kartoffeln eingesetzt. Die wöchentlich zugegebene Futtermenge stieg mit zunehmender Bewirtschaftungsdauer stetig an und betrug im Mittel 190 t Substrat pro Woche (Abbildung 5-44).

Damit stieg auch die durchschnittliche Raumbelastung mit zunehmender Beobachtungszeit an und verhielt sich zur Verweilzeit gegenläufig. Dies zeigt eine kontinuierliche Verbesserung der Auslastung des vorhandenen Faulraumes (Abbildung 5-45). Im Mittel betrug die Verweilzeit 78 Tage und die Raumbelastung $4,0 \text{ kg oTR}/(\text{m}^3 \text{ AVd})$. Die Produktivität lag im Durchschnitt bei knapp $1,6 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/(\text{m}^3 \text{ AVd})$.

Kurz nach Beginn der wissenschaftlichen Bewertung wurde an der BGA ein Auslastungsgrad von 92 % erreicht. Dabei gestaltete sich der Verlauf günstig und nahm mit der Dauer des Beobachtungszeitraums stetig zu. Der zu Beginn eher niedrige Auslastungsgrad ist auf die Prozessstörung vor der Datenaufnahme zurückzuführen, in deren Anschluss die leicht überlastete Anlage nur langsam wieder hoch gefahren werden konnte.

Durch die Wärmeabgabe an eine öffentliche Einrichtung konnten knapp 33 % der anfallenden Abwärme genutzt werden. Insbesondere in den Wintermonaten wurde durch den erhöhten Bedarf der Einrichtung ein Nutzungsgrad von ca. 50 % ermöglicht (Abbildung 5-46).



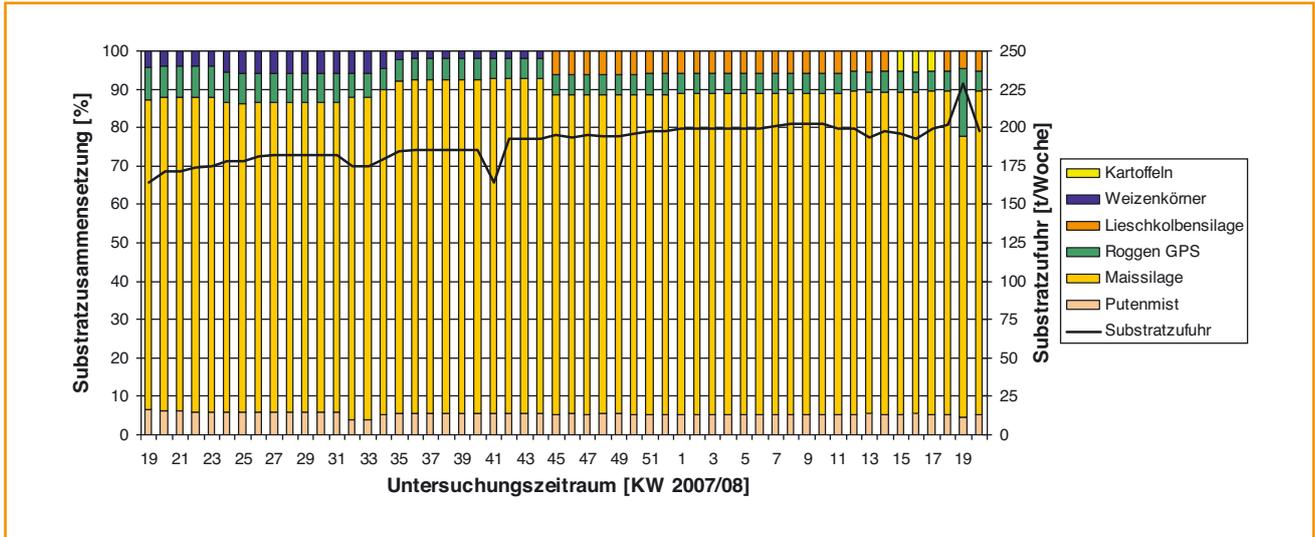


Abb. 5-44: Zeitlicher Verlauf der Substratzusammensetzung und der zugeführten Substratmenge

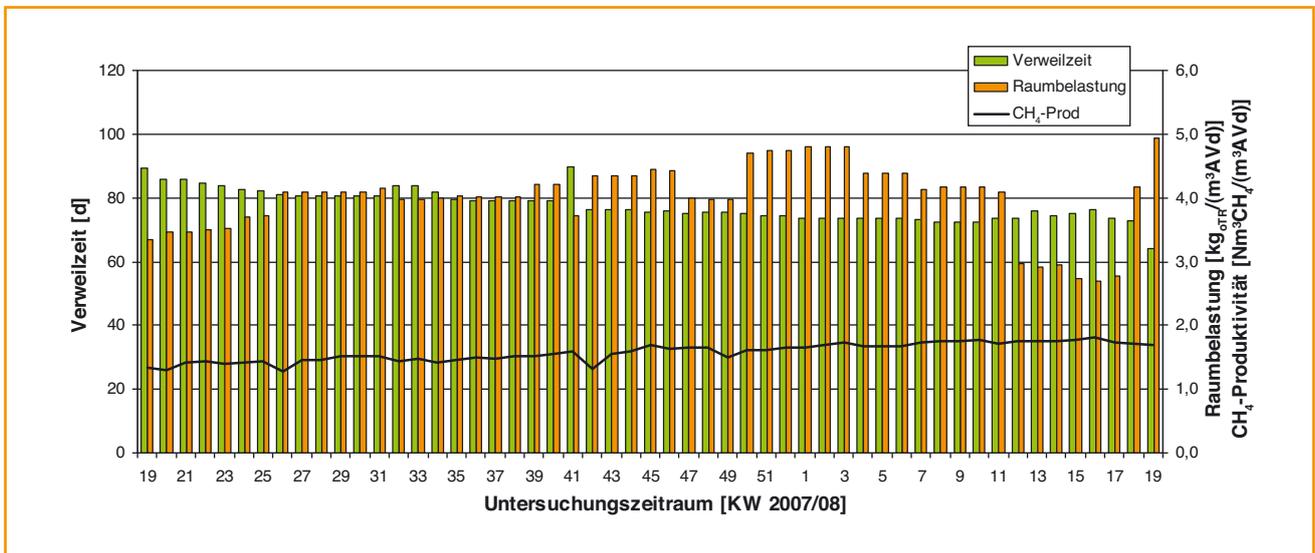


Abb. 5-45: Zeitlicher Verlauf der hydraulischen Gesamtverweilzeit, der oTR-Raumbelastung (ohne Rückführung) und der Methanproduktivität

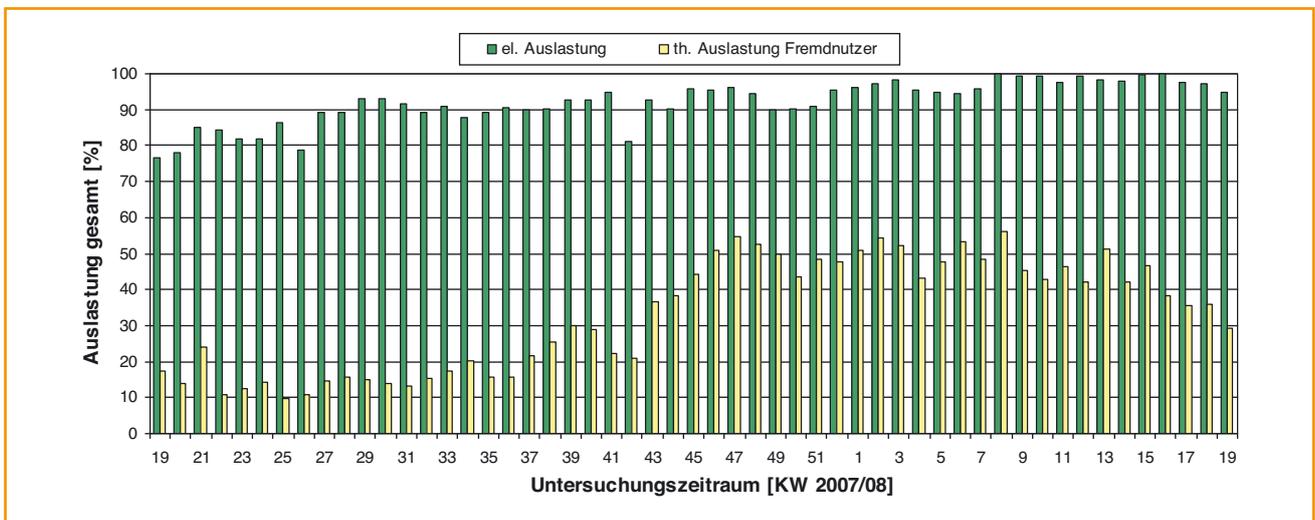


Abb. 5-46: Zeitlicher Verlauf der gesamten elektrischen Auslastung und der theoretischen thermischen Auslastung durch Fremdnutzer



Biogasanlage 53			
Allgemeine Angaben:		Planer/Hersteller: Rückert Naturgas GmbH	Inbetriebnahme: 02/06
		landwirtschaftlicher Betrieb:	
Gemeinschaftsanlage von 4 Betrieben	Ackerfläche	161 ha	Tierart
	Grünland	20 ha	Stückzahlen
	NaWaRo-Anbau f. BGA	140 ha	Zuchtsauen
gesamte Ausbringfläche:	180,5 ha		
Biogasanlage / Substratumsatz:		Anlage mit Technologiebonus f. TR-reiches Substrat	Substratzusammensetzung:
		Stufe 1	Umsatz: 10651 t/Jahr
Reaktorvolumen	[m ³]	2100	Putenmist
Arbeitsvolumen	[m ³]	2100	Maissilage
Höhe / Breite	[]	0,24	Roggen GPS
stehend / liegend		l	LKS
Temperatur	[°C]	42,3	Weizenkörner
pH	[]	7,6	Kartoffeln
Frischsubstrat	[t/Tag]	27,2	
Rezirkulation aus GRL	[t/Tag]	0,0	
B _{RoTR} Substrat	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	4,0	Mittlere Substratqualität:
B _{RoTR} gesamt	[kg _{oTR} /(m ³ AVd)]	4,0	TR 32 %FM
Verweilzeit	[d]	78	oTR 31 %FM
oTR-Abbau	[%]	85	NH ₄ -N 1,2 kg/t
CH ₄ -Prod.	[Nm ³ CH ₄ /(m ³ AVd)]	1,58	N _{ges} -N 6,4 kg/t
BG-Prod.	[Nm ³ BG/(m ³ AVd)]	3,04	CSB 367 kg/t
			PO ₄ -P 1,43 kg/t
Inhaltsstoffe:		Gärrückstandslager:	
TR	[%FM]	8,9	Anzahl: 1
oTR	[%FM]	7,3	Lagerkapazität 3000 m ³
NH ₄ -N	[kg/t]	2,9	Abdeckung: keine
N _{ges} -N	[kg/t]	5,3	Restgaspotential, Ablauf letzte Stufe (nach 60 Tagen):
PO ₄ -P	[kg/t]	1,23	bei 37°C: 9,2 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}
K	[kg/t]	3,7	bei 20°C: 2,3 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}
Essigsäureäquivalent	[g/t]	1072	
FOS/TAC	[]	0,43	
Anstieg d. NH ₄ -Anteils: 34,4 % absolut			
Gasverwertung:		Gasproduktion:	
mittl. Einspeiseverg.: 19,1 Ct/kWh _{el}		Gasqualität:	
Gasspeicherzeit: 2,5 h		51,8 Vol-% CH ₄ 0,34 Vol-% O ₂	
		46,5 Vol-% CO ₂ 45 ppm H ₂ S	
		Gasausbeuten	
		Nm ³ BG Nm ³ CH ₄	
		pro t Substrat 236 122	
		pro t oTR 780 405	
		pro t CSB 659 341	
BHKW 1		Stromproduktion:	
Motortyp		11644 kWh/Tag	
el. Nennleistung [kW _{el}]		429 kWh/t _{Sub}	
th. Nennleistung [kW _{th}]		Arbeitsaufwand:	
BHKW-Hersteller		Routinearbeiten 28,0 h/Woche	
Motorenhersteller		Störungsbehebung k.A.	
Anzahl Zylinder			
Garantiewert H ₂ S [ppm]			
el. Leistung [kW _{el}]			
Zündölanteil [%]			
Zündölverbrauch [l/Tag]			
Verstromungsfaktor [kWh _{el} /Nm ³ BG]			
el. Wirkungsgrad* [%]			
el. Auslastung [%]			
Jahresbetriebsstunden [h/a]			
theor. Volllaststunden [h/a]			
*Keine Bestimmung gemäß DIN 6280			
Eigenstrombedarf:		Wärmeverwertung:	
(27,0 kWh/t _{Sub})		Keine Bestimmung des Eigenwärmebedarfs	
BGA gesamt: 6,3% d. Prod.		Fremdnutzer	
		Wärmebedarf 31261 kWh/Woche	
		thermische Leistung 186,1 kW _{th}	
		theor. Auslastung 32,8%	



Tab. 5-17: Datenblatt der Biogasanlage 53

Beschreibung ausgewählter Anlagen

BGA 53 - 2.100 m³AV - 526 kW_{el}				
Investition:				
Gesamtinvestition	dies entspricht	1054 €/m³AV	4.208 €/kW _{el}	2.213.658 €
Fördermittel		keine Förderung		
Eigenkapital		3 % d. Inv.summe		63.700 €
Fremdkapital		97 % d. Inv.summe		2.149.958 €
Jährliche Leistungen:				
Stromerlös (90,0 %)			Einspeisevergütung: 19,1 Cent/kWh _{el}	801.418 €/a
Wärmeerlös (0,0 %)				
Heizmitteleinsparung (7,0 %)				62.000 €/a
Gärrestverkauf (0,0 %)				
Düngewert (3,0 %)				27.137 €/a
Gesamte Leistungen:				890.555 €/a
Jährliche Kosten:				
Anlagenkosten (21,3 %)				133.625 €/a
Abschreibung (64,0 %)				85.505 €/a
Wartungsverträge (22,5 %)				30.000 €/a
Reparaturen: Ersatzteile (0,0 %)				
Zinsen Anlagenkapital (13,6 %)				18.120 €/a
Gebäude- und Grundstückskosten (14,9 %)				93.779 €/a
Abschreibung (68,1 %)				63.899 €/a
Zinsen Gebäudekapital (31,9 %)				29.880 €/a
Betriebskosten (10,6 %)				66.595 €/a
Versicherung (0,0 %)				
Eigenstrombedarf (59,7 %)			14,9 Cent/kWh _{el}	39.757 €/a
Zündölkosten (0,0 %)				
Verbrauchsmaterial (6,8 %)				4.503 €/a
Personal (fremd) (0,0 %)				
Personal (eigen) (33,5 %)				22.335 €/a
Analysekosten (0,0 %)				
Direktkosten (53,2 %)				334.853 €/a
Kosten für NaWaRo (89,5 %)				
	Maissilage	27 €/t		222.696 €/a
	Roggen GPS	31 €/t		19.127 €/a
	Lieschkolbensilage	117 €/t		32.409 €/a
	Weizenschrot	146 €/t		25.550 €/a
sonstige Substratkosten (3,2 %)				10.620 €/a
Gärhilfsstoffe (0,0 %)				
Wasser (0,0 %)				
Ausbringkosten (6,6 %)				21.958 €/a
Zinsen Umlaufvermögen (Ansatz: 1,5%) (0,7 %)				2.493 €/a
Beiträge und Gebühren				
Gesamtkosten				628.852 €/a
	NaWaRo-Anbau: 48 %	Abschreibung: 24 %		
Stromgestehungskosten	15,0 Cent/kWh			
Bilanz:				
Direktkostenfreie Leistungen	265 €/m³AV	1.056 €/kW _{el}		555.702 €/a
Amortisation				5,4 a
Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis				261.703 €/a
	125 €/m³AV	498 €/kW _{el}		
<p>*1 Substratkosten berechnet (2. Messkampagne)</p> <p>*2 Personalkosten nach Angaben im Betriebstagebuch</p> <p>*3 Einkaufspreis für Fremdenergie berechnet mit Mittelwert aller Anlagen</p> <p>*4 Betreiberangaben, da keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs in Datenbank</p>				

Tab. 5-18: Ökonomisches Datenblatt der Biogasanlage 53

Während des Betrachtungszeitraums konnte ein reibungsloser Anlagenbetrieb gewährleistet werden, nachdem durch den Einsatz von Putenmist und damit ausreichender Spurenelementversorgung die Prozessstabilität wieder hergestellt war. In der vergleichenden Bewertung erfüllt diese Anlagen alle vorgegebenen Bewertungskriterien (vgl. Kap. 7). Neben einer effektiven Substratausnutzung mit einer spez. Stromproduktion von ca. 1.380 kWh/t_{oTR} und einem guten wirtschaftlichen Betriebsergebnis, ist auch ein gutes Wärmekonzept vorhanden. Einzig die bereits erwähnte fehlende Abdeckung des Gärrückstands-lagers muss hier negativ bewertet werden.

5.10 Biogasanlage 62

5.10.1 Anlagenbeschreibung

Der landwirtschaftliche Betrieb zur BGA 62 (Abbildung 5-47) liegt in Niedersachsen und bewirtschaftet 125 ha Ackerfläche sowie 10 ha Grünland. Für den Anbau der NaWaRo werden 95 ha eingesetzt.

Die diskontinuierlich betriebene Trockenfermentationsanlage (Hersteller: SBI Bau GmbH / BIOFerm



Abb. 5-47: BGA 62; mit Ansicht auf die sieben Garagen

GmbH) besteht aus 7 Garagenfermentern (Arbeitsvolumen jeweils ca. 550 m³) die als Rechteckbehälter (30*7*4 – 840 m³) mit Stahlbetonwänden und -decken ausgeführt sind. Die Fermenter sind mit einer Bodenheizung ausgerüstet und werden mit einer Temperatur von ca. 40 °C betrieben. Des Weiteren ist die BGA mit einem gasdichten Perkolattank (2 x 50 m³) (Abbildung 5-48) ausgestattet.

Um das vergorene Substrat zu wechseln, wird der Fermenter so lange belüftet, bis der O₂-Gehalt bei 21 % und ein Unterdruck von 4 bis 5 mbar anliegt. Danach werden die Sicherungsbolzen für die Tore über die Steuerung freigeschaltet. Das sogenannte Schwachgas wird mit Hilfe eines Gebläses über einen Biofilter (Holzhackschnitzel, Rindenmulch)

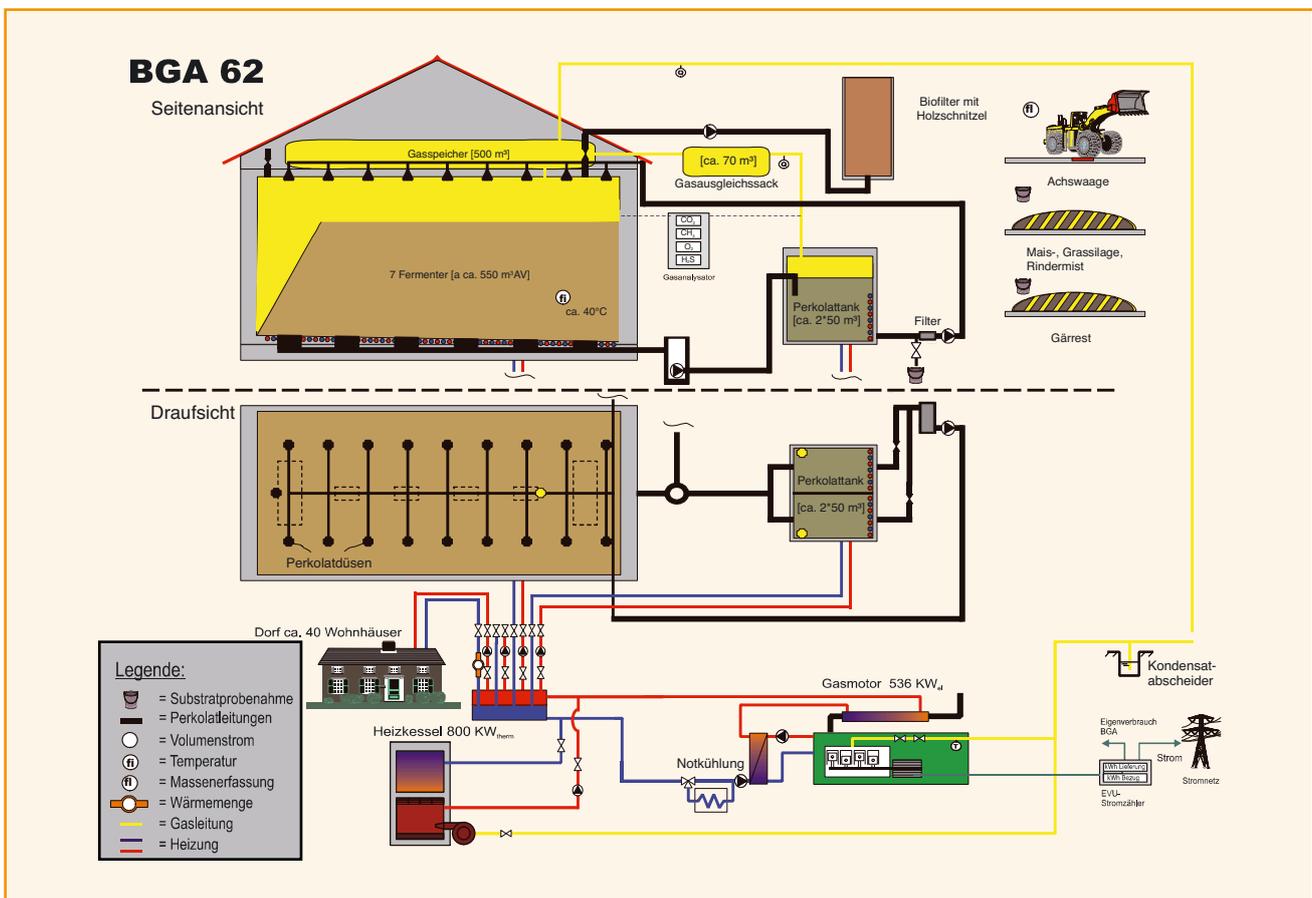


Abb. 5-48: BGA 62; verfahrenstechnisches Fließbild



abgeleitet. Die Torsicherungen, welche das Tor in der Tordichtung halten, werden danach abgeschraubt. Dabei ist sicherzustellen, dass das Perkolat komplett aus dem Fermenter abgefließen ist und nicht aus den Türöffnungen austritt.

Nach dem Öffnen der Tore wird das vergorene Material mit dem Radlader aus dem Fermenter herausgefahren und auf der Mischplatte mit Frischmaterial für die nächste Charge vorgemischt. Der Anteil von Impfmateriale (Gärrest) an der Substratmischung liegt bei $\geq 60\%$ (siehe auch Abbildung 5-49). Nach dem Entleeren des entsprechenden Fermenters wird die vorgemischte Miete zur Vergärung eingebracht. Danach werden die Tore der Fermenter wieder geschlossen, verschraubt und mit den Bolzen abgesichert.

Die Verwertung des Biogases aus dem Fermenter erfolgt ab einer CH_4 -Konzentration von 16 bis 25 % und einem Überdruck von 5 mbar. Das davor produzierte Biogas wird über den Biofilter abgeleitet. Das zu vergärende Material wird mit Perkolat besetzt, um die Bakterien gleichmäßig im Feststoffstapel zu verteilen und den Fermentationsprozess zu beschleunigen. Bei einer Abnahme der Biogasproduktion und einer Verweilzeit von durchschnittlich 24 Tagen, wird das Gärgut aus dem Fermenter entnommen.

Für einen Fermenterwechsel sind ca. 11 Stunden erforderlich, wobei jeweils eine Stunde für das Öffnen und Schließen der Tore und 8 Stunden für den Substratwechsel benötigt werden. Des Weiteren muss die Mischplatte für den nächsten Ansatz gereinigt (1 Stunde) werden.

Der Gärrest, welcher nicht zum Animpfen benötigt wird, wird 0,5 bis 10 Tage auf der Platte offen

gelagert und anschließend ausgebracht. Abbildung 5-48 zeigt einen Garagenfermenter in der Seitenansicht und Draufsicht.

Die Biogasspeicherung (ca. 570 m^3) erfolgt in zwei Gassäcken aus EPDM, wobei ein Gassack (70 m^3) als Ausgleichssack für den Perkolattank dient. Das produzierte Biogas wird einem Gasmotor mit $536 \text{ kW}_{\text{el}}$ (Hersteller: Jenbacher) zur Strom- und Wärmeerzeugung zugeführt. Der erzeugte Strom wird nach EEG in das öffentliche Netz eingespeist.

Die bei der Verstromung anfallende Wärme dient zur Bereitstellung der benötigten Prozesswärme und zur Wärmenutzung für das benachbarte Dorf. Bei einer anfallenden Wartung oder Ausfall des BHKW kann ein Biogassheizkessel (Hersteller: Buderus, $800 \text{ kW}_{\text{th}}$) die erforderliche Wärme bereitstellen.

5.10.2 Beurteilung der Messtechnik

Folgende messtechnische Einheiten sind installiert:

- Substratmengenerfassung (Achswaage (Hersteller: Agreto))
- Stromproduktions- und Betriebsstundenzähler
- Gasmengenerfassung
- Gasanalytik (Hersteller: Union Apparatebau GmbH): CH_4 , O_2 und H_2S
- Wärmemengenzähler für Fremdnutzer (Nahwärmenetz).

Die Gasmengenerfassung und Gasanalytik erfolgt getrennt für jede Garage, den Perkolattank und zusätzlich vor dem BHKW.

Der Eigenstrom- und Eigenwärmebedarf der Anlage werden nicht erfasst.

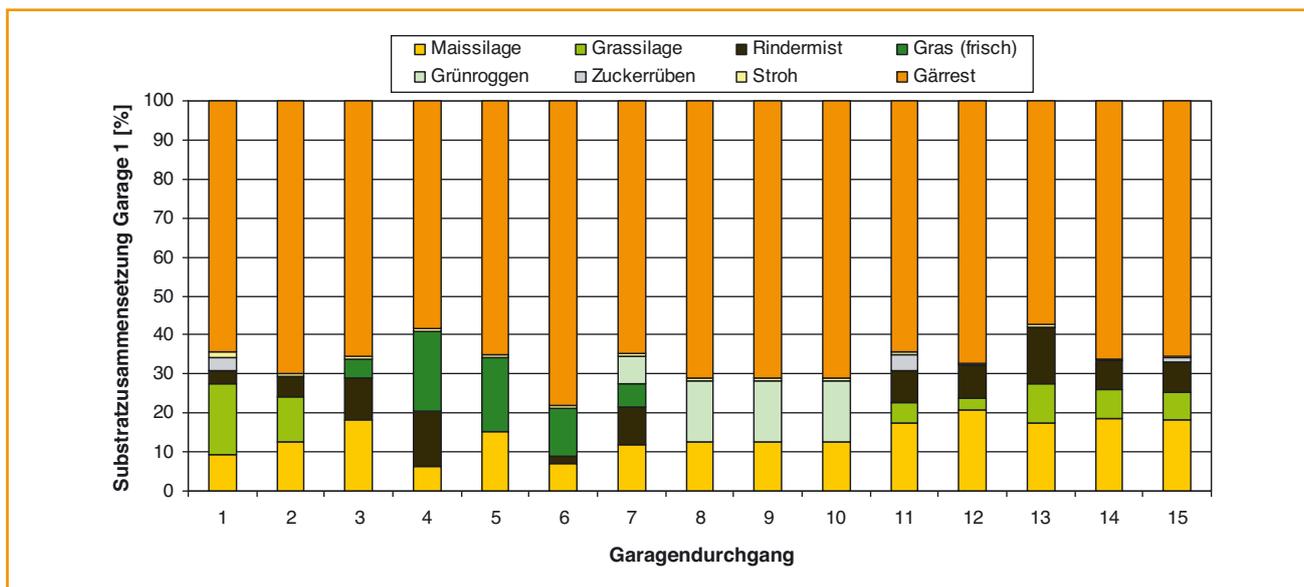


Abb. 5-49: Zeitlicher Verlauf der Substratzusammensetzung inkl. Gärrest und der zugeführten Substratmenge für Garage 1

5.10.3 Anlagenbetrieb während des Untersuchungszeitraums

Im Betrachtungszeitraum kamen neben Mais- (42,7%), Grassilage (13,6%), Rinder- (20,4%) und Schweinemist (1%), kleine Mengen Frischgras (6,2%), Grünroggen (8,7%) und Zuckerrüben (5,7%) zum Einsatz. Abbildung 5-49 zeigt die charakteristische Substratzusammensetzung während des Betrachtungszeitraumes inklusive des Gärrestanteils.

Die durchschnittliche Raumbelastung durch Frischsubstrat in den Garagen (vgl. Tabelle 5-19) liegt bei 2,1 kg oTR/(m³ AVd). Die Verweilzeit in den Garagen beträgt ca. 24 Tage, wobei die Gesamtverweilzeit der Substrate infolge der Rückführung der An-

impfmasse ca. 69 Tage beträgt, bevor der Gärrest als Dünger auf die Flächen ausgefahren wird.

Abbildung 5-50 zeigt den Methangehaltsverlauf und die Methanproduktion während des Betriebes in einer Garage. Nach dem Beschicken der Garage steigt der Methangehalt auf ca. 58% an und wird für einige Tage gehalten. Des Weiteren erhöht sich auch die Methanproduktion bis auf ca. 430 Nm³/d. Nimmt die Methanproduktion ab und erreicht einen Wert von ca. 300 Nm³/d, wird ein Wechsel des Substrates vorgenommen. Die ebenfalls in Abbildung 5-50 dargestellte Methanproduktion im Perkolatspeicher schwankt relativ stark, da diese abhängig von der Entnahme aus dem Speicher ist. Abbildung 5-51 zeigt die Methanproduktion und die Gesamtmethanpro-

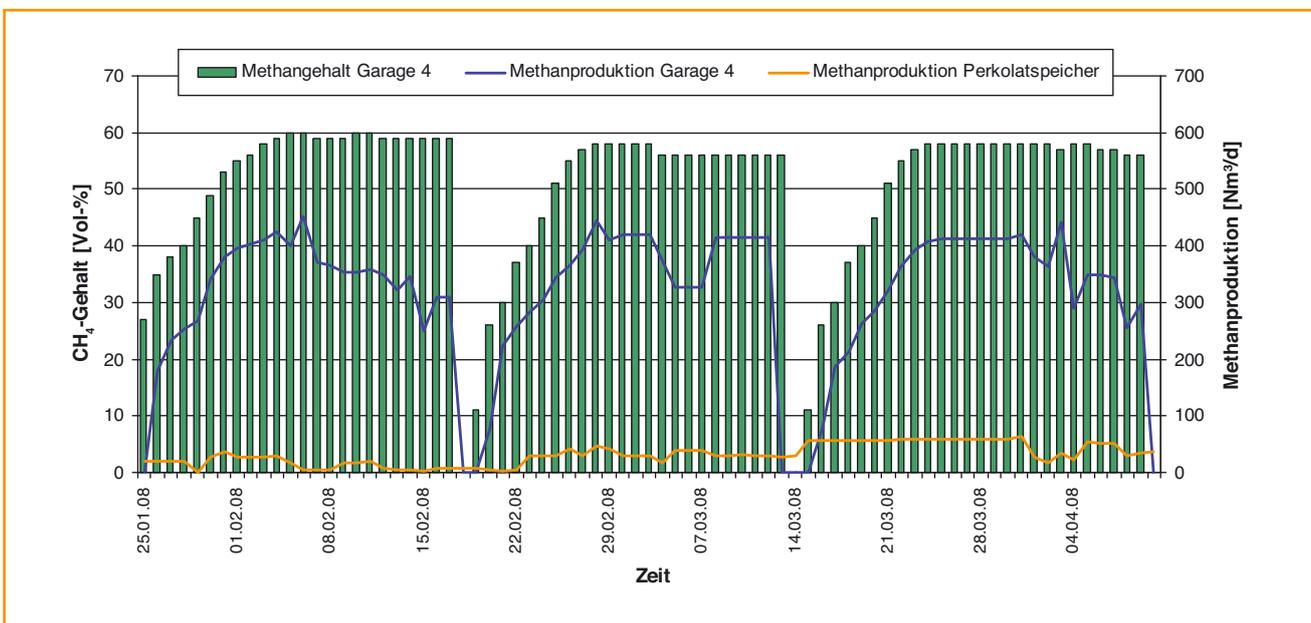


Abb. 5-50: Zeitlicher Verlauf des CH₄-Gehalts und der Methanproduktion in Garage 4 und dem Perkolatspeicher

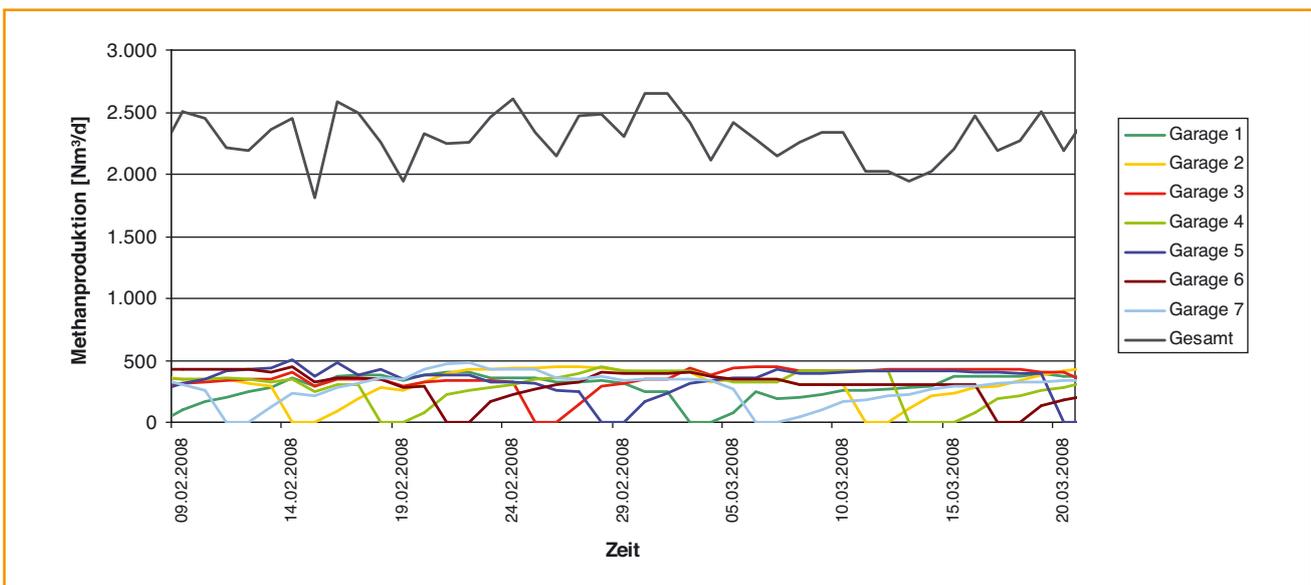


Abb. 5-51: Zeitlicher Verlauf der CH₄-Produktion in den Garagen und der Gesamtmethanproduktion



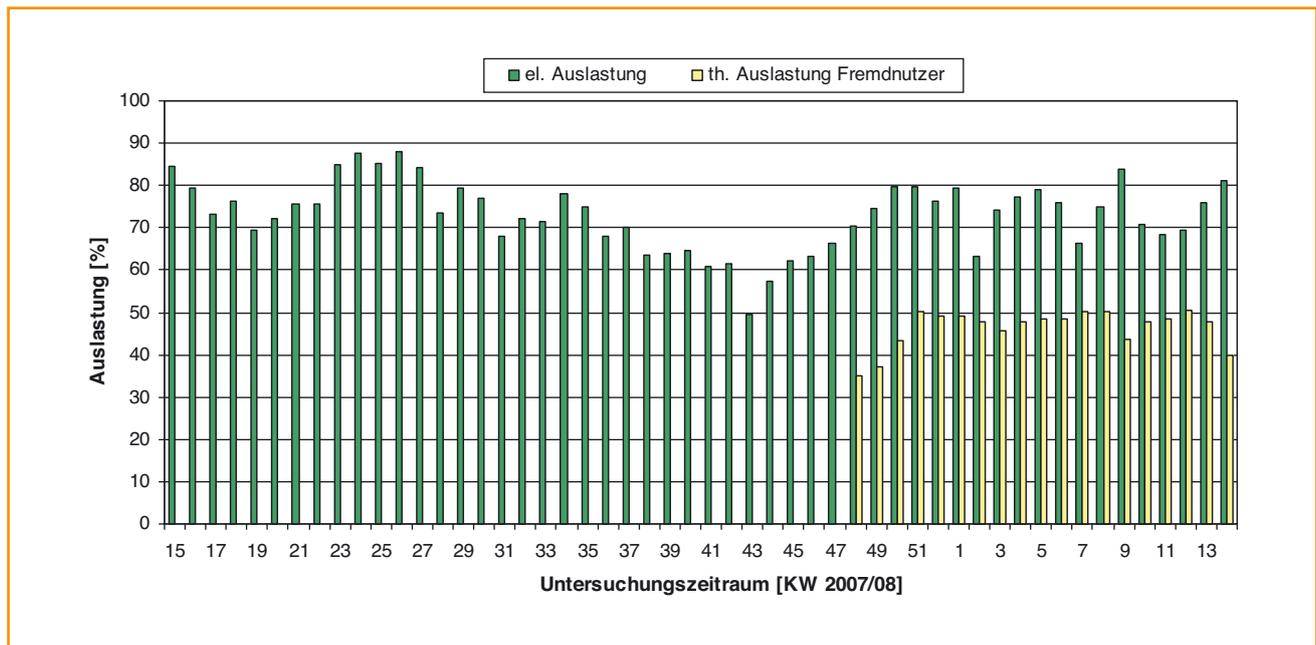


Abb. 5-52: Zeitlicher Verlauf der gesamten elektrischen Auslastung und der theoretischen thermischen Auslastung durch Fremdnutzer



duktion der Garagen in der Zeit vom 09.02 bis 20.03.2008. Der Verlauf der Gesamtmethanproduktion schwankt in einem Bereich von ca. 500 Nm³, wobei der Einfluss der Garagenwechsel deutlich wird.

Die elektrische Auslastung des BHKW war sehr gering und blieb stets unter einem Wert von 90 %. Die durchschnittliche elektrische Gesamtauslastung lag bei 73 % (vgl. Tabelle 5-19).

Während des Betrachtungszeitraums wurden ab KW 48/07 im Schnitt 46,6 % der thermischen Nennleistung durch Fremdnutzer und ein kleiner Teil für die Bereitstellung der Prozesswärme verwendet. Der Rest wurde ungenutzt über die Kühler in die Umgebung abgegeben.

Technische Probleme entstanden durch die Verstopfung und das Zuwachsen der Perkolatleitungen in den 90°-Winkeln, sodass ab der KW 35/07 bis zur KW 43/07 manche Bereiche des zu vergärenden Materials in den Garagen nicht angefeuchtet und mit den Methanbakterien angeimpft wurden. Nach dem Umbau der Perkolatleitungen in der KW 44/07 konnte der Substratstapel wieder gleichmäßig berieselt und mit Methanbakterien angeimpft werden. Durch

diese Maßnahmen verbesserte sich der Substratabbau in den Garagen und es konnte ab KW 44/07 eine höhere elektrische Auslastung des BHKW erzielt werden (Abbildung 5-52).

Ein Vergleich mit kontinuierlich betriebenen Anlagen ist hier nur erschwert möglich. Betrachtet man die elektrische Auslastung, so liegt diese unter dem durchschnittlichen Wert von 85 % (vgl. Kap. 7). Die thermische Auslastung von bis zu 50 % zeigt aber, dass durch die Anbindung des Dorfes mit einem Nahwärmenetz ein gutes Wärmekonzept besteht und hier der Verkauf der Wärme positiv in die ökonomische Bilanz eingeht (Tabelle 5-20).

Die Substratausnutzung mit einer spezifischen Stromproduktion von ca. 1.160 kWh/t_{oTR} ist im Vergleich zu anderen kontinuierlich betriebenen Anlagen sehr gering. Die Probleme an den Perkolatleitungen haben gezeigt, dass für einen effektiven Substratumsatz eine gute Durchrieselung des Substrates mit ausreichend Perkolat gewährleistet werden muss. Eine weitergehende Bewertung der diskontinuierlich betriebenen Garagenanlagen erfolgt in Kap. 6.2.10.

Biogasanlage 62			
Allgemeine Angaben:		Planer/Hersteller: SBI Bau / BioFerm GmbH	
		Inbetriebnahme: 09/06	
landwirtschaftlicher Betrieb:			
Einzelhofanlage		Ackerfläche	125 ha
		Grünland	10 ha
		NaWaRo-Anbau f. BGA	95 ha
gesamte Ausbringfläche:		135 ha	
Biogasanlage / Substratumsatz:		Anlage mit Technologiebonus f. TR-reiches Substrat (diskontinuierliche Beschickung) – 7 Garagen	
		Garagen	Perkolattank
Volumen der Garage	[m ³]	840	100
Mietenvolumen frisch	[m ³]	552	–
Temperatur	[°C]	42	40,6
pH	[]	–	7,7
Frischsubstrat	[t/Miete]	114	–
Gärrest	[t/Miete]	227	–
Gärrestanteil	[%]	67	–
Perkolat	[m ³ /d]	43	–
B _{RoTR} Substrat	[kgoTR/(m ³ AVd)]	2,1	–
B _{RoTR} gesamt	[kgoTR/(m ³ AVd)]	4,2	–
Verweilzeit pro Garage	[d]	24	–
Verweilzeit gesamt	[d]	69	–
oTR-Abbau	[%]	59	–
CH ₄ -Prod.	[Nm ³ CH ₄ /(m ³ AVd)]	0,56	0,37
BG-Prod.	[Nm ³ BG/(m ³ AVd)]	1,09	0,55
Substratzusammensetzung:		Umsatz: 11017 t/Jahr	
		Rindermist	20,4 %FM
		Schweinemist	1,0 %FM
		Maissilage	42,7 %FM
		Grassilage	13,6 %FM
		Grünroggen	8,7 %FM
		Stroh	1,7 %FM
		Zuckerrüben	5,7 %FM
		Gras (frisch)	6,2 %FM
Mittlere Substratqualität:			
TR	29 %FM	NH ₄ -N	0,9 kg/t
oTR	27 %FM	N _{ges} -N	5,7 kg/t
CSB	405 kg/t	PO ₄ -P	0,9 kg/t
Inhaltsstoffe:		Restgaspotential (nach 60 Tagen):	
		Gärrest	Perkolat
TR	[%FM]	19,9	1,8
oTR	[%FM]	13,5	3,0
NH ₄ -N	[kg/t]	2,4	2,9
N _{ges} -N	[kg/t]	5,6	4,6
PO ₄ -P	[kg/t]	1,1	0,3
K	[kg/t]	5,1	7,0
FOS (titriert)	[g/t]	–	10814
FOS/TAC	[]	–	1,1
Essigsäureäquivalent	[g/t]	1162	9196
		Gärrest	bei 37°C: 14,8 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}
			bei 22°C: 4,3 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}
		Gärrest (mit Wasser)	bei 37°C: 22,7 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}
			bei 22°C: 4,2 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}
		Perkolat	bei 37°C: 9,6 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}
			bei 22°C: 5,3 Nm ³ CH ₄ /t _{Gärrest}
Gasverwertung:		Gasproduktion:	
mittl. Einspeiseverg.: k.A.			
Gasspeicherzeit:		Gasqualität:	
	BHKW 1	53,5 Vol-% CH ₄ kein O ₂ -Wert	
Motortyp	G	43,6 Vol-% CO ₂ 267 ppm H ₂ S	
el. Nennleistung	[kW _{el}]	Gasausbeuten Nm ³ BG Nm ³ CH ₄	
th. Nennleistung	[kW _{th}]	pro t Substrat 140 72	
BHKW-Hersteller	Jenbacher	pro t oTR 528 273	
Motorenhersteller	Jenbacher	pro t CSB 338 172	
Anzahl Zylinder	12	Gasphasenabbau: 52 % d. CSB _{zu}	
Garantiewert H ₂ S	[ppm]	Stromproduktion:	
el. Leistung	[kW _{el}]	9367 kWh/Tag	
Zündölanteil	[%]	309 kWh/t _{Sub}	
Zündölverbrauch	[l/Tag]	Arbeitsaufwand:	
Verstromungsfaktor	[kWh _{el} /Nm ³ BG]	Routinearbeiten	
el. Wirkungsgrad*	[%]	BGA 21,8 h/Woche	
el. Auslastung	[%]	BHKW 0,4 h/Woche	
Jahresbetriebsstunden	[h/a]	Störungsbehebung 0,3 h/Woche	
theor. Volllaststunden	[h/a]		
*Keine Bestimmung gemäß DIN 6280			
Eigenstrombedarf:		Wärmeverwertung:	
keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs		Keine Bestimmung des Eigenwärmebedarfs	
		Fremdnutzer	
		Wärmebedarf 41990 kWh/Woche	
		thermische Leistung 249,9 kW _{th}	
		theor. Auslastung 46,6%	



Tab. 5-19: Datenblatt der Biogasanlage 62

Beschreibung ausgewählter Anlagen

BGA 62 - 3.864 m³AV - 536 kW_{el}				
Investition:				
Gesamtinvestition	dies entspricht	466 €/m³AV	3.358 €/kW _{el}	1.800.000 €
Fördermittel		keine Förderung		
Eigenkapital		28 % d. Inv.summe		500.000 €
Fremdkapital		72 % d. Inv.summe		1.300.000 €
Jährliche Leistungen:				
Stromerlös (88,3 %)			Einspeisevergütung: k.A.	720.000 €/a
Wärmeerlös (8,6 %)			Verkaufspreis Wärme: 3,8 Cent/kWh _{th}	70.000 €/a
Heizmitteleinsparung (0,0 %)				
Gärrestverkauf (0,0 %)				
Düngewert (3,1 %)				25.365 €/a
Gesamte Leistungen:				815.365 €/a
Jährliche Kosten:				
Anlagenkosten (15,3 %)				91.653 €/a
Abschreibung (67,8 %)				62.157 €/a
Wartungsverträge (0,0 %)				
Reparaturen: Ersatzteile (21,8 %)				20.000 €/a
Zinsen Anlagenkapital (10,4 %)				9.496 €/a
Gebäude- und Grundstückskosten (11,9 %)				71.556 €/a
Abschreibung (71,3 %)				51.000 €/a
Pacht / Miete (1,4 %)				1.000 €/a
Gebäudeunterhalt (2,8 %)				2.000 €/a
Zinsen Gebäudekapital (24,5 %)				17.556 €/a
Maschinenkosten (5,7 %)				33.917 €/a
Abschreibung (26,3 %)				8.917 €/a
Unterhalt f. Maschinen (73,7 %)				25.000 €/a
Betriebskosten (26,6 %)				159.500 €/a
Versicherung (11,3 %)				18.000 €/a
Eigenstrombedarf (18,8 %)				30.000 €/a *4
Zündölkosten (0,0 %)				
Verbrauchsmaterial (15,7 %)				25.000 €/a
Personal (fremd) (31,3 %)				50.000 €/a
Personal (eigen) (21,9 %)				35.000 €/a
Analysekosten (0,9 %)				1.500 €/a
Direktkosten (38,4 %)				243.625 €/a
Kosten für NaWaRo (86,5 %)				
		Maissilage	26 €/t	122.304 €/a
		Grassilage	24 €/t	35.952 €/a
		Grünroggensilage	26 €/t	24.908 €/a
		Gras (frisch)	24 €/t	16.392 €/a
sonstige Substratkosten (0,0 %)				
Gärhilfsstoffe (0,0 %)				
Wasser (0,0 %)				
Ausbringkosten (12,7 %)				29.352 €/a
Zinsen Umlaufvermögen (Ansatz: 1,5%) (0,7 %)				1.717 €/a
Beiträge und Gebühren				1.000 €/a
Sonstiges				12.000 €/a
Gesamtkosten				600.251 €/a
	NaWaRo-Anbau: 33 %	Abschreibung: 20 %		
Stromgestehungskosten	17,8 Cent/kWh			
Bilanz:				
Direktkostenfreie Leistungen	151 €/m³AV	1.091 €/kW _{el}		584.740 €/a
Amortisation				5,3 a
Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis				215.114 €/a
*1 Substratkosten berechnet (2. Messkampagne)				
*2 Personalkosten nach Angaben im Betriebstagebuch				
*3 Einkaufspreis für Fremdenergie berechnet mit Mittelwert aller Anlagen				
*4 Betreiberangaben, da keine Bestimmung des Eigenstrombedarfs in Datenbank				

Tab. 5-20: Ökonomisches Datenblatt der Biogasanlage 62

Ergebnisse des Biogas- Messprogramms



6.1 Anlagencharakteristik

6.1.1 Prozessführung

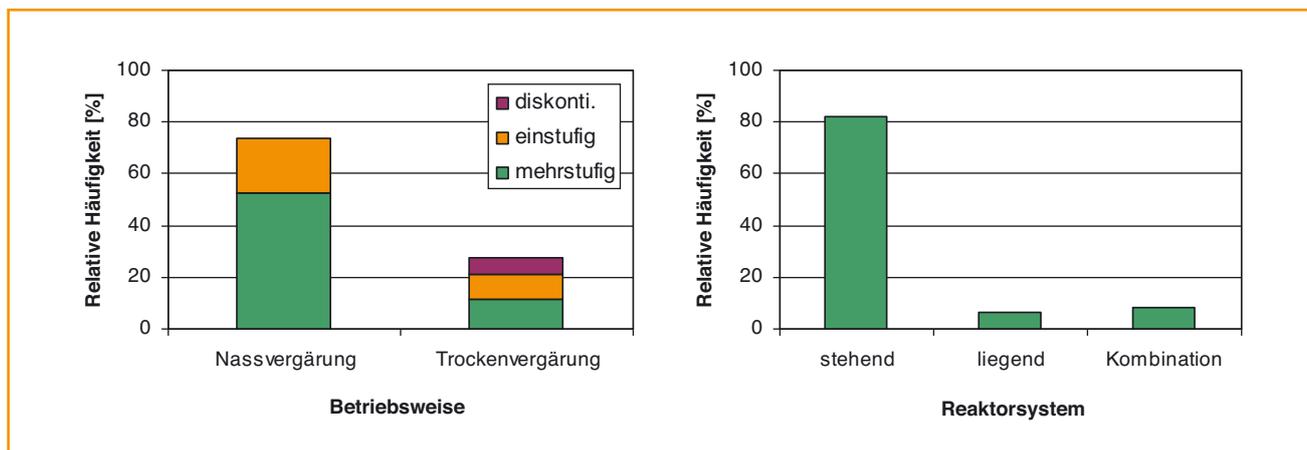
Aufgrund der Bonus-Gestaltung im Erneuerbare-Energien-Gesetz (von 2004) sind einige Anlagen bestrebt, den Technologie-Bonus für die Verwertung von besonders trockenmassereichen Substraten zu bekommen. Deshalb werden die Nassfermentationsanlagen (NF-Anlagen) an dieser Stelle über die Gewährung des Technologie-Bonus von den Trockenfermentationsanlagen (TF-Anlagen) abgegrenzt (vgl. Kap. 6.2.10). Insgesamt werden 16 Trockenfermentationsanlagen (inkl. diskontinuierlich betriebene Garagenanlagen) bewertet, von denen sieben Anlagen einstufig sind. Diese stellen knapp 28 % aller untersuchten Anlagen dar. Alle anderen Anlagen werden als Nassfermentationsanlagen geführt. Einige dieser Anlagen setzen aber ebenfalls Substratmischungen mit über 30 % TR-Gehalt ein (vgl. Kapitel 6.2.2), erhalten jedoch nicht den Bonus.

Wie schon das bundesweite Gesamtbild der Biogasanlagen eine deutliche Dominanz des stehenden Reaktorsystems zeigt (vgl. Kap. 3.2, Abbildung 3-4, rechts), sind auch bei den bewerteten Anlagen 82 % ausschließlich mit stehenden Fermentern ausgestattet. Vier Anlagen bestehen aus nur einem liegenden

Fermenter. Die Kombination aus stehendem Fermenter im Anschluss an eine liegende Stufe kommt bei fünf Anlagen zum Einsatz (Abbildung 6-1). In der Ausgestaltung der Prozessführung überwiegen die mehrstufigen Anlagen mit einem Anteil von 67 %, wohingegen nur 33 % einen einstufigen Anlagenbetrieb ausführen. Von den mehrstufigen Anlagen sind die meisten als zweistufige Anlagen konzipiert, lediglich 5 Anlagen hiervon werden dreistufig betrieben, wobei BGA 03 und 14 eine der drei Stufen als Hydrolyse einsetzen.

Die Temperaturführung ist bei den bewerteten Biogasanlagen dominiert vom mesophilen Temperaturbereich (82 % d. Anlagen). Weitere 8 % der Biogasanlagen haben eine Kombination aus mesophiler und thermophiler Betriebstemperatur gewählt. Abbildung 6-2 zeigt die Häufigkeitsverteilung der mittleren Betriebstemperaturen der Biogasanlagen mit einem Maximum bei 38–40 °C für über 30 % der Anlagen.

Abb. 6-1: Relative Häufigkeitsverteilung der gewählten Prozessführung (Nass- bzw. Trockenfermentation) differenziert für einstufig, mehrstufig und diskontinuierlich betriebene Anlagen (links) sowie des Reaktorsystems (rechts)



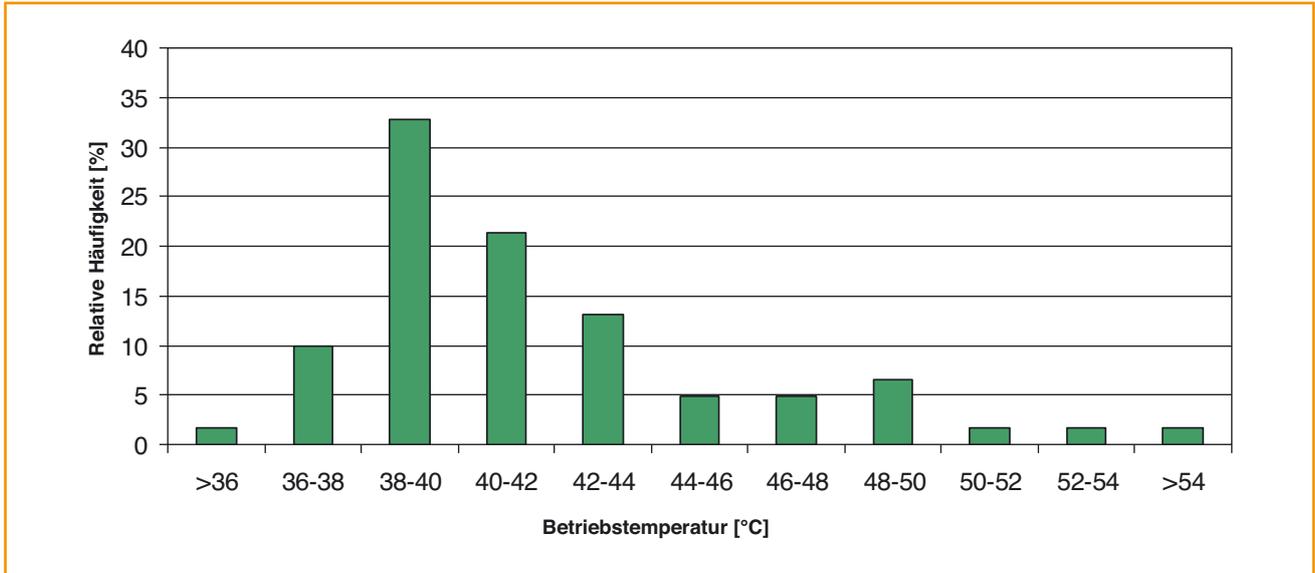
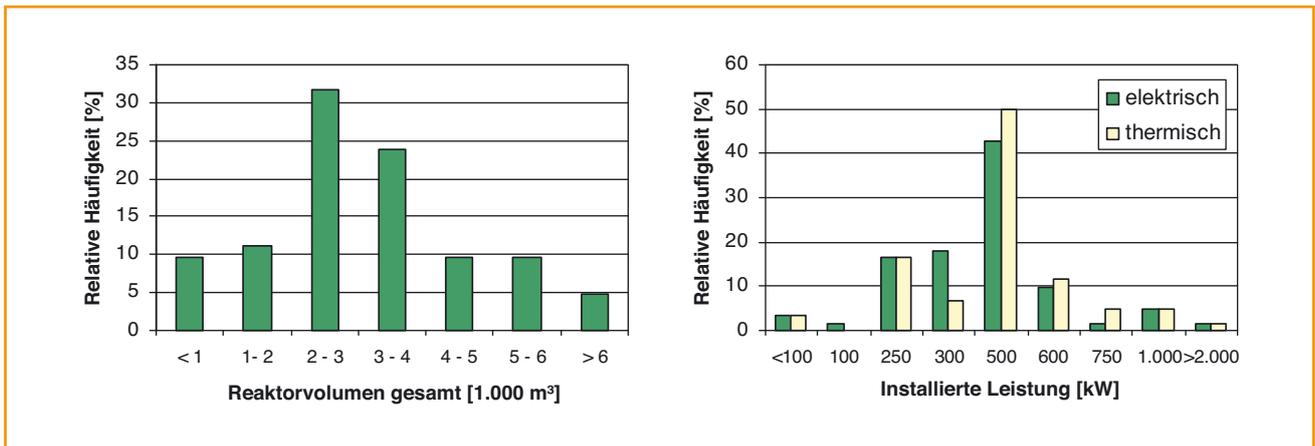


Abb. 6-2: Relative Häufigkeitsverteilung der mittleren Betriebstemperaturen der Biogasanlagen

6.1.2 Anlagengröße

Für die Bewertung wurden Biogasanlagen mit einem Gesamtreaktorvolumen zwischen 680 und 8.900 m³ ausgewählt, sodass bezüglich der Anlagengröße eine große Bandbreite erfasst wurde. 49% der Anlagen haben ein Reaktorvolumen (RV) größer 3.000 m³ und weitere 32% zwischen 2.000 und 3.000 m³ (Abbildung 6-3, links). So ist der Trend zum Bau großer Anlagen gut repräsentiert. Da die Entscheidung für oder gegen eine Anlage sehr oft auch aufgrund der Messtechnikausstattung gefällt werden musste, sind die Anlagen unter 2.000 m³ RV im Vergleich zum Gesamtbild, wo diese über 30% der Anlagen darstellen (vgl. Kap. 3.3.1, Abbildung 3-6), unterrepräsentiert.

Abb. 6-3: Relative Häufigkeitsverteilung der Reaktorgröße (links) und der installierten elektrischen bzw. thermischen Leistung (rechts) der bewerteten Biogasanlagen



6.1.3 Gasspeicherung

Die Gasspeicherung erfolgt bei 75% der Biogasanlagen im Kopfraum der Fermenter und bei 25% in separaten Gasspeichern. Die Speicherung im Fermenterkopfraum ist zu 29% als Einfachfolien, zu 43% als Doppelfolien und zu 3% mit einer Gasfolie unter Festdach ausgeführt (Abbildung 6-4), wobei zwei Anlagen für Fermenter und Nachgärer unterschiedliche Foliendächer einsetzen.

Auch wenn, wie in der Häufigkeitsverteilung (Abbildung 6-7, rechts) zu erkennen, die meisten Anlagen ein spezifisches Gasspeichervolumen zwischen 1 und 2 m³/kW_{el} besitzen, sind die Unterschiede zwischen den Anlagen sehr groß, da der Bereich zwischen 1 und 2 m³/kW_{el} eine Verdoppelung des Gasspeichervolumens umfasst. Somit können die Anlagen in sehr unterschiedlichem Maße Gas speichern, um Stillstandszeiten des BHKW zu überbrücken oder, bei schlechter Gasproduktion, das

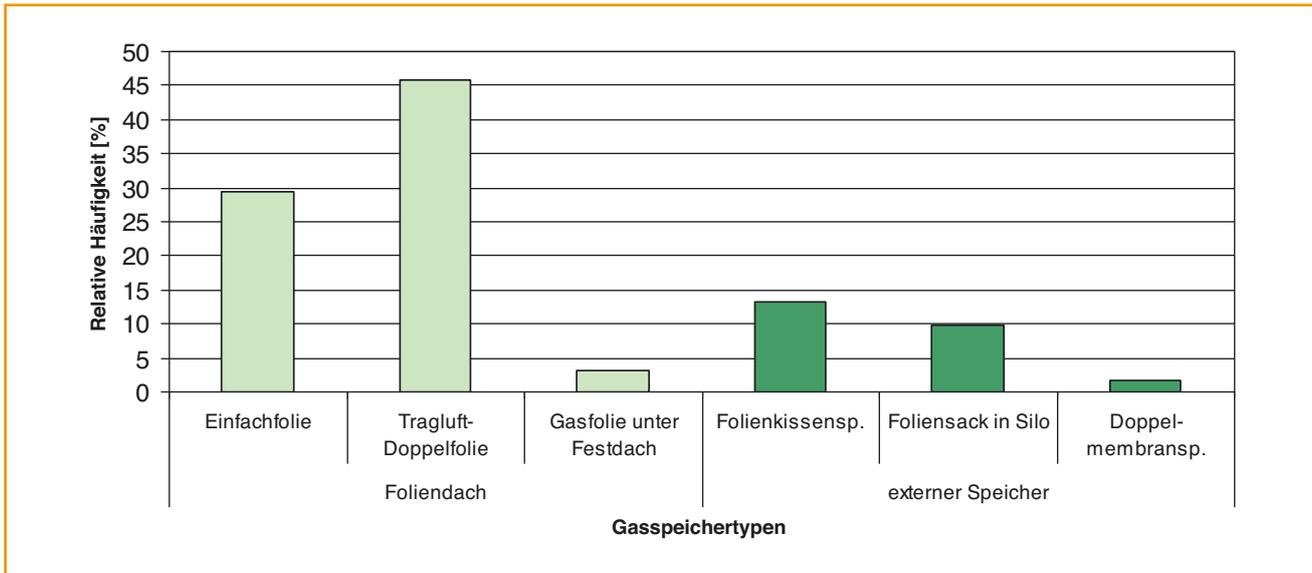


Abb. 6-4: Relative Häufigkeitsverteilung der bewerteten Biogasanlagen in Bezug auf die Gasspeichertypen, zwei Anlagen setzten für Fermenter und Nachgärer unterschiedliche Foliendächer ein

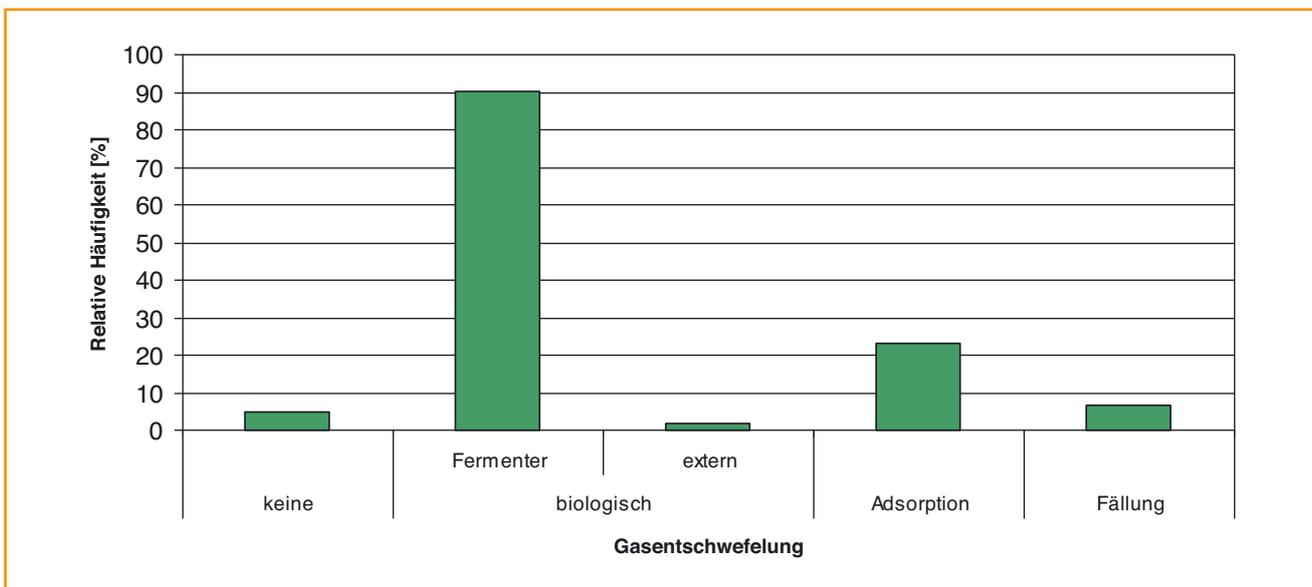


Abb. 6-5: Relative Häufigkeitsverteilung der Biogasanlagen in Bezug auf die Gasentschwefelung. Die Garagenanlagen werden ohne Gasentschwefelung betrieben

BHKW besser auszulasten. Die Gasentschwefelung erfolgt überwiegend biologisch durch Luftenblasung in den Kopfraum des Fermenters (Abbildung 6-5). Die baugleichen Anlagen 53 und 55 sind mit einer externen Entschwefelung ausgestattet. Hier findet im separaten Folienkissenspeicher, mit entsprechender Besiedelungsfläche aus dem festen Gärrest nach der Separation, die biologische Entschwefelung statt (vgl. Kap. 5.9).

Einige Anlagen setzten zusätzlich zur biologischen Entschwefelung Eisensalze oder Aktivkohle ein. Die Garagenanlagen werden ohne Gasentschwefelung betrieben. Allerdings zeigen die H_2S -Messungen bei BGA 61 und 62, dass Werte von über

450 ppm H_2S erreicht werden. Im Durchschnitt lagen die H_2S -Gehalte bei 167 ppm (BGA 61) bzw. 267 ppm (BGA 62, vgl. Kap. 5.10). Zur Vermeidung von Schäden und für längere Standzeiten der BHKW ist auch für die Garagenanlagen die Installation einer Gasentschwefelung zu empfehlen.

6.1.4 Gasverwertung

Die Häufigkeitsverteilung der installierten elektrischen Leistung der BHKW wird in Abbildung 6-3 (rechts) dargestellt. Zwei Biogasanlagen liegen unter 100 kW_{el}. Dabei handelt es sich um die Anlagen BGA



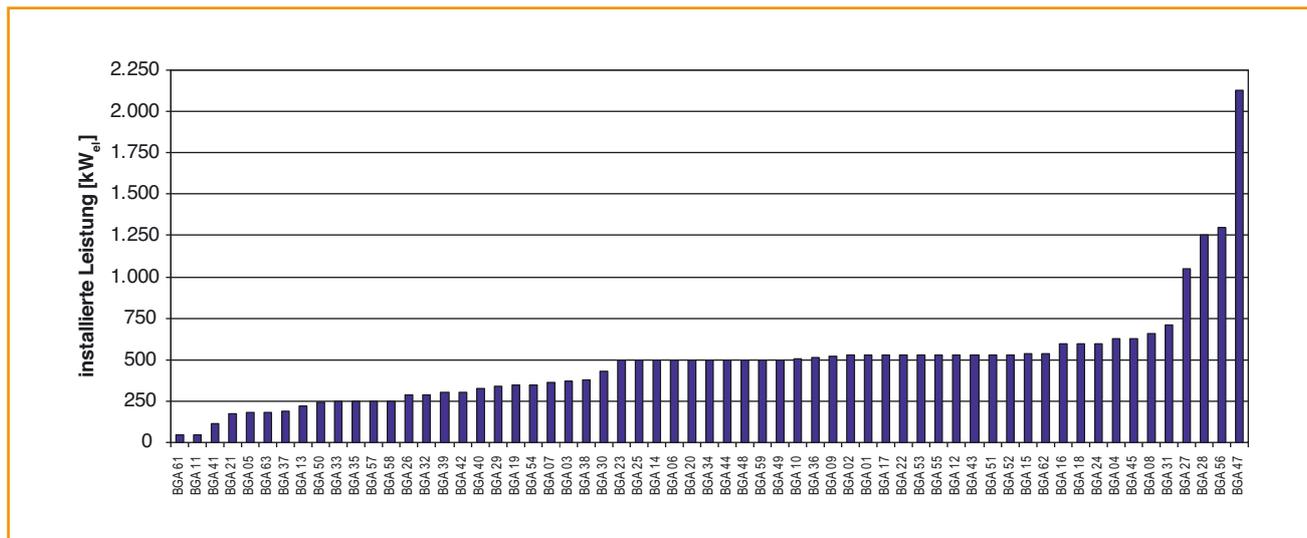


Abb. 6-6: Installierte elektrische Leistung der bewerteten Biogasanlagen

11 und 61. Über 40 % der Anlagen des Messprogramms haben eine installierte Leistung von ca. 500 kW_{el}. Zusätzlich werden drei Anlagen mit über 1.000 kW_{el} und eine Anlage mit über 2.000 kW_{el} bewertet. Im Vergleich zur Datenbasis sind kleine Anlagen im Leistungsbereich bis 250 kW_{el} eher unterrepräsentiert. Wie auch bei der Darstellung des Reaktorvolumens schon deutlich wurde, liegt dies in der teilweise mangelhaften messtechnischen Ausstattung begründet.

Auffällig ist, dass die installierte thermische Leistung der BHKW nicht deutlich größer ist als die elektrische. Zwar weisen mehr Anlagen eine höhere thermische Leistung bei 500 kW_{th} auf als bei 300 kW_{th}, aber im Bereich 250 kW_{th} liegt die thermische Leistung im selben Bereich. Dies deutet darauf hin, dass die BHKW bereits werksseitig einen thermischen Wirkungsgrad haben, der gleich groß oder nur ein wenig größer als der elektrische ist.

Abbildung 6-6 gibt einen Überblick der installierten elektrischen Leistung aller Biogasanlagen in aufsteigender Reihenfolge und zeigt damit die sehr große Bandbreite der Anlagen des Messprogramms. BGA 49 und 56 werden hier mit einer reduzierten Leistung von 500 bzw. 1.300 kW_{el} dargestellt, obwohl aufgrund einer geplanten Erweiterung bereits 747 bzw. 2.112 kW_{el} installiert sind, die derzeit aber noch nicht eingespeist werden dürfen.

Bei den untersuchten Biogasanlagen sind insgesamt 96 BHKW im Einsatz, wovon 53 mit Gas- und 43 mit Zündstrahlmotoren ausgestattet sind. Daraus folgt, dass vermehrt auf Gasmotoren gesetzt wird. Dies liegt einerseits an der Größe der Anlagen, sodass sich Gasmotoren anbieten, andererseits werden Gasmotoren auch schon ab 180 kW installierter elektrischer Leistung eingesetzt. Damit sind die Betrei-

ber der Biogasanlagen unabhängig vom Einsatz von Zündöl, dessen Kostenentwicklung schwer abgeschätzt werden kann. In der Regel werden entweder nur Gasmotoren (60 % der Anlagen) oder nur Zündstrahlmotoren (30 % der Anlagen) eingesetzt. 6 Anlagen (10 %) setzten allerdings beide Motorentypen ein. Die Anzahl der eingesetzten Aggregate variiert von 1 bis 3 BHKW, wobei 50 % der Anlagen ausschließlich ein BHKW und die andere Hälfte 2 oder 3 BHKW installiert haben.

Das spezifische Arbeitsvolumen stellt dar, wie viel Arbeitsvolumen pro kW installierte elektrische Leistung zur Verfügung steht. Die Anlagen liegen in einem Wertebereich zwischen 1,0 und 13,1 m³ AV/kW_{el} (BGA 47 bzw. BGA 19) (Abbildung 6-7, links). Die Häufigkeitsverteilung zeigt den Schwerpunkt der Anlagen im Bereich zwischen 4 und 6 m³ AV/kW_{el}, in dem 36 % der Anlagen liegen. Hier ist eine Tendenz hin zu Anlagen mit kleineren Arbeitsvolumina pro installierte Leistung zu erkennen, was zum Erreichen einer höheren Effizienz führen soll.

Die Nutzung der bei der Stromerzeugung entstehenden Wärme erlangt einen immer größeren Stellenwert (siehe Abbildung 6-8). 7 % der Anlagen setzen die Wärme nur für die Biogasanlage ein, alle anderen Anlagen nutzen die produzierte Wärme zusätzlich noch im Privathaus oder in den Wirtschaftsgebäuden des angrenzenden landwirtschaftlichen Betriebes. 30 % der Anlagen versorgen darüber hinaus noch Fremdnutzer. Dabei handelt es sich vor allem um Wohnhäuser in der Nachbarschaft, Holztrocknung, Kräutertrocknung und auch Klärschlamm-trocknung. Die Anlagen BGA 20, 36, 47, 53, 56 und 62 speisen die Wärme in ein Nahwärmenetz ein oder stellen sie für öffentliche Einrichtungen bereit. Bei der Anlage BGA 07 steht ein BHKW 500 m entfernt



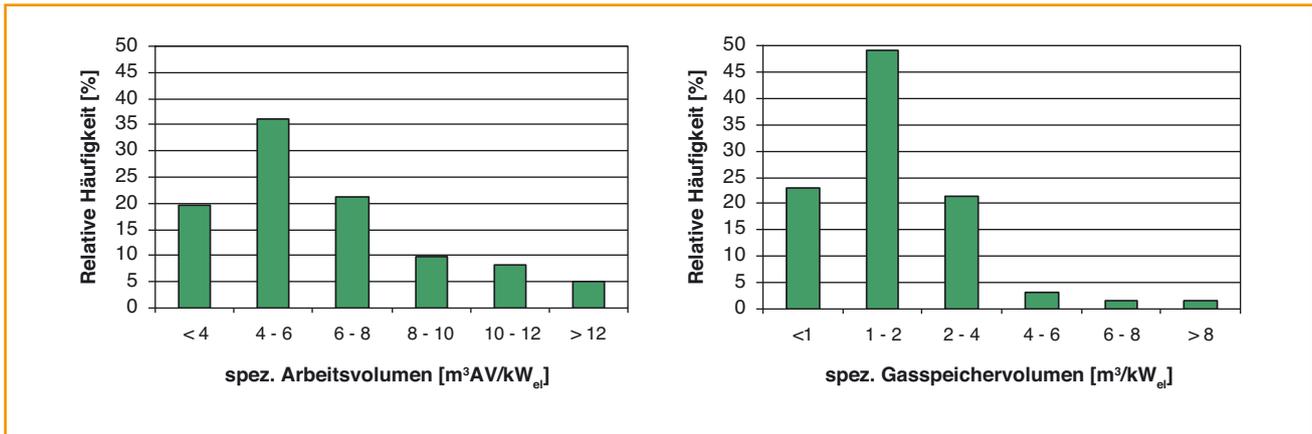


Abb. 6-7: Relative Häufigkeitsverteilung der Biogasanlagen in Bezug auf das spezifische Arbeitsvolumen (links) und Gasspeichervolumen (rechts)

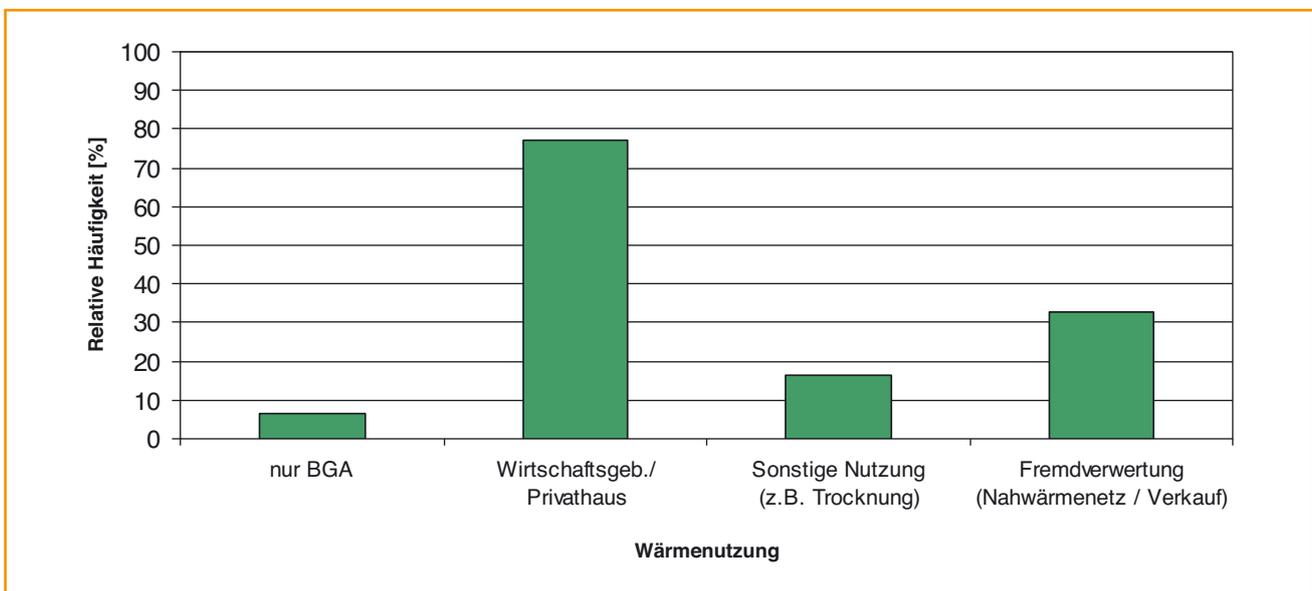


Abb. 6-8: Relative Häufigkeitsverteilung in Bezug auf die Wärmenutzung der bewerteten Biogasanlagen. Einige Anlagen können auch mehrere Arten der Wärmenutzung einsetzen. Jeder Wert ist bezogen auf die Anzahl aller Anlagen. Fremdverwertung schließt den Verkauf der Wärme an Nachbarhäuser, sowie die Einspeisung in ein Nahwärmenetz ein. Unter sonstiger Nutzung werden hauptsächlich Trocknungsanlagen (Holzhackschnitzel, Kräuter usw.) zusammengefasst

im Dorf und speist dort die produzierte Wärmeenergie in das Nahwärmenetz ein. In welchem Maße die produzierte Wärme ausgenutzt werden konnte, wird in Kap. 6.2.8.4 dargestellt.

6.2 Betriebscharakteristik

6.2.1 Substratumsatz

Die jährlich umgesetzte Gesamtsubstratmenge umfasst entsprechend der unterschiedlichen Größe der untersuchten Biogasanlagen einen weiten Wertebereich von ca. 1.000 t/a bzw. 2,3 t/d (BGA 61) bis 36.000 t/a bzw. 100 t/d (BGA 12, Abbildung 6-9). Die BGA 12 erreicht den größten Mengenumsatz, gefolgt

von Anlage 10 mit ca. 80 t/d. BGA 12, mit einem Gülleanteil von über 80 %, ist von der installierten elektrischen Leistung ebenso groß wie beispielsweise BGA 15, die nur ca. 5 % Gülle einsetzen, sodass die extrem unterschiedliche Energiedichte der Substratmischung offensichtlich wird.

Die Häufigkeitsverteilung des Substratumsatzes zeigt einen Schwerpunkt bei geringeren Zugabemengen und sehr hohen Zugabemengen. Der Bereich über 19.000 Jahrestonnen wird nur durch Biogasanlagen mit hohem Wirtschaftsdüngeranteil gebildet (Abbildung 6-10).

Die sich in Abbildung 6-9 andeutenden sehr unterschiedlichen eingesetzten Massenanteile an Wirtschaftsdünger verdeutlicht Abbildung 6-10. Auffällig ist, dass die Anlagen der nordöstlichen Region,



Ergebnisse des Biogas-Messprogramms

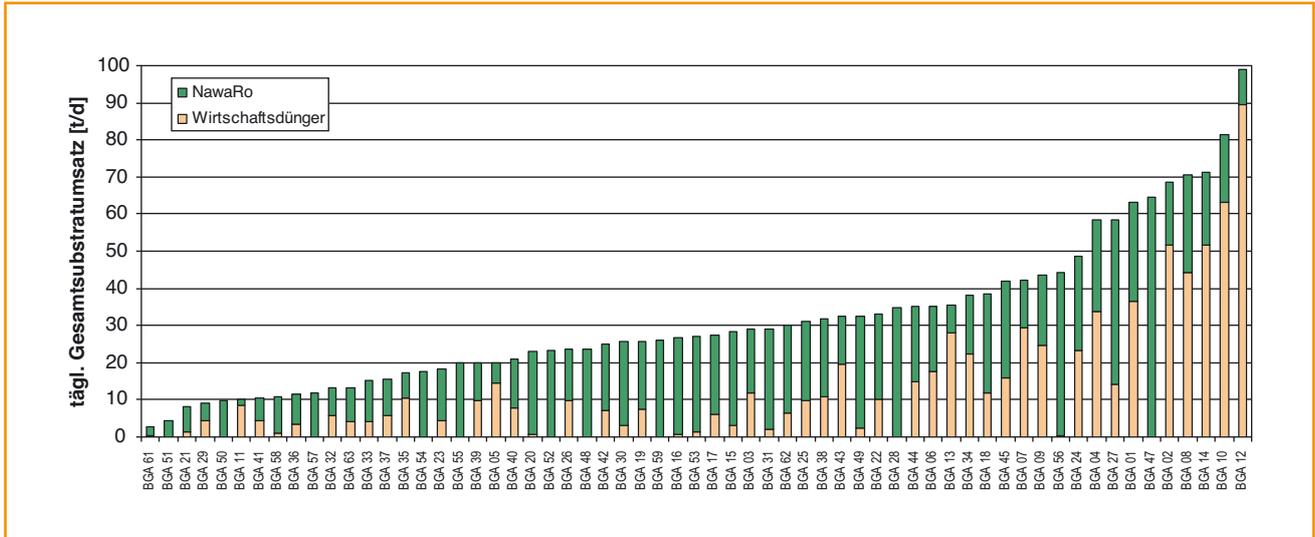


Abb. 6-9: Jährlich umgesetzte Gesamtsubstratmenge der Biogasanlagen, differenziert nach Wirtschaftsdüngern und nachwachsenden Rohstoffen

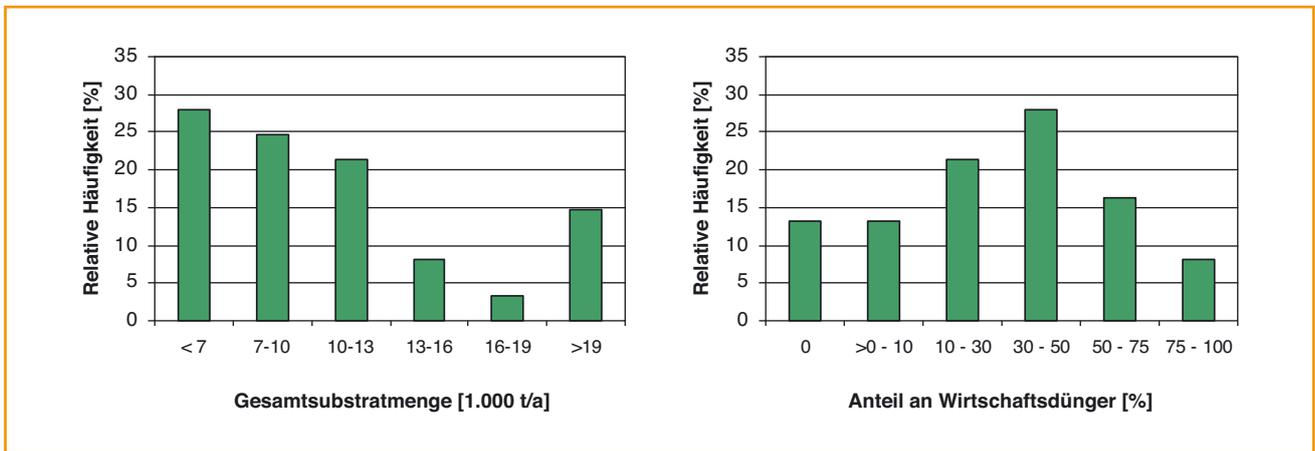


Abb. 6-10: Relative Häufigkeitsverteilung der eingesetzten Substratmengen pro Jahr [1.000 m³/a] (links) und der Anteil an Wirtschaftsdünger an der Substratmischung (rechts)

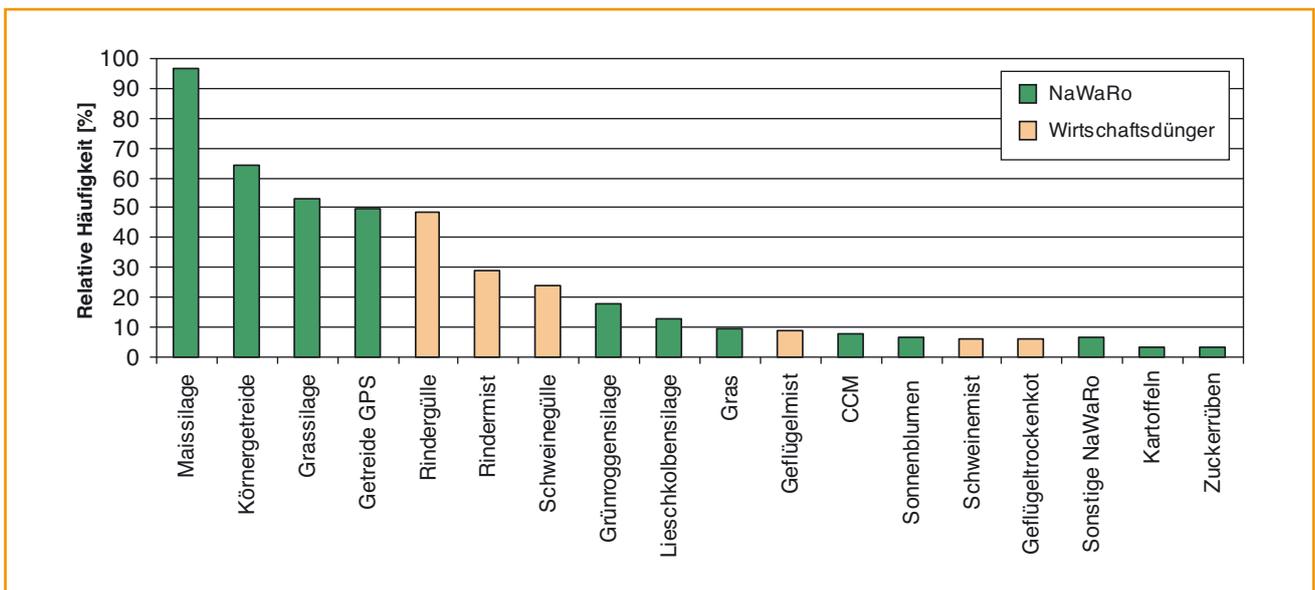


Abb. 6-11: Relative Einsatzhäufigkeit der verwerteten nachwachsenden Rohstoffe und Wirtschaftsdünger bei den bewerteten Biogasanlagen



bedingt durch die großräumigen Agrarstrukturen (BGA 01 bis BGA 14) die größten Mengen an Wirtschaftsdünger einsetzen. Die Anlagen der anderen Regionen bleiben weitgehend unter einem Anteil von 50 %. Jene Anlagen, die keinerlei Wirtschaftsdünger einsetzen, sind gleichzeitig die Anlagen, die den Technologiebonus für ein Trockenfermentationsverfahren zuerkannt bekommen haben.

Eine gleichgroße Gruppe von Anlagen (13 %) setzen Wirtschaftsdünger bis zu 10 % bzw. gar keine Wirtschaftsdünger ein. Der Bereich zwischen 10 und 50 % Wirtschaftsdünger spielt mit fast 50 % die größere Rolle. Ein Viertel der Anlagen setzen über 50 % Wirtschaftsdünger ein. Dabei sei angemerkt, dass vor allem die flüssigen Wirtschaftsdünger durch ihre geringe Energiedichte auch bei hohen Massenanteilen nur in geringem Maße zur Gasproduktion beitragen.

Den Stellenwert der einzelnen nachwachsenden Rohstoffe für landwirtschaftliche Biogasanlagen im Allgemeinen und für die einzelne Anlage im Speziellen, veranschaulichen Abbildung 6-11 und Tabelle 6-1.

Maissilage wird bei allen Biogasanlagen, mit Ausnahme von Garagenanlage 61, eingesetzt und bildet somit das wichtigste Substrat. Die Massenanteile variieren zwischen 7,0 % (BGA 12) und 98,3 % (BGA 55). Der durchschnittliche Massenanteil von ca. 50 %, wird von keiner anderen Energiepflanze, nicht einmal als Maximalwert, erreicht, obwohl die beiden Substratgruppen Körnergetreide und Getreide GPS bei einigen Anlagen mehrere Getreidesorten zusammenfassen. Die Einsatzhäufigkeit von Körnergetreide ist mit 65 % ebenfalls sehr hoch (Abbildung 6-11),

aber aus wirtschaftlichen und prozesstechnischen Gründen werden den Anlagen davon nur geringe Mengen zugeführt. Grassilage, das dritthäufigste Substrat, wird bei 53 % der Biogasanlagen eingesetzt.

Bei den Wirtschaftsdüngern dominieren Rindergülle (48 % der Anlagen), Rindermist (29 % der Anlagen) und Schweinegülle (24 % der Anlagen) (Abbildung 6-11).

Die Häufigkeitsverteilung der Massenanteile von Mais zeigt, dass es ein leichtes Maximum zwischen 40 und 60 % gibt. Bei den anderen drei wichtigen nachwachsenden Rohstoffen ist die Häufigkeitsverteilung inhomogener. Sowohl bei Körnergetreide als auch bei Getreide GPS liegt der Schwerpunkt bei den Anlagen mit geringen Massenanteilen (Tabelle 6-1 und Abbildung 6-12). Als Körnergetreide werden in der Regel Weizen und Roggen eingesetzt. Als Ganzpflanzensilage dominiert Roggen GPS, gefolgt von Weizen, Gerste und Triticale.

	Mais-silage	Körnergetreide	Grassilage	Getreide GPS	Grünroggen-silage
Mittlerer Massenanteil am Gesamtsubstrat [%]	50,0	3,1	10,5	10,7	9,8
Minimum [%]	7,0	0,25	0,53	0,29	0,36
Maximum [%]	98,3	23,5	51,5	29,3	53,5

Tab. 6-1: Einsatz der 6 häufigsten nachwachsenden Rohstoffe; mittlere, minimale und maximale Massenanteile an der Substratmischung der Anlagen

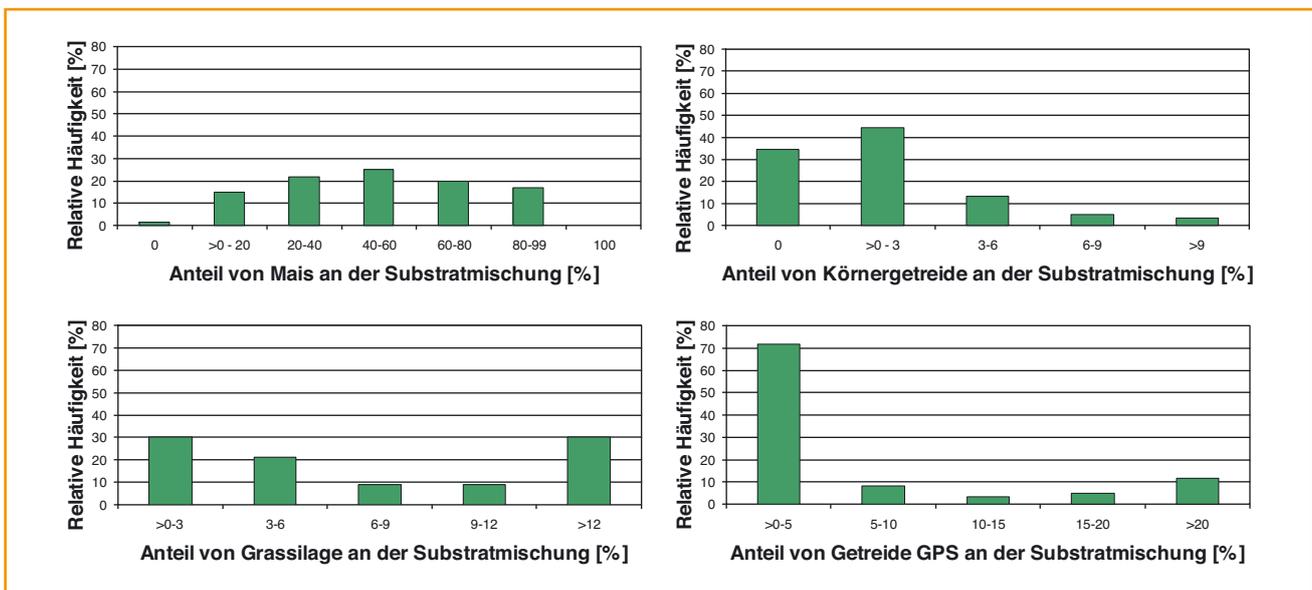


Abb. 6-12: Relative Häufigkeitsverteilung des Anteils von Mais (Ganzpflanzen-, Lieschkolbensilage und CCM), Körnergetreide, Grassilage und Getreide GPS an der Substratmischung der Anlagen, die diese Substrate einsetzen

Grassilage wird, ebenfalls nur in geringen Mengen eingesetzt ($\bar{\varnothing}$ 10,5 % an Substratmischung, Tabelle 6-1). Eine Ausnahme bildet die Garagenanlage BGA 61, die bis zu 52 % Grassilage und zusätzlich auch frisches Gras einsetzt. Die diskontinuierliche Betriebsweise macht den Einsatz von stapelbarem und langfaserigem Material möglich (vgl. Kap. 6.2.10).

6.2.2 Substrat- und Ablaufcharakteristik

In diesem Kapitel werden die errechneten, stofflichen Charakteristika der Substratmischungen und des Fermenterablaufs der letzten Stufe miteinander vergleichend gegenüber gestellt, um die unterschiedliche Substratqualität der Anlagen herauszuarbeiten. In Tabelle 6-2 zum Ende des Kapitels sind die mittleren, minimalen und maximalen Werte der Substrat- und Ablaufcharakteristik dargestellt.

6.2.2.1 Gehalt an Trockenrückstand (TR) und organischem Trockenrückstand (oTR)

Entsprechend des Anteils der nachwachsenden Rohstoffe an der Substratmischung, variieren die Gehalte an Trockensubstanz der Substratmischungen mit Werten zwischen 12,5 (BGA 10) und 36,3 % der Frischmasse (BGA 29) sehr stark (Tabelle 6-2). Die Trockenfermentationsanlagen sind nicht die einzigen Anlagen, die einen TR-Gehalt von über 30 % FM aufweisen, BGA 16, 29 und 31 erreichen dies ebenso, ohne dass diese Anlagen durch den Technologiebonus besonders gefördert werden.

Die Häufigkeitsverteilung des TR-Gehalts der Substratmischung und des Ablaufs der letzten Stufe zeigen einen ähnlichen Verlauf (Abbildung 6-13). 26 % der Anlagen setzen Substratmischungen mit

TR-Gehalten von über 30 % FM ein. Im Ablauf der letzten Stufe haben 35 % der Anlagen noch TR-Gehalte von über 8 %. Die Verarbeitung dieser hohen TR-Gehalte ist nur durch die Einbringung der Feststoffe über Direkteintragungssysteme oder durch vorheriges Anmischen mit dünnerem Material möglich. Dazu wird im allgemeinen Material aus dem Fermenter verwendet. Über 80 % der Anlagen arbeiten ohne Vorgrube und bringen die Feststoffe über Direkteintragungssysteme in den ersten Fermenter ein.

Der oTR-Gehalt der Substratmischung und des Ablaufs der letzten Stufe werden in Abbildung 6-14 dargestellt. Dabei weisen die TF-Anlagen (BGA 47 bis 59) mit Ausnahme der Anlagen 49 und 58 alle einen oTR-Gehalt von mindestens 30 % FM auf. Die Anlage 29 fällt mit einem sehr hohen oTR-Gehalt der Substratmischung heraus, da hohe Anteile an Körnermais und Getreideschrot eingesetzt werden, was auch in Abbildung 6-16 deutlich wird. Durch die anaerobe Vergärung findet eine massive Reduktion des oTR-Gehalts statt, sodass mit Ausnahme der einstufigen Anlagen BGA 47, 49, 51, 52 und 56, keine Anlage im Ablauf der letzten Stufe einen oTR-Gehalt von über 10 % FM aufweist. Der Mindest-oTR-Gehalt liegt bei 5 % FM.

Da beim anaeroben Abbau ausschließlich organische Bestandteile abgebaut werden, ist die Differenz zwischen TR und oTR-Gehalt bei den Substratmischungen geringer als beim Ablauf der letzten Stufe. Deshalb liegen die oTR-Gehalte des Ablaufs der letzten Stufe zu 66 % unter 6 % FM, während dies beim TR-Gehalt nur bei ca. 15 % der Anlagen der Fall ist (Abbildung 6-15). Die oTR-Gehalte des Ablaufs erreichen jedoch nur bei den güllebasierten Systemen der nordöstlichen Region Werte deutlich unter 5 % FM (Abbildung 6-14 und Tabelle 6-2).

Wegen der sehr deutlichen Abhängigkeit des oTR-Gehalts vom NaWaRo-Anteil (Korrelationskoeffizient

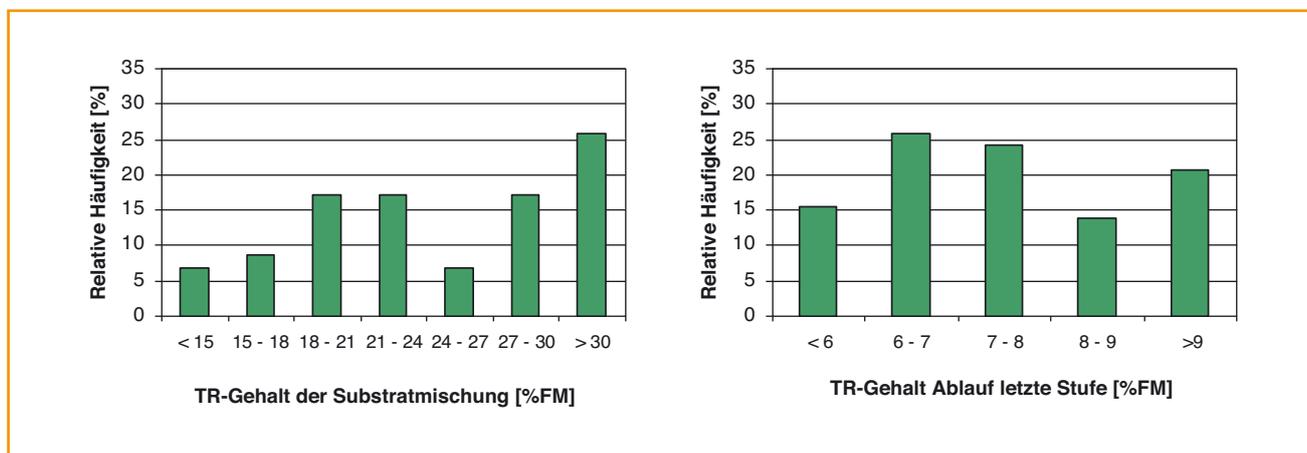


Abb. 6-13: Relative Häufigkeitsverteilung des TR-Gehalts in der Substratmischung (links) und im Ablauf der letzten Stufe (rechts)

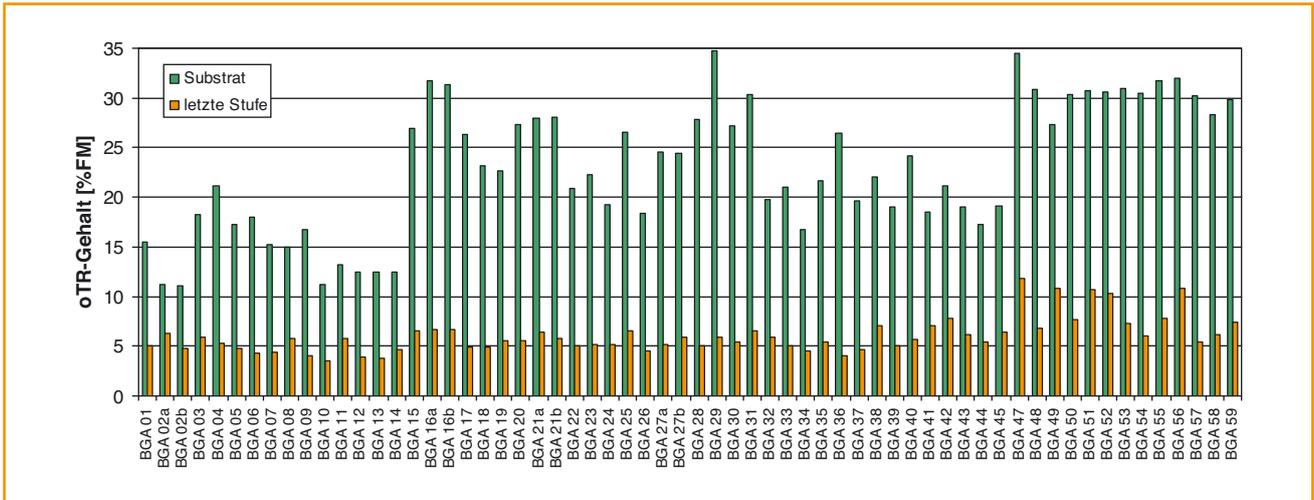


Abb. 6-14: oTR-Gehalt der Substratmischung und des Ablaufs der letzten Stufe

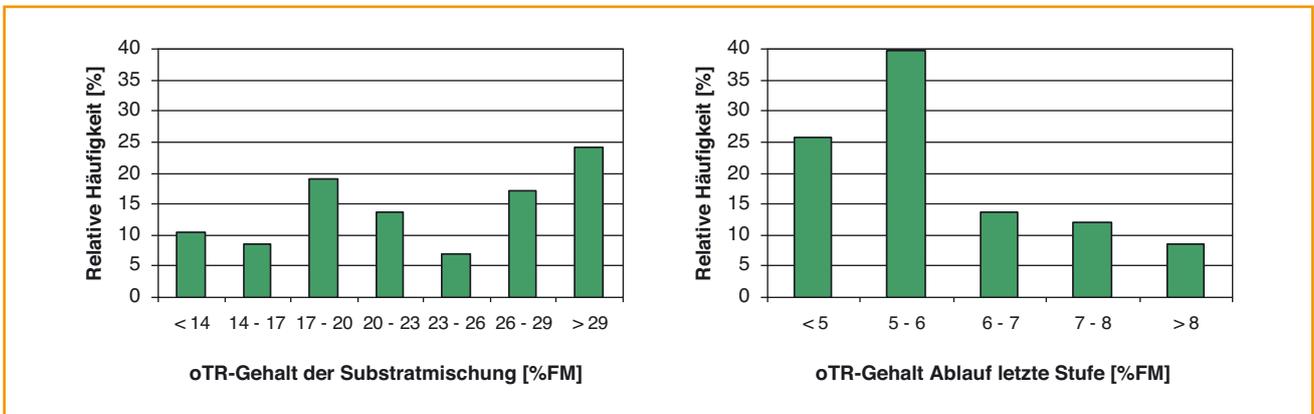


Abb. 6-15: Relative Häufigkeitsverteilung des oTR-Gehalts in der Substratmischung (links) und im Ablauf der letzten Stufe (rechts)

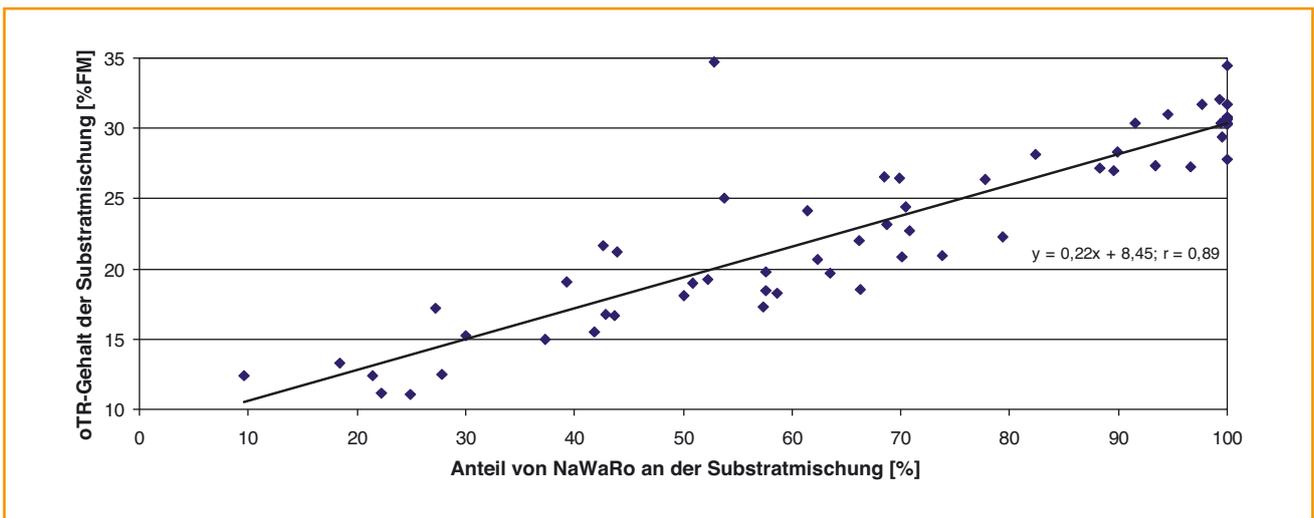


Abb. 6-16: Zusammenhang zwischen dem Anteil an nachwachsenden Rohstoffen in der Substratmischung und dem oTR-Gehalt der Substratmischung

$r = 0,89$, Abbildung 6-16), setzen sich die Biogasanlagen der nordöstlichen Region (BGA 01 bis BGA 14), infolge des sehr hohen Gülleanteils, deutlich von denen der anderen Regionen ab.

Abbildung 6-17 zeigt den Zusammenhang zwischen den oTR-Gehalten der letzten Stufe und dem NaWaRo-Anteil in der Substratmischung. Dass die mehrstufigen Anlagen, die in der Regel mit längeren



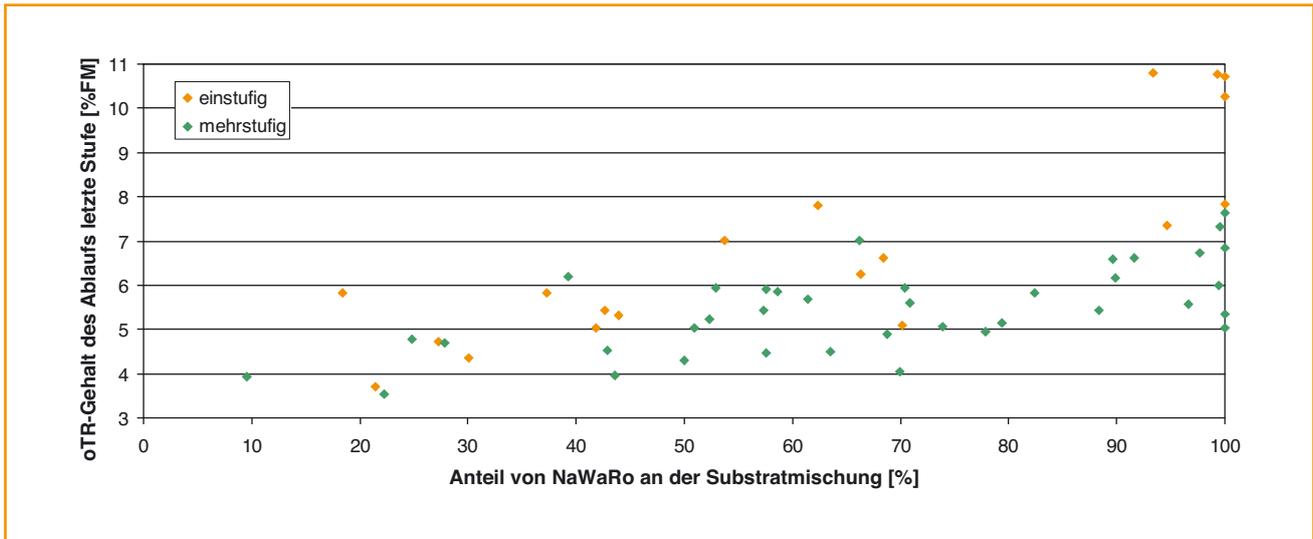


Abb. 6-17: Zusammenhang zwischen dem Anteil von NaWaRo an der Substratmischung und dem oTR-Gehalt im Ablauf der letzten Stufe, differenziert für ein- und mehrstufige Anlagen

Gesamtverweilzeiten betrieben werden zu einem weitergehenden Abbau führen, wird bei den Anlagen mit hohem NaWaRo-Anteil deutlich. Die einstufigen Anlagen 47, 49, 51, 52 und 56 weisen sehr hohe oTR-Gehalte von bis zu 11 % FM im Ablauf auf, während die mehrstufigen Varianten unter 8 % FM bleiben (Abbildung 6-14 und Abbildung 6-17). Im Bereich geringer NaWaRo-Anteile wird kein Unterschied zwischen einstufig und mehrstufig betriebenen Anlagen sichtbar.

Problematik der TR- und oTR-Bestimmung

Zu den berechneten TR- und oTR-Gehalten der Substratmischungen muss kritisch angemerkt werden, dass hier aufgrund der Bestimmungsmethode vor

allem beim Einsatz von Silagen oder anderen versäuerten Materialien ein bisher noch nicht eindeutig quantifizierbarer Messfehler besteht. Bei diesen Substraten wird der TR- und damit auch der oTR-Gehalt zu gering bestimmt, da bei der TR-Bestimmung nach DIN 12880 bei 105 °C Anteile die flüchtigen organischen Säuren verloren gehen.

Da auch andere Bestimmungsmethoden, wie Ultraschallbestimmung oder mittels NIRS alle durch die traditionelle DIN-Bestimmungsmethode kalibriert werden, besteht auch hier dieser Fehler. Deshalb werden in den folgenden Ausführungen außer der Raumbelastung keine Werte auf den TR oder oTR-Gehalt bezogen dargestellt, sondern nur in Bezug dazu gesetzt.

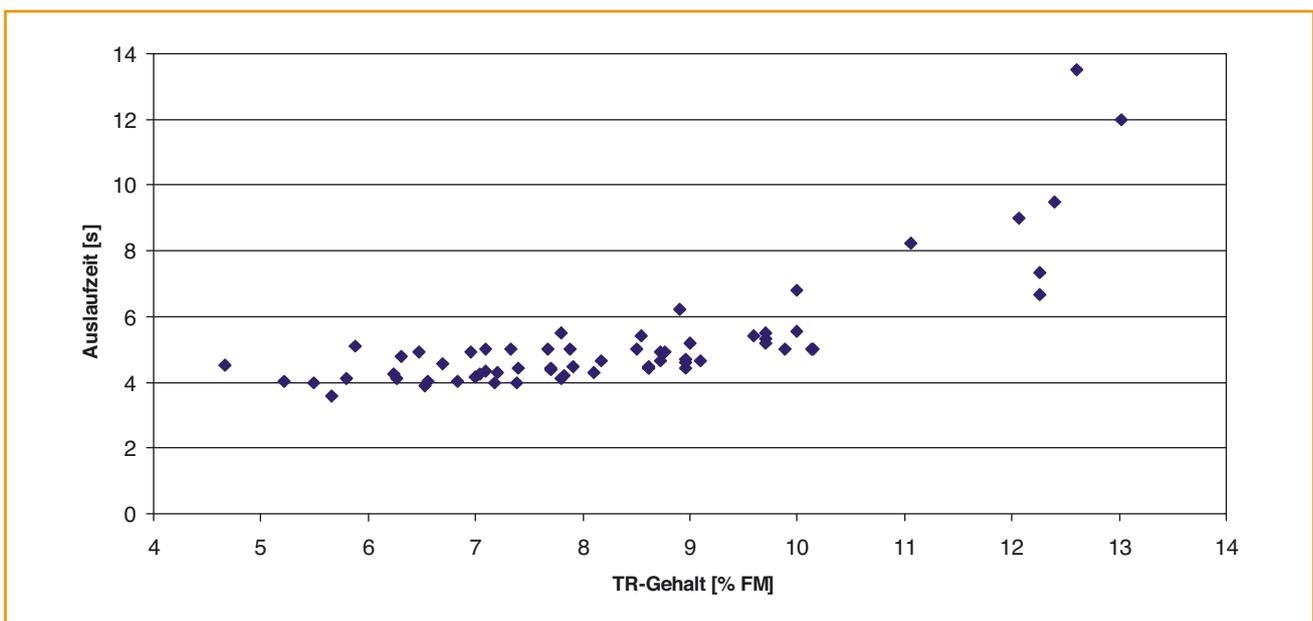


Abb. 6-18: Zusammenhang zwischen den gemessenen Auslaufzeiten und dem jeweiligen TR-Gehalt des Fermentermaterials

Viskosität

Im Untersuchungszeitraum zeigte sich, dass der Reaktorinhalt von Anlagen mit hohen NaWaRo-Anteilen eine sehr zähe Konsistenz aufweist, ohne dass der TR-Gehalt im Vergleich zu Bioabfall-Vergärungsanlagen deutlich erhöht ist, sodass vielfach die geplante Rührwerktechnik nicht ausreicht, um das Material vollständig zu durchmischen. Zwar tritt dieser Effekt vor allem in der ersten Stufe auf, aber auch nachgelagerte Stufen weisen eine deutlich höhere Viskosität auf als Bioabfall-Vergärungsanlagen oder die güllebasierten Systeme mit ähnlichen TR-Gehalten. Deshalb müssen den Gärrückständen von NaWaRo-Anlagen mit hohem NaWaRo-Anteil tendenziell auch schlechtere Eindringenschaften bei der Ausbringung zugeschrieben werden, als dem Gärrückstand von güllebasierten Systemen.

Um diese sich deutlich veränderte Beziehung zwischen TR-Gehalt und Viskosität beschreiben zu können, erfolgte eine qualitative Beschreibung der Viskosität mittels eines Auslaufbechers (Auslaufzeit nach Befüllung eines Zylinders mit definiertem Volumen und Öffnen des Auslassrohres bis zur vollständigen Entleerung). In Abbildung 6-18 sind die Ergebnisse aller durchgeführten Viskositätsmessungen dargestellt. Es zeigt sich ein deutlicher Zusammenhang zwischen der gemessenen Auslaufzeit und dem TR-Gehalt.

Dieser ist nicht linear, da die Auslaufzeit und somit Viskosität mit zunehmendem TR-Gehalt überproportional ansteigt. Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass bei TR-Gehalten größer 10% die Viskosität stark ansteigt und demnach einen großen Einfluss auf die Rührfähigkeit des Fermentermaterials hat

und bei der Dimensionierung der Rührwerke innerhalb der Anlagenplanungen beachtet werden muss.

6.2.2.2 Gehalt an Chemischem Sauerstoffbedarf (CSB)

Der CSB-Gehalt kann analog zum oTR-Gehalt für eine Quantifizierung des abbaubaren Anteils der Substratmischung eingesetzt werden. Er gibt den Anteil oxidierbarer Stoffe über den Verbrauch an Sauerstoff wieder, der zur vollständigen Oxidation nötig wäre. Dabei werden aber auch anorganische oxidierbare Verbindungen erfasst, die bei der Vergärung nicht abgebaut werden können. Dennoch ist der CSB- eine gute Alternative zum oTR-Gehalt, da hier der Fehler durch die flüchtigen organischen Säuren nicht auftritt. Abbildung 6-19 zeigt den Zusammenhang zwischen CSB- und oTR-Gehalt (Korrelationskoeffizient 0,94).

Die Werte reichen von 144 kg CSB/t FM (BGA 10) bis zu 484 kg CSB/t FM (BGA 52) (Tabelle 6-2), je nach Zusammensetzung der Substratmischungen. Die Anlagen mit hohen Gülleanteilen weisen demnach wesentlich geringere CSB-Werte auf.

6.2.2.3 Gehalt an Gesamtstickstoff (N_{ges} -N) und Ammoniumstickstoff (NH_4 -N)

Die mittleren Gehalte an Gesamt-Stickstoff in der Substratmischung liegen zwischen 1,6 kg/t (BGA 33) und 8,8 kg/t (BGA 35) (Tabelle 6-2). Für die höchsten Werte ist der Einsatz von Wirtschaftsdüngern aus der

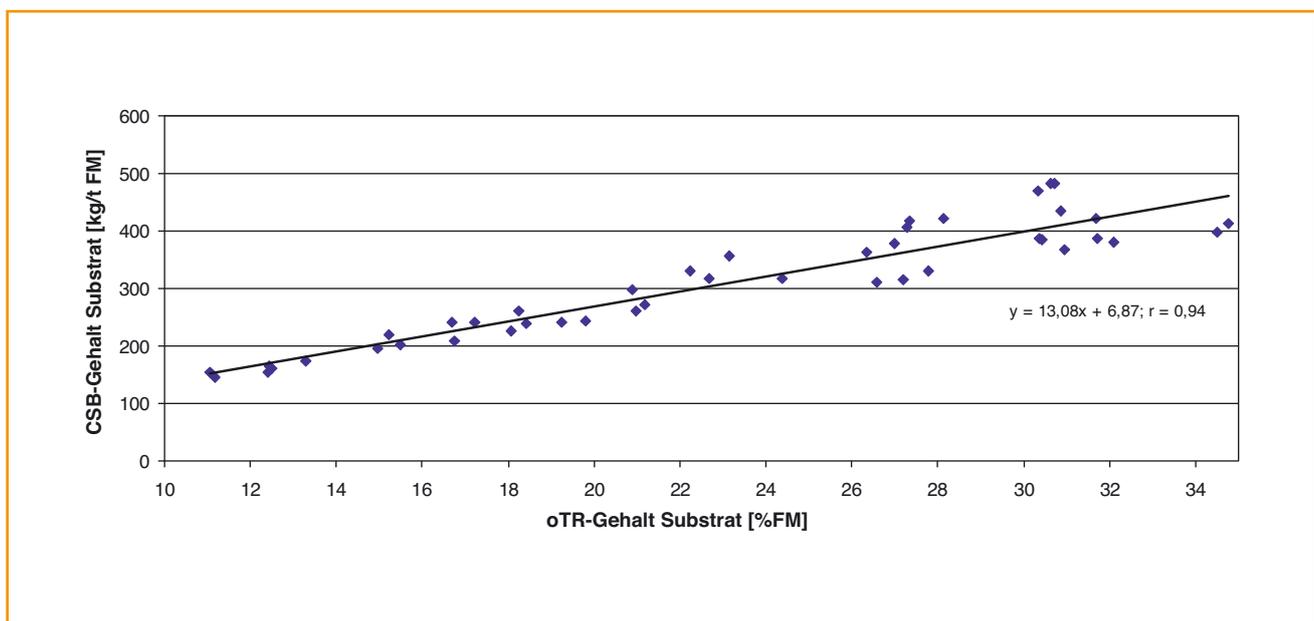


Abb. 6-19: Zusammenhang zwischen CSB- und oTR-Gehalt der Substratmischung

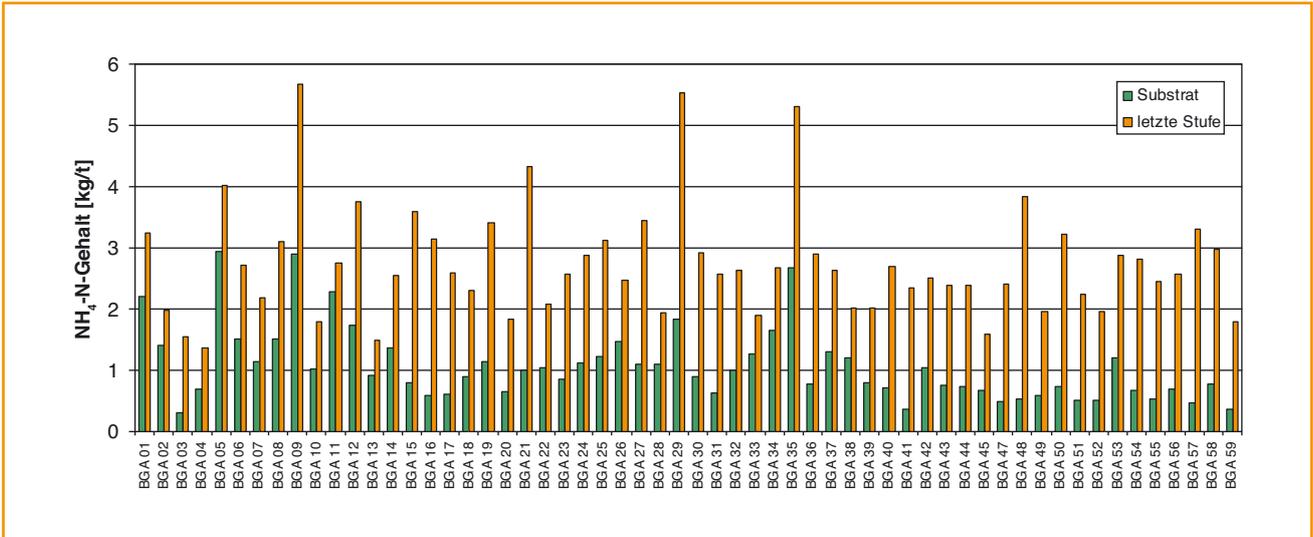


Abb. 6-20: Gehalt an $\text{NH}_4\text{-N}$ in der Substratmischung und im Ablauf der letzten Stufe

Geflügelhaltung und hohe Anteile von Getreide maßgebend (BGA 09, 29 und 35), die anderen höheren Gehalte sind auf den Einsatz von Körnergetreide in Anteilen um 5 % an der Substratmischung zurückzuführen.

Der Konzentrationsanstieg der N_{ges} -N-Gehalte durch den anaeroben Abbau ist auf den Aufkonzentrierungseffekt zurückzuführen, da eine Massenreduktion durch das Entweichen des Biogases stattfindet.

Die $\text{NH}_4\text{-N}$ -Gehalte der Substratmischungen umfassen Werte zwischen 0,3 und 2,9 kg/t (BGA 03 bzw. BGA 05, Abbildung 6-20 und Tabelle 6-2). Dabei sind jene Anlagen mit den höchsten bzw. geringsten N_{ges} -N-Gehalten nicht die mit den höchsten bzw. geringsten $\text{NH}_4\text{-N}$ -Gehalten.

Der Anstieg des $\text{NH}_4\text{-N}$ -Gehaltes im Ablauf der letzten Stufe liegt nicht allein an der Aufkonzentrierung sondern vor allem in der Mineralisierung organischer Stickstoffverbindungen begründet, die durch den anaeroben Abbau stattfindet, sodass im

Ablauf der letzten Stufe $\text{NH}_4\text{-N}$ -Gehalte von mindestens 1,4 kg/t (BGA 04) bis hin zu 5,7 kg/t (BGA 09) auftreten (Tabelle 6-2).

Weitere 5 Anlagen erreichen Ammoniumgehalte über 4 kg/t. Durch die unterschiedlich stark ausgeprägte Mineralisierung der organischen Stickstoffverbindungen weitet sich das Spektrum der $\text{NH}_4\text{-N}$ -Gehalte im Ablauf der letzten Stufe sehr auf (Abbildung 6-21, rechts). Bei BGA 48 kommt es fast zu einer Vervierfachung des $\text{NH}_4\text{-N}$ -Gehalts, während der $\text{NH}_4\text{-N}$ -Gehalt bei BGA 02 um weniger als 50 % ansteigt. Hier ist der Einfluss des stickstoffhaltigen, leicht abbaubaren Körnergetreides offensichtlich.

Berücksichtigt man jedoch den zeitgleichen N_{ges} -N-Anstieg durch die Aufkonzentrierung während des anaeroben Abbaus, in dem man den Anteil des $\text{NH}_4\text{-N}$ an N_{ges} -N betrachtet, so ist der Anstieg der $\text{NH}_4\text{-N}$ -Gehalte weniger massiv. In Abbildung 6-22 ist die Änderung des $\text{NH}_4\text{-N}$ -Anteils an N_{ges} -N in %-Punkten dargestellt. Der Anstieg beträgt zwischen ca. 8 %- und 67 %-Punkte (BGA 02b bzw. BGA 57).

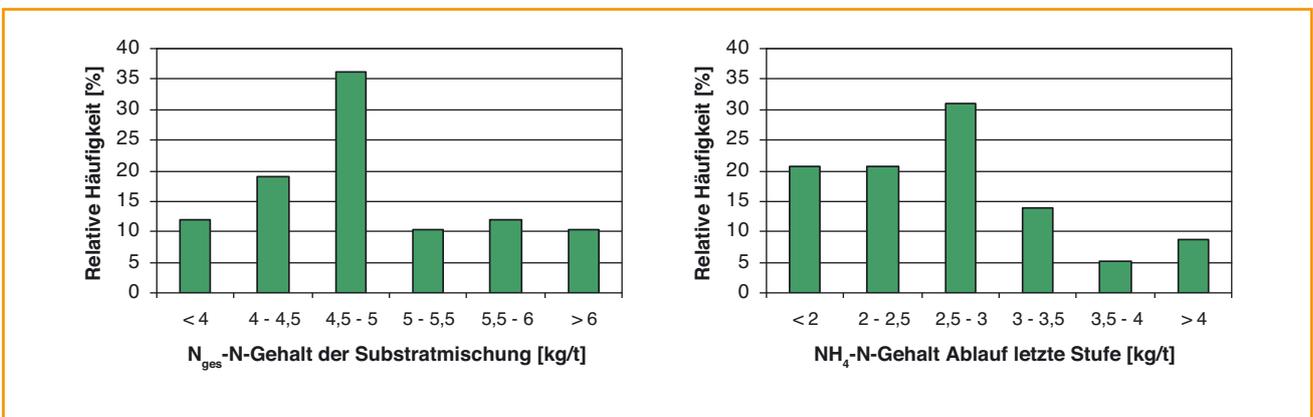


Abb. 6-21: Relative Häufigkeitsverteilung des N_{ges} -N-Gehalts in der Substratmischung (links) und des $\text{NH}_4\text{-N}$ -Gehalts im Ablauf der letzten Stufe (rechts)

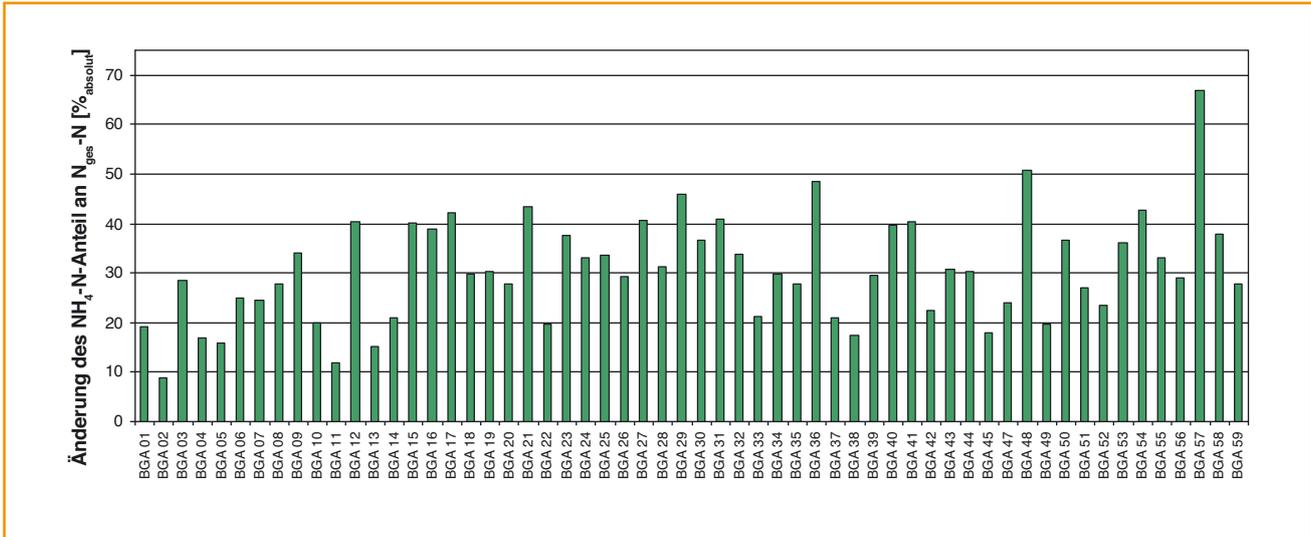


Abb. 6-22: Änderung des $\text{NH}_4\text{-N}$ -Anteils am N_{ges} -N-Gehalt der Substratmischung zum Ablauf der letzten Stufe

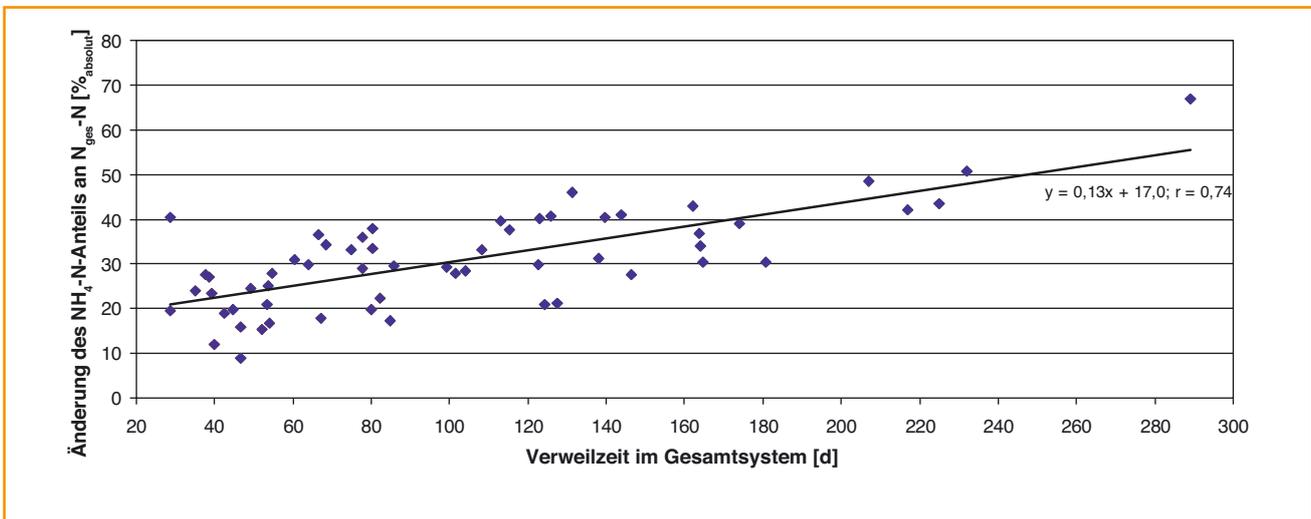


Abb. 6-23: Zusammenhang zwischen der Änderung des $\text{NH}_4\text{-N}$ -Anteils an N_{ges} -N in %-Punkten und der Verweilzeit des Substrates im Gesamtsystem

Die Anlagen erreichen während des anaeroben Abbaus einen $\text{NH}_4\text{-N}$ -Anstieg von durchschnittlich ca. 31 %-Punkte. Der in den Substraten vorhandene organische Stickstoff wird folglich stark mineralisiert, sodass er für den späteren Einsatz als Dünger gut verfügbar ist.

Der Anstieg der $\text{NH}_4\text{-N}$ -Gehalte ist ein Maß für die Mineralisierung des organisch gebundenen Stickstoffs. Dies wird durch den Zusammenhang (Korrelationskoeffizient $r = 0,74$) zwischen der Änderung des $\text{NH}_4\text{-N}$ -Anteils und der Verweilzeit des Substrates im Gesamtsystem deutlich. Je länger die Verweilzeit, desto größer ist der Anstieg des $\text{NH}_4\text{-N}$ -Anteils. BGA 57 mit einer sehr langen Verweilzeit von 289 Tagen hat den höchsten Anstieg von 67 %-Punkten zu verzeichnen.

6.2.2.4 Gehalt an Orthophosphat-Phosphor ($\text{PO}_4\text{-P}$)

Die Gehalte an Orthophosphat-Phosphor in den Substratmischungen erreichen Werte zwischen 0,52 kg/t und 1,81 kg/t (BGA 03 bzw. BGA 29) (Tabelle 6-2). Im Durchschnitt lag der $\text{PO}_4\text{-P}$ -Gehalt der Substratmischung bei 0,95 kg/t.

Sehr hohe Werte von über 1,3 kg/t sind in der Regel auf den Einsatz von in größerem Umfang eingesetzten Geflügelwirtschaftsdüngern und Körnergetreide zurückzuführen.

Die $\text{PO}_4\text{-P}$ -Gehalte im Ablauf der letzten Stufen unterscheiden sich kaum von denen in der Substratmischung (\varnothing 0,93 kg/t).



Substratzusammensetzung		Mittelwert	Min.	Max.
TR-Gehalt	[%]	24,6	12,5	36,3
oTR-Gehalt	[%]	23,0	11,0	34,6
CSB	[kg/t]	309	144	484
NH ₄ -N	[kg/t]	1,1	0,3	2,9
N _{ges} -N	[kg/t]	4,9	3,4	8,8
PO ₄ -P	[kg/t]	0,95	0,52	1,81
Anteil WD (Gülle und Festmist)	[%]	34	0	90
Anteil Gülle	[%]	30	0	82
Anteil NaWaRo	[%]	66	10	100
Fermentermaterial (letzte Stufe)				
TR-Gehalt	[%]	7,9	5,0	15,9
oTR-Gehalt	[%]	6,0	3,5	11,8
CSB	[kg/t]	83	50	157
NH ₄ -N	[kg/t]	2,7	1,4	5,7
N _{ges} -N	[kg/t]	5,2	3,7	8,5
PO ₄ -P	[kg/t]	0,93	0,50	1,78
K	[kg/t]	4,0	2,9	6,2

Tab. 6-2: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zur Substratzusammensetzung und Fermentermaterial der letzten Stufe der kontinuierlichen Biogasanlagen

In Tabelle 6-2 sind die mittleren, minimalen und maximalen Werte der Substratzusammensetzung und des Ablaufs der letzten Fermenterstufe zusammenfassend dargestellt.

6.2.3 oTR-Raumbelastung

Die organische Raumbelastung ist die zentrale Bemessungsgröße für Fermenter, die jedoch keine direkte Aussage zur Abbauleistung macht.

Die Biogasanlagen des Messprogramms erreichen alle Gesamtraumbelastungen von größer 1,1 bis hin zu Werten von 9,9 kg oTR/(m³ AVd) (BGA 44 bzw. BGA 47, Abbildung 6-24). Die Trockenfermentationsanlagen zeichnen sich teilweise durch besonders hohe Gesamt-Raumbelastungen aus. Anlage 47 und 49 erreichen mit Abstand die höchsten Raumbelastungen, wohingegen BGA 57 nur eine Raumbelastung von 1,1 erreicht. Hier zeigen sich die sehr unterschiedlichen Anlagenkonzeptionen der Trockenfermentationsanlagen. BGA 57 unterscheidet sich von den Nassfermentationsanlagen lediglich durch den Einsatz von TR-reichem Substrat, wird aber ansonsten wie eine klassische NF-Anlage betrieben (vgl. Kap. 6.2.10). Die TF-Anlagen BGA 47 und 49 werden hingegen im Pfropfenstromverfahren einstufig betrieben und erreichen damit eine hohe Raumbelastung.

Trotz der geringeren Energiedichte der Substratmischung durch die höheren Anteile an Wirtschaftsdünger erreichen die Biogasanlagen der nordöstlichen Region (BGA 01 bis BGA 14) relativ hohe Raumbelastungen im Vergleich zu jenen Anlagen mit höheren Anteilen an nachwachsenden Rohstoffen. Dies hängt mit der Qualität der zugeführten organi-

6.2.2.5 Gehalt an Kalium (K) im Ablauf der letzten Stufe

Die Gehalte an Kalium im Ablauf der letzten Stufe erreichen Werte zwischen 2,9 (kg/t) und 6,2 (kg/t) (BGA 45 und BGA 49) (Tabelle 6-2). Im Durchschnitt liegt der Kaliumgehalt bei 4,0 kg/t.

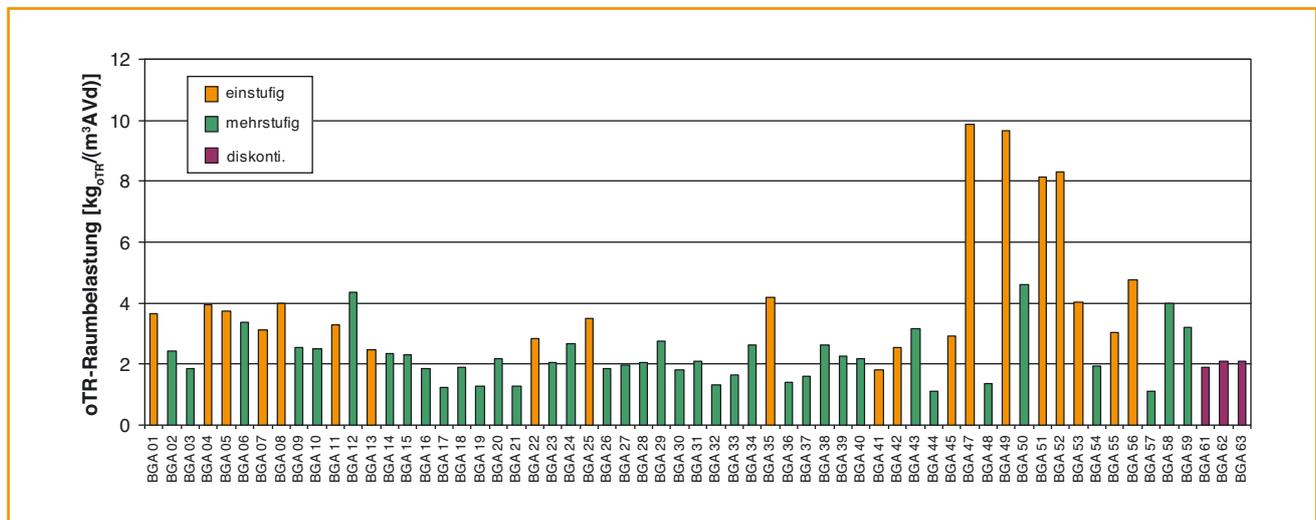


Abb. 6-24: Mittlere Gesamt-oTR-Raumbelastung der Biogasanlagen, differenziert für ein- bzw. mehrstufige Anlagen und für Nass- bzw. Trockenfermentationsanlagen

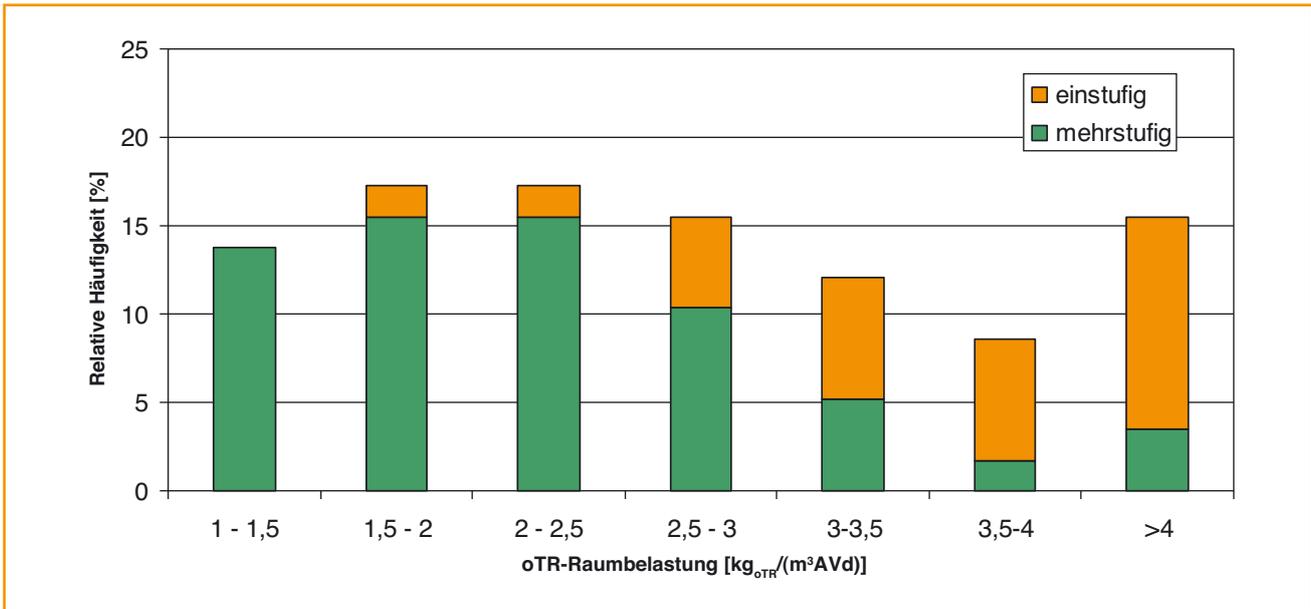


Abb. 6-25: Relative Häufigkeitsverteilung der Gesamt-oTR-Raumbelastung, differenziert für ein- und mehrstufige Anlagen

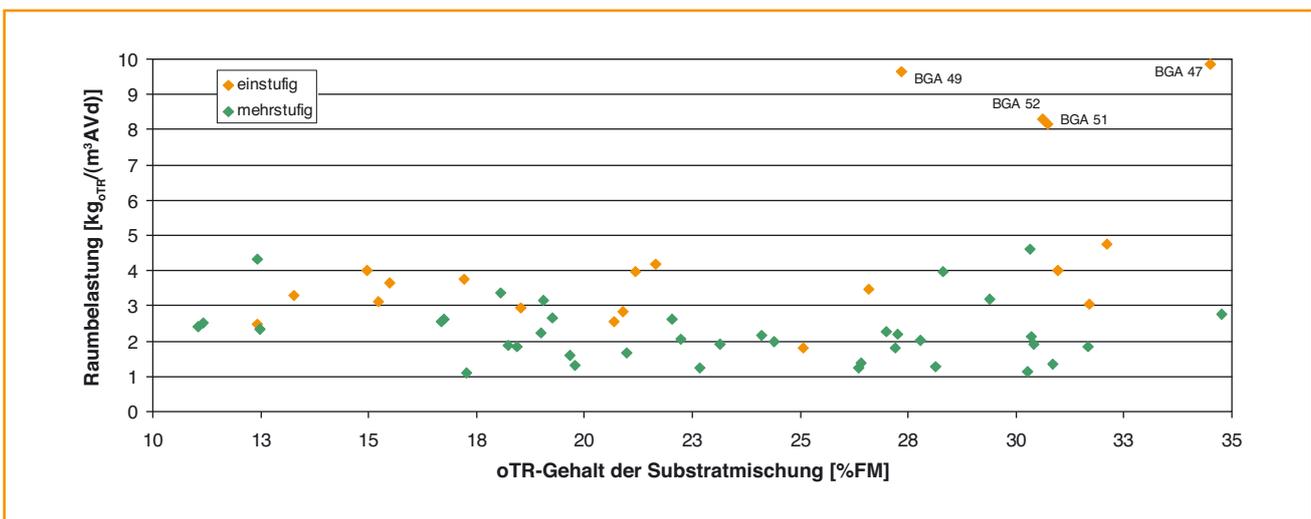


Abb. 6-26: Zusammenhang zwischen oTR-Gehalt der Substratmischung und der oTR-Gesamt-Raumbelastung

schen Substanz zusammen. Während die organische Fracht bei den güllebasierten Systemen von bereits verdaulichem Material geprägt ist, welches geringe Anteile schnell abbaubaren Materials enthält, wird die organische Fracht der NaWaRo-basierten Anlagen von schnell verfügbaren, leichter zur Versäuerung neigenden Substanzen dominiert.

Einfluss auf die Höhe der Gesamtraumbelastung hat die Anzahl der Prozessstufen, da bei mehrstufigen Anlagen das Fermentervolumen in der Regel größer gewählt wird. Die einstufigen Anlagen werden mit einer Raumbelastung von durchschnittlich 4,5 kg oTR/(m³ AVd) betrieben, im Gegensatz zu 2,2 kg oTR/(m³ AVd) bei mehrstufigen Anlagen.

Dies wird anhand der Häufigkeitsverteilung der Raumbelastung noch deutlicher. Einstufige Biogasanlagen werden mit einer oTR-Raumbelastung von

mindestens 2,0 kg oTR/(m³ AVd) betrieben, während es bei den mehrstufigen Systemen auch Anlagen mit einer Raumbelastung von nur 1,1 kg oTR/(m³ AVd) gibt (Abbildung 6-25).

Für mehrstufige Anlagen zeigt sich kein deutlicher Zusammenhang zwischen Raumbelastung und oTR-Gehalt der Substratmischung. Bei den einstufigen Anlagen hingegen ist dieser Zusammenhang bedingt durch die sehr hohen Raumbelastungen der Anlagen 47, 49, 51 und 52 erkennbar (Abbildung 6-26).

Bei einigen Anlagen wird die erste Stufe teilweise sehr hoch und die nachgelagerte Stufe kaum belastet. Anlagen mit liegenden Fermentern (BGA 48, 50, 54 und 59) erreichen so in der ersten Stufe sehr hohe Raumbelastungen von über 15 kg oTR/(m³ AVd), aber auch BGA 12, mit einem herkömm-



lichen stehenden Rührkesselfermenter, erreicht 40 kg oTR/(m³ AVd) in der ersten Stufe, da diese mit 770 m³ AV relativ klein dimensioniert ist.

Die Anlagen BGA 06, 09, 17 und 40 sind die einzigen, die auch in die nachgelagerte zweite Stufe Frischsubstrat einbringen, was im ersten Biogasmessprogramm nachweislich zu einer signifikant besseren Substratausnutzung führte. Anlagen mit Direkteintragssystemen müssen solch ein Substratmanagement von vornherein planen, da eine spätere Nachrüstung sehr kostenintensiv ist. Bei diesen vier Anlagen ist dies der Fall, sodass ein flexibles Substratmanagement möglich ist.

Es gilt zu berücksichtigen, dass sich die Raumbelastung durch das Substrat und die Gesamtraumbelastung inklusive Rückführmaterial stark unterscheiden können. Deshalb sind in Abbildung 6-27 die Raumbelastung aus dem gesamten, zugeführten Material und jene aus dem Substrat gegenübergestellt. Hier wird das Ausmaß der Rückführung deutlich, welche von einem Drittel der Anlagen betrieben wird, um das Material im Fermenter rührfähig zu halten. Bei zwei Anlagen mit einem liegenden Fermenter (BGA 48 und BGA 54) rühren fast 60% der organischen Raumbelastung von der Rückführung her und nur ca. 40% vom Substrat. Dabei ist zu beachten, dass im rückgeführten Material der Anteil an abbaubarer Organik im Vergleich zum Substrat wesentlich geringer ist und folglich ein hoher Anteil an inertem organischen Material den Stoffkreislauf belastet.

Das massive Rückführen von Material aus den nachgelagerten Stufen führt zu einer Vergleichmäßigung der Raumbelastung. Dies hat zwar einerseits den Vorteil, dass ein Teil des Frischsubstrats auch in die nachgelagerten Stufen gelangt, aber andererseits

ist der Charakter der Reaktorkaskade in gewissem Rahmen aufgehoben. Dies sei an den Anlagen 48 und 06 beispielhaft erläutert: Bei BGA 48 wird Stufe 1 täglich insgesamt 17,4 t oTR zugeführt, Stufe 2 14,5 t und Stufe 3 12,6 t. Da das Material permanent im Kreis geführt wird, erreicht auch die letzte Stufe noch Frischmaterial, sodass in keinem Fermenter das vollständige Ausfaulen stattfinden kann. Bei dieser Anlage kommt dem gasdichten Gärrückstandslager daher eine große Bedeutung zu, da das Material weiter ausfault und noch erhebliche Mengen Methan gebildet werden.

Bemerkenswert ist der Unterschied zwischen BGA 16 und BGA 18, bei denen es sich um baugleiche Anlagen handelt mit fast nahezu identischer Vollauslastung der BHKW (vgl. Kapitel 6.2.8.1). Während BGA 16, wie bereits beschrieben, die meiste Zeit güllefrei arbeitet, setzt Anlage 18 bis zu 31% Rindergülle ein. Die energiereiche Charge an NaWaRo beträgt bei Anlage 16 180 t, bei BGA 18 186 t pro Woche. Während BGA 16 jedoch wöchentlich 725 t Material im Kreis führen muss, um den Reaktorinhalt rührfähig zu halten, kommt Anlage 18 mit 237 t aus.

6.2.4 Hydraulische Verweilzeit

Die hydraulische Verweilzeit ist reziprok zur Raumbelastung, sodass die Anlagen mit den höchsten Raumbelastungen auch die geringsten Verweilzeiten haben (Abbildung 6-28). Insgesamt erreichen die hydraulischen Verweilzeiten der ersten Stufe zwischen 1,6 und 140 d (BGA 12 bzw. BGA 57), die zweiten Stufen zwischen 4 und 254 Tagen (BGA 03 bzw. BGA 57) und die dritten Stufen 8 bis 14 Tage. Hier gelten je-

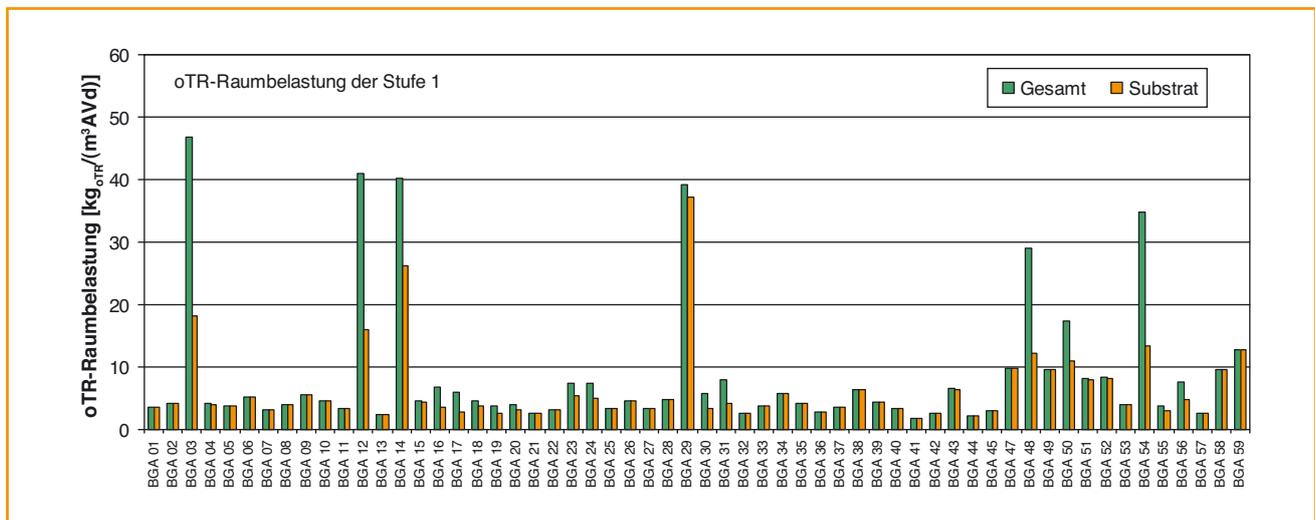


Abb. 6-27: Mittlere oTR-Raumbelastung der ersten Stufen der Biogasanlagen, differenziert für die gesamte Materialzufuhr und nur für das Frischsubstrat

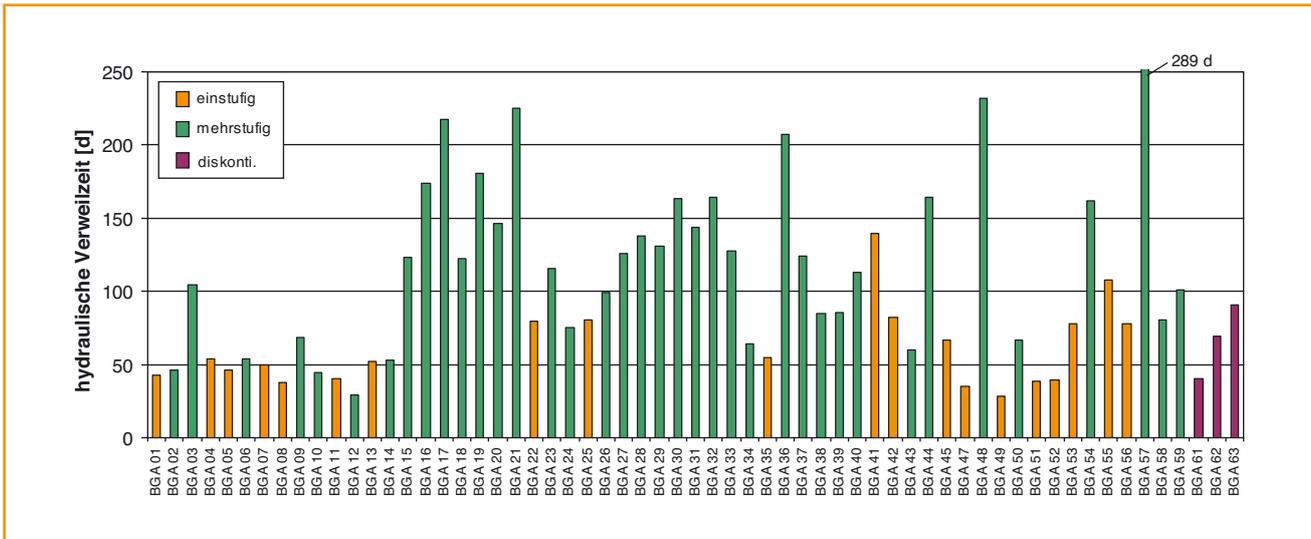


Abb. 6-28: Mittlere Gesamtverweilzeit des Substrats im Gesamtsystem, differenziert dargestellt für ein- bzw. mehrstufige Anlagen und für die TF-Anlagen

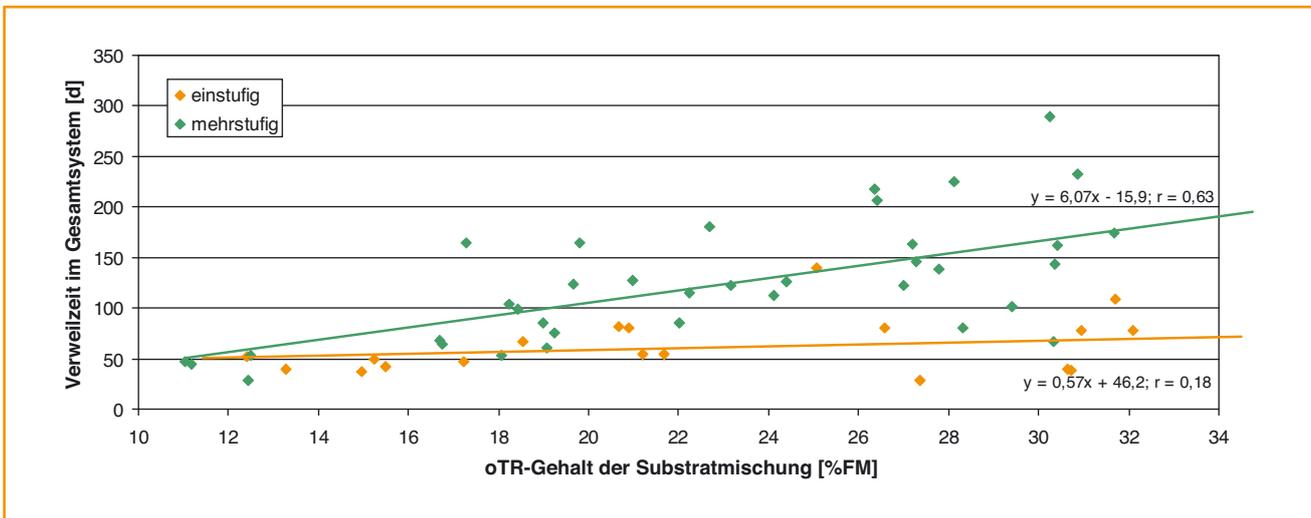


Abb. 6-29: Zusammenhang zwischen dem oTR-Gehalt der Substratmischung und der Verweilzeit des Substrats im Gesamtsystem

doch dieselben Rahmenbedingungen wie für die oTR-Raubelastung der einzelnen Stufen, bei denen Rückführung mit einbezogen ist. Dies führt zu diesen extrem kurzen Verweilzeiten bei den jeweiligen mehrstufigen Biogasanlagen.

Deutlich anders verhält es sich mit der Verweilzeit des Frischsubstrats im Gesamtsystem, die definitionsgemäß ohne Berücksichtigung der Rezirkulation berechnet wird. Bei Anlagen mit Materialrückführung ist sie somit von der Summe der Einzelverweilzeiten in den Stufen losgelöst. Von fünf Anlagen werden Verweilzeiten von über 200 d erreicht (Abbildung 6-28). Somit sind die sehr kurzen Verweilzeiten in den einzelnen Stufen irreführend, da hier vor allem Reaktormaterial im Kreis geführt wird. Verweilzeiten unter 50 Tagen erreichen die güllebasierten Systeme, aber auch die TF-Anlagen BGA 49, 51

und 52. So wird mit hohem Materialdurchsatz versucht, eine hohe Gasproduktivität zu erreichen.

Den Zusammenhang zwischen oTR-Gehalt der Substratmischung und Verweilzeit verdeutlicht Abbildung 6-29, wobei dieser nur für mehrstufige Anlagen deutlich wird (Korrelationskoeffizient, $r = 0,63$).

Während die einstufigen Biogasanlagen bei TR-Gehalten bis 19 % in der Substratmischung keinen Unterschied in der Gesamtverweilzeit zeigen, ist bei oTR-Gehalten über 28 % die Gesamtverweilzeit einstufiger Anlagen stets geringer als bei den mehrstufigen Anlagen mit ähnlicher Substratmischung. Inwieweit die kurzen Verweilzeiten der einstufigen Anlagen ausreichen, bzw. die langen Verweilzeiten der mehrstufigen Anlagen notwendig sind, um das Frischsubstrat effizient abzubauen, wird in Kap. 6.2.8.4 und 7 diskutiert.



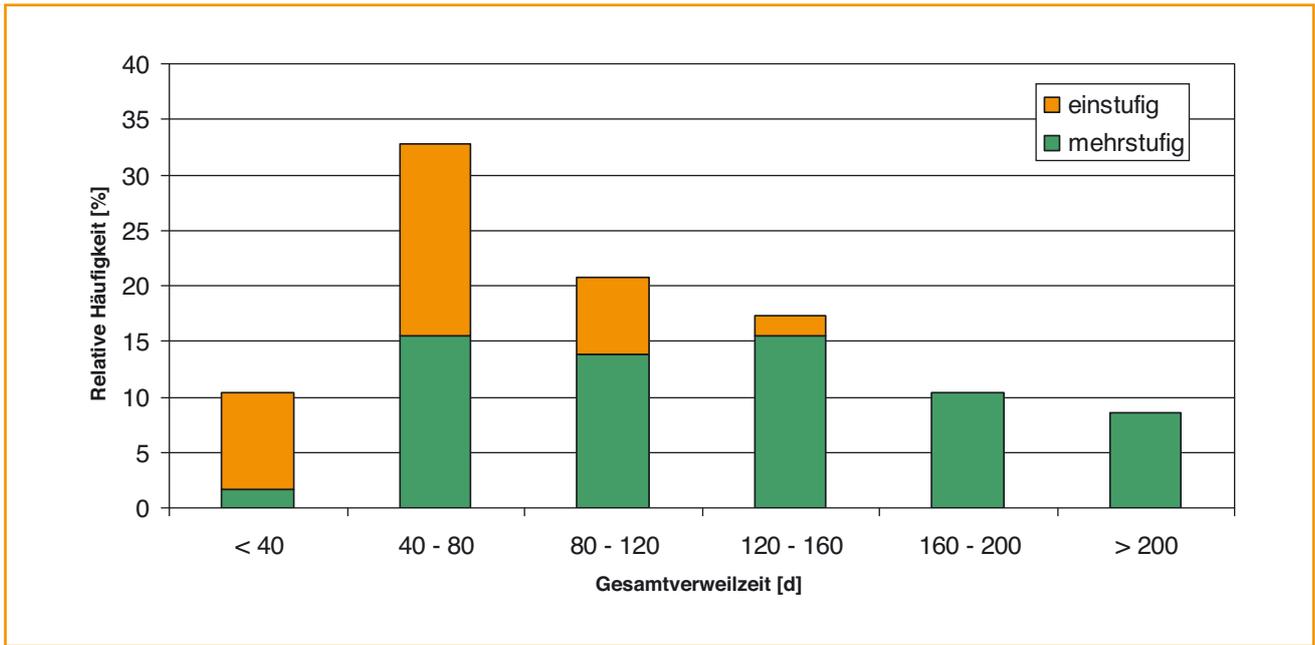


Abb. 6-30: Relative Häufigkeitsverteilung der Gesamtverweilzeit des Substrats, differenziert für ein- bzw. mehrstufige Anlagen

Die Häufigkeitsverteilung der Gesamtverweilzeit des Substrats zeigt ein deutliches Maximum im Bereich zwischen 40 und 80 Tagen (Abbildung 6-30), in dem 33% der Anlagen liegen. 11% der Anlagen liegen unter 40 Tagen und 9% über 200. Einstufige Anlagen bleiben bei maximal 120 Tagen Gesamtverweilzeit, mehrstufige decken den gesamten Wertebereich ab.

mit sehr hohem Rindergülle- und Hühnerfestmistanteil einen mittleren CH₄-Gehalt von 59%. Die Werte der anderen Anlagen liegen zwischen ca. 49 und 57%. Dabei fällt auf, dass die güllebasierten Systeme der nordöstlichen Region nicht generell höhere CH₄-Gehalte erreichen als die ohne bzw. mit geringem Wirtschaftsdüngereinsatz.

6.2.5 Gasqualität

Das produzierte, gereinigte Biogas weist bei allen Anlagen relativ ähnliche Methangehalte (CH₄) um 52 Vol-% auf (Abbildung 6-31 und Tabelle 6-3). Einzig BGA 12 erreicht aufgrund der Substratmischung

Die Gehalte an Kohlendioxid (CO₂) liegen stets unter denen der CH₄-Gehalte. Bei einigen Biogasanlagen ist kein CO₂-Sensor im Analysengerät vorhanden, sodass hier keine Ergebnisse vorliegen.

Die Häufigkeitsverteilung des CH₄-Gehalts verdeutlicht nochmals das oben beschriebene Bild (Abbildung 6-33). 48% der Anlagen erreichen Gehalte zwischen 52 und 54 Vol-%. Dieses enge Wertespektrum ergibt sich durch die Vereinheitlichung der Sub-

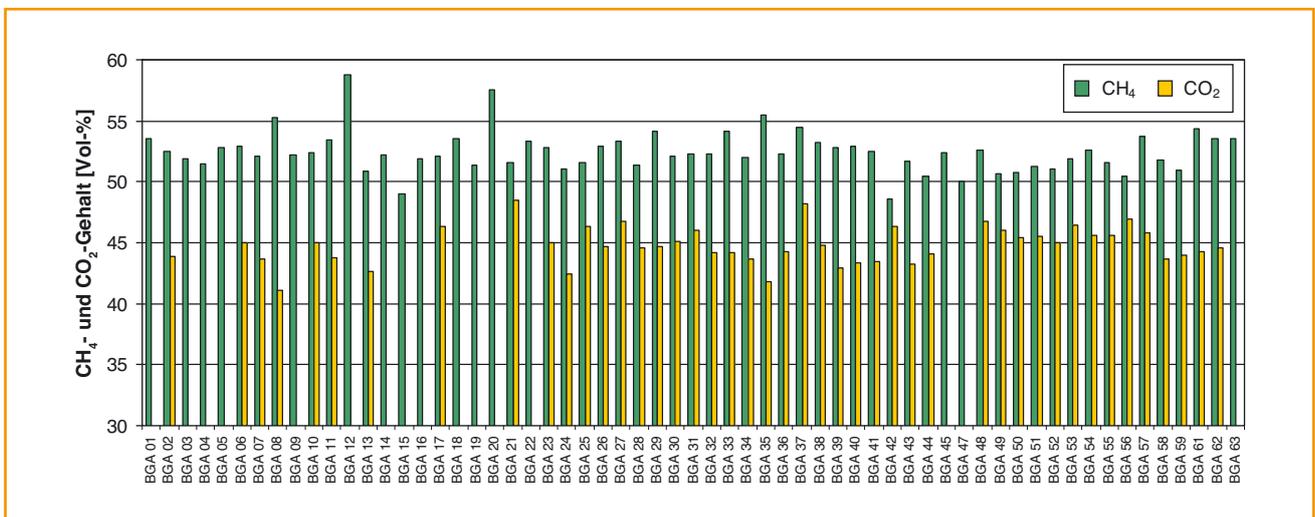


Abb. 6-31: Mittlerer CH₄- und CO₂-Gehalt im gereinigten Biogas

stratqualität. Die Substratmischungen enthalten keine stark fett- oder eiweißhaltigen Anteile, welche im Abbau zu höheren CH_4 -Gehalten führen würden.

Einzig die Verwertung von Wirtschaftsdüngern führt zu Methangehalten über 52%. Da es sich hier jedoch um die Gasqualität des gereinigten Gases handelt und die Luftzufuhr in den Kopfraum unterschiedlich stark ist, lassen sich diese Unterschiede an den gemessenen Gehalten nicht unmittelbar ablesen.

Die unterschiedlich starke Luftzufuhr in den Fermenterkopfraum lässt sich an den Sauerstoffgehalten (O_2 -Gehalt) erkennen (Abbildung 6-32). Die Gehalte liegen zwischen 0,04 und 1,73 Vol-% (BGA 57 bzw. BGA 15) (Tabelle 6-3). Der hohe Wert bei Anlage 15 muss unter Aspekten der Betriebssicherheit bereits als kritisch erachtet werden.

Die Gehalte an Schwefelwasserstoff (H_2S) liegen bei 88% der Anlagen unter 200 ppm, welche für einen problemlosen Betrieb der BHKW zumeist eingehalten werden müssen (Abbildung 6-32). Die meisten Anlagen mit extrem hohen H_2S -Gehalten liegen in der nordöstlichen Region. Hier reicht die biolo-

gische Entschwefelung nicht aus, das gebildete H_2S im notwendigen Umfang abzubauen.

Bei den Anlagen mit hohen H_2S -Gehalten gibt es unterschiedliche Phänomene: Es gibt Anlagen mit einzelnen H_2S -Spitzen (BGA 02, 05, 09, 12) und Anlagen, bei denen der H_2S -Gehalt durchweg zu hoch ist (BGA 07 und BGA 11). Da extreme Substratwechsel, welche im letzten Biogas-Messprogramm (BMP I) oftmals für die Konzentrationsschwankungen verantwortlich waren, bei den jetzigen Anlagen nur in geringem Umfang auftreten, bzw. die Substrate insgesamt geringe Schwefelfrachten enthalten, scheiden substratseitige Gründe aus. Bei Schwankungen der H_2S -Konzentration spielen temporär vorhandene Schwimmdecken eine Rolle, die durch ihr Einrühren nicht mehr als Besiedelungsfläche für die H_2S -oxidierenden Bakterien zur Verfügung stehen.

Die Häufigkeitsverteilung der H_2S -Gehalte in Abbildung 6-33 zeigt eine gleichmäßige Verteilung. Dabei können 18% der Anlagen Werte unter 50 ppm erreichen, wobei jedoch auch 12% der Anlagen Werte von über 200 ppm aufweisen.

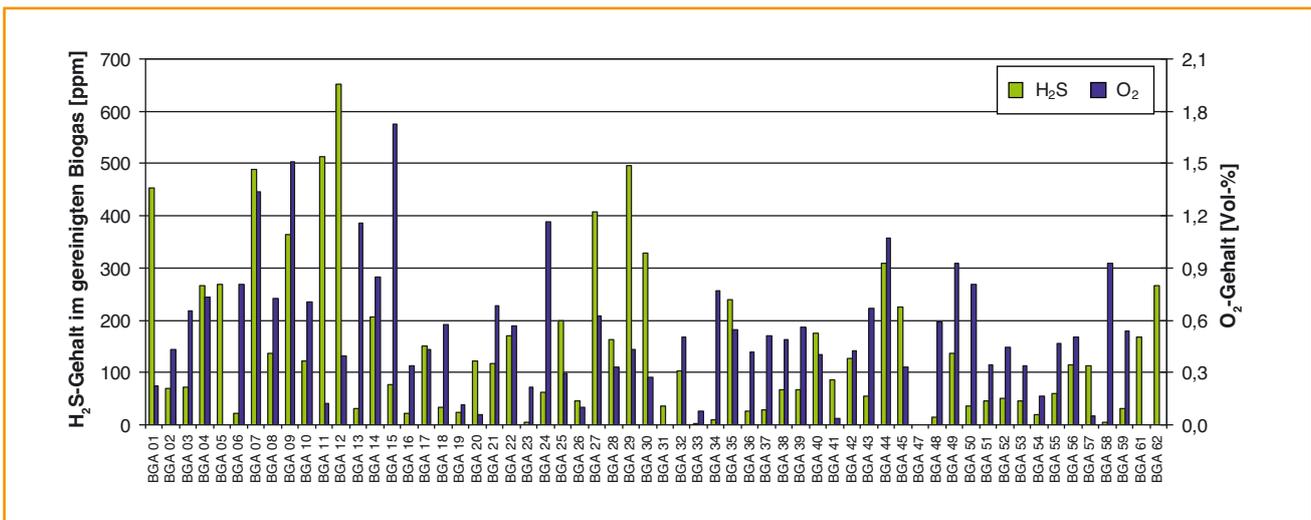


Abb. 6-32: Mittlere H_2S - und O_2 -Gehalte im gereinigten Biogas

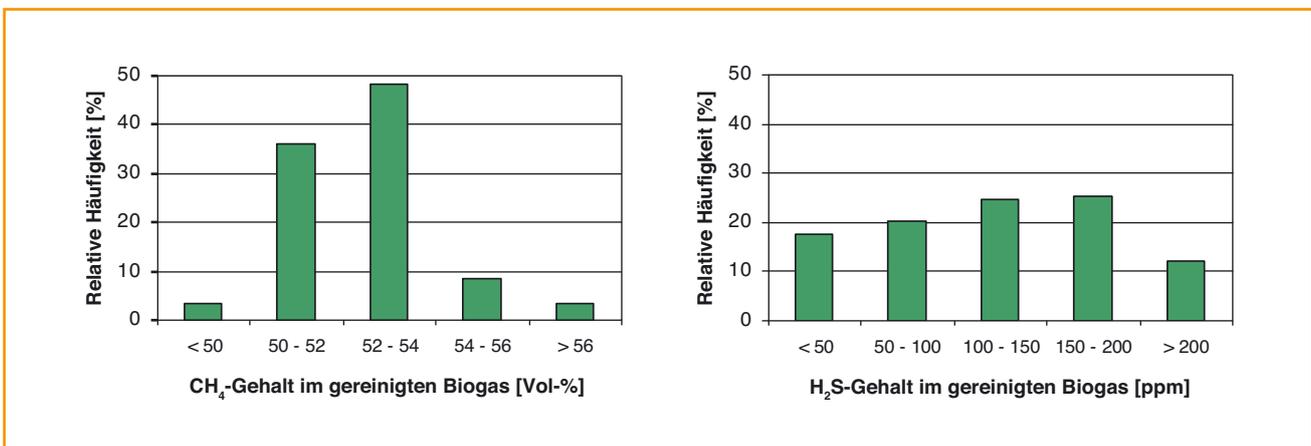


Abb. 6-33: Relative Häufigkeitsverteilung der CH_4 -Gehalte (links) und der H_2S -Gehalte (rechts) im gereinigten Biogas



Zum Schutz der BHKW vor zu hohen H_2S -gehalten wird den Zündstrahl-BHKW der Fa. Schnell ein Aktivkohlefilter vorgelagert. Bei anderen BHKW sind die Motoren vereinzelt unempfindlicher gegenüber hohen H_2S -gehalten, wie beispielsweise Caterpillar-, einige Deutz-, MAN- und Jenbacher-Motoren, deren Garantiewert bzgl. H_2S bei 1000 bzw. jeweils 400 ppm liegt. Neuerdings, wird teilweise auf die Angabe von Garantiewerten ganz verzichtet und stattdessen eine regelmäßige Qualitätskontrolle bzw. ein Wechsel des Motoröls vorgeschrieben.

Gasqualität		Mittelwert	Min.	Max.
CH_4 -Gehalt	[Vol-%]	52,4	48,6	58,8
CO_2 -Gehalt	[Vol-%]	44,8	41,1	48,5
H_2S -Gehalt	[ppm]	143	0	653
O_2 -Gehalt	[Vol-%]	0,55	0,04	1,73

Tab. 6-3: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zur Gasqualität

6.2.6 Gasproduktion

Die Gasmengen konnten aufgrund von defekten Zählern nicht für alle Anlagen erfasst werden. Hier war es folglich nicht möglich, gasbezogene Parameter wie Gasausbeute, Wirkungsgrad, Produktivität und Restgaspotenzial zu bestimmen.

6.2.6.1 Biogas- und Methanausbeute

Die pro Tonne Frischsubstrat produzierte Biogasmenge beträgt zwischen ca. 50 und 270 Nm^3/t_{sub} (BGA 12 bzw. 31, Abbildung 6-34). Die Biogasanlagen der nordöstlichen Region erreichen wegen ihrer

durch Gülle dominierten Substratmischungen maximal $150 Nm^3/t_{sub}$. Die Methanausbeuten liegen entsprechend der CH_4 -Gehalte im Biogas zwischen 28 und $141 Nm^3 CH_4/t_{sub}$ (Abbildung 6-34 u. Tabelle 6-4). Die höchsten Methanausbeuten erreichen BGA 31 und 57.

Aufgrund der geringen oTR-Gehalte der Anlagen aus der südöstlichen Region sind die Methanausbeuten dieser Anlagen pro t_{oTR} im Vergleich nur noch geringfügig niedriger, sodass die Unterschiede in den Substraten nicht mehr sichtbar sind (Abbildung 6-35). Die beiden Altanlagen BGA 11 und 12 erreichen dabei die geringsten Methanausbeuten von ca. $225 Nm^3 CH_4/t_{oTR}$. Anlage 35 weist mit $500 Nm^3 CH_4/t_{oTR}$ den höchsten Wert auf. Dieser sehr hohe Wert muss mit einer Betrachtung des sehr geringen elektrischen Wirkungsgrades von knapp 30% angezweifelt werden. Hier handelt es sich wahrscheinlich um eine fehlerhafte Gasmengenerfassung.

Die Unterschiede in der CH_4 -Ausbeute korrelieren gut mit den unterschiedlichen oTR-Gehalten der Substratmischungen (Abbildung 6-36). Einen Einfluss der Anzahl an Prozessstufen auf die Methanausbeute ist nur bei hohen Substrat-oTR-Gehalten zu erkennen. Während die CH_4 -Ausbeuten der einstufigen Anlagen bei geringen oTR-Gehalten keine Unterschiede gegenüber den mehrstufigen Anlagen erkennen lassen, erreichen sie ab oTR-Gehalten von über 22%FM etwas geringere Werte als mehrstufige Systeme im selben oTR-Gehalt-Bereich.

Betrachtet man zusätzlich den Zusammenhang zwischen der Methanausbeute pro t_{oTR} und dem oTR-Gehalt der Substratmischung, so zeigen die einstufigen Anlagen ab einem oTR-Gehalt von ca. 22% eindeutig geringere Ausbeuten (Abbildung 6-37). Im Bereich geringer oTR-Gehalte lässt sich kein Unterschied zwischen einstufigen und mehrstufigen An-

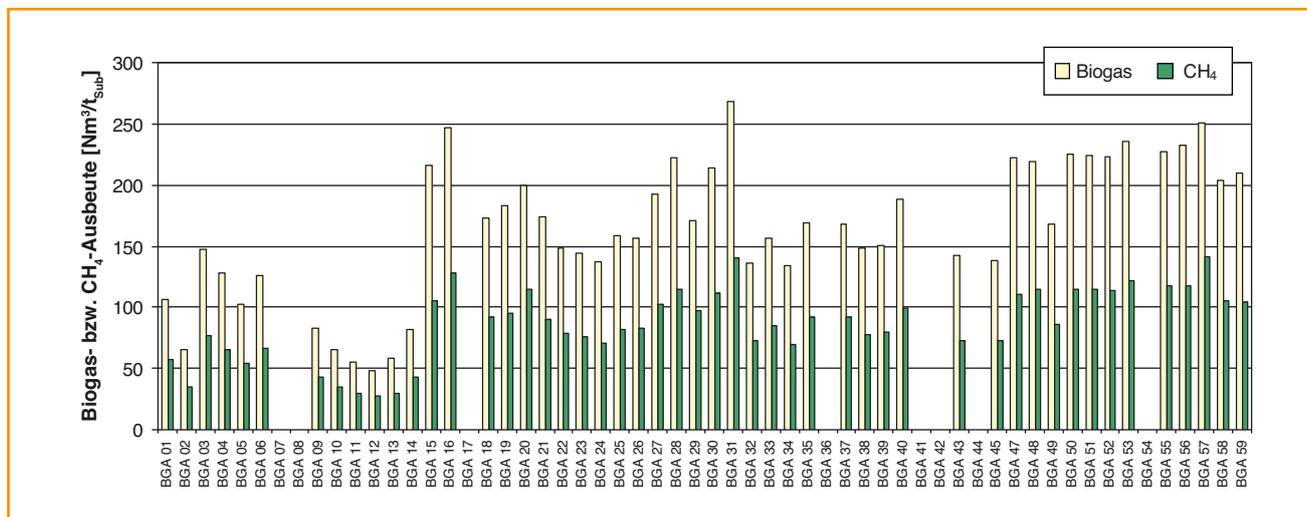


Abb. 6-34: Mittlere Biogas- und Methanausbeute pro Tonne zugeführtem Frischmaterial

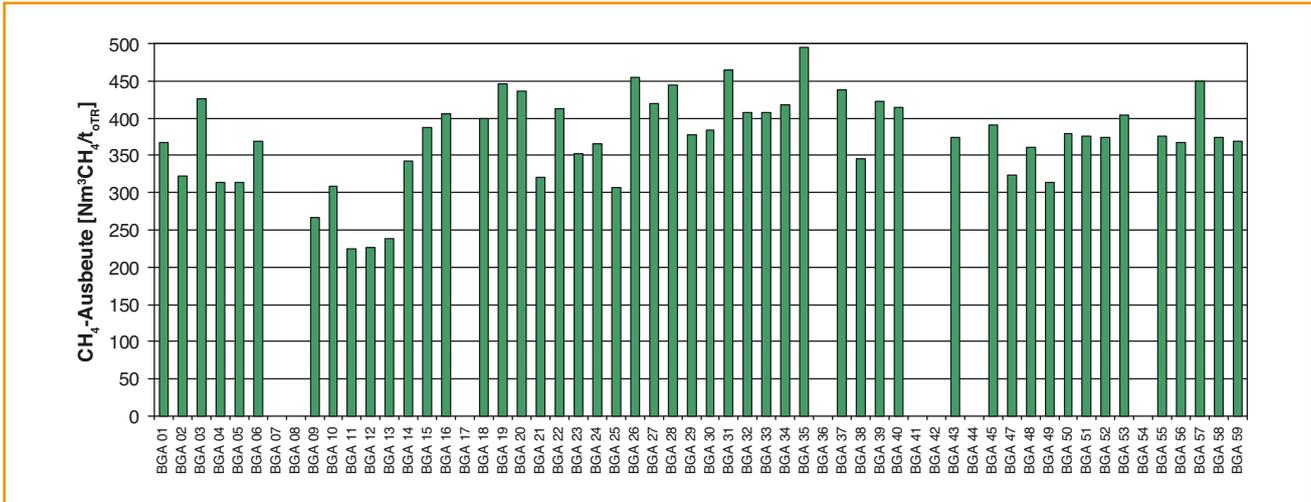


Abb. 6-35: Mittlere Methanausbeute pro Tonne zugeführtem oTR

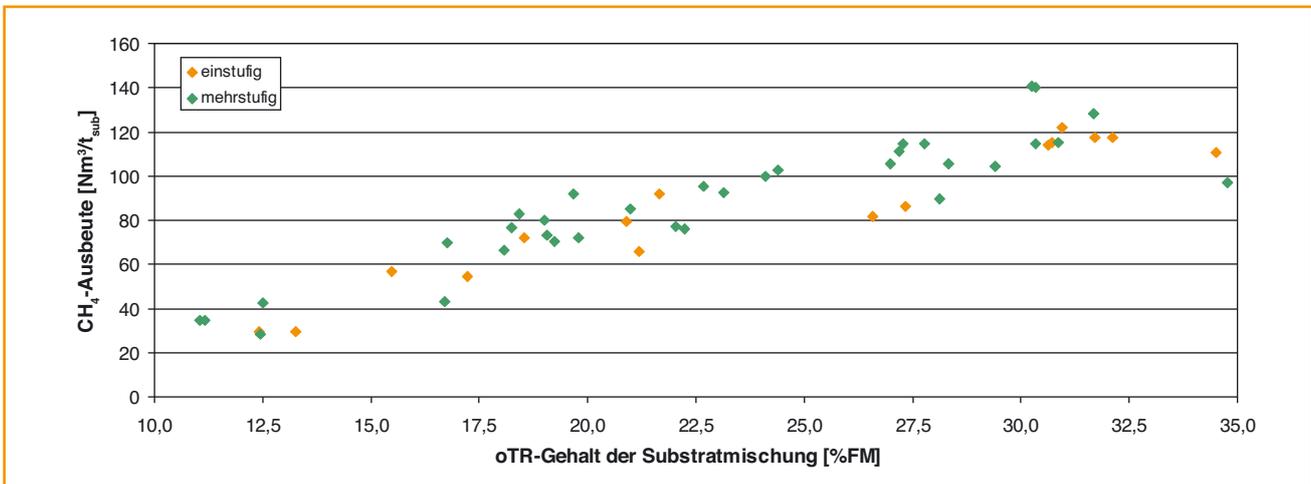


Abb. 6-36: Zusammenhang zwischen oTR-Gehalt in der Substratmischung und der CH₄-Ausbeute pro Tonne Frischsubstrat

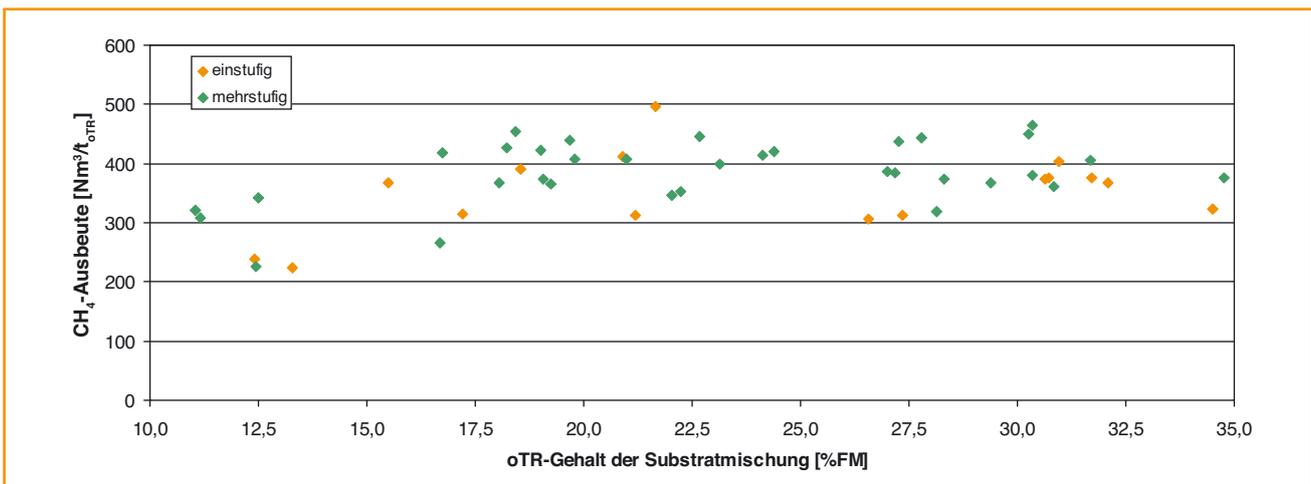


Abb. 6-37: Zusammenhang zwischen oTR-Gehalt der Substratmischung und der CH₄-Ausbeute pro Tonne oTR

lagensystemen ausmachen. Im unteren Bereich mit oTR-Gehalten bis 16% werden allgemein geringere Methanausbeuten erreicht. Die Methanausbeute kann als ein Kriterium für die Effektivität der Substratnutzung herangezogen werden. Eine Bewertung

allein auf Basis dieser Größe ist aber nur bedingt möglich, da die Messtechnik zur Gasmengenerfassung nicht immer zuverlässig ist. In Kap. 7 erfolgt noch eine weitergehende allgemeine Bewertung unter Berücksichtigung weiterer Kriterien.



6.2.6.2 Biogas- und Methanproduktivität

Die täglich pro m³ Arbeitsvolumen produzierte Menge an Biogas, ist zwischen den Anlagen mit güllebasierter bzw. NaWaRo geprägter Substratmischung nicht sehr verschieden und liegt zwischen 0,57 und 6,4 Nm³ BG/(m³ AVd) (BGA 61 bzw. 47) (Abbildung 6-38). Die Methanproduktivität erreicht Werte zwischen 0,3 und 3,2 Nm³ CH₄/(m³ AVd) (BGA 61 bzw. 47).

Die einstufigen Anlagen zeigen erwartungsgemäß eine höhere Produktivität als die großzügiger dimensionierten mehrstufigen Anlagensysteme (Abbildung 6-38). Güllebasierte Anlagen erreichen trotz

des deutlich energieärmeren Substrats durch den höheren Substratumsatz eine ebenso gute Auslastung des Fermentervolumens wie NaWaRo basierte Systeme. An der Häufigkeitsverteilung in Abbildung 6-39 ist deutlich zu erkennen, dass die einstufigen Anlagen tendenziell eine höhere CH₄-Produktivität erreichen als die mehrstufigen. Während 70 % der einstufigen Anlagen eine CH₄-Produktivität von über 0,9 Nm³ CH₄/(m³ AVd) aufweisen, sind dies bei den mehrstufigen lediglich 30 %. Im Durchschnitt liegt sie für die einstufigen bei 1,67 und für mehrstufige Anlagen bei 0,87 Nm³ CH₄/(m³ AVd).

Insgesamt produzieren 70 % der Anlagen täglich mehr als 0,7 Nm³ CH₄ pro m³ Arbeitsvolumen.

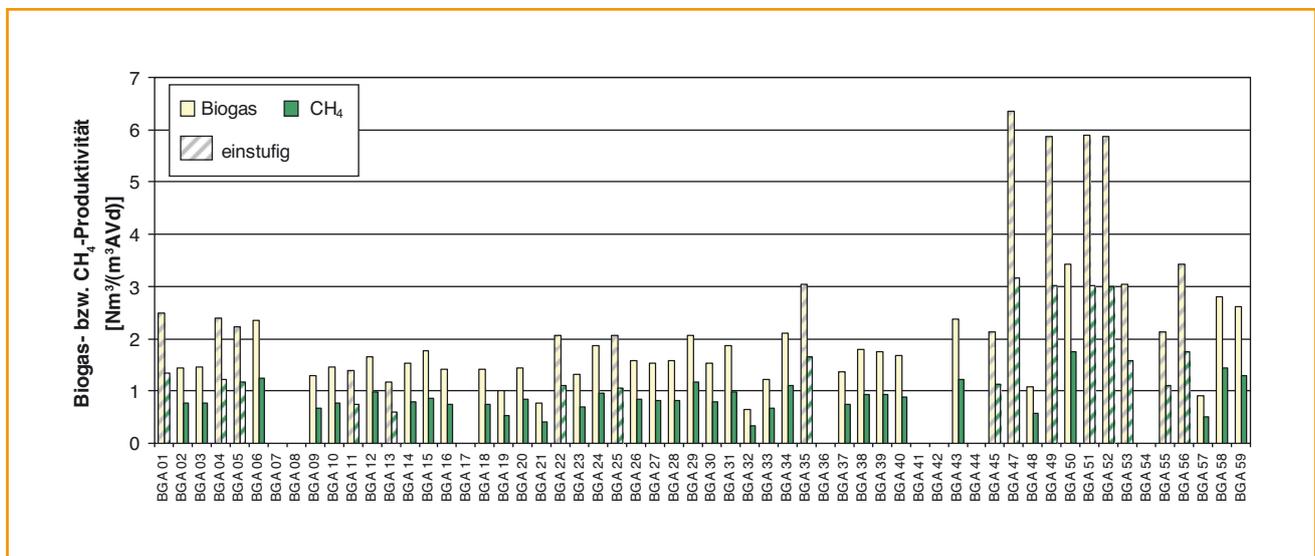


Abb. 6-38: Mittlere Biogas- und Methanproduktivität, differenziert dargestellt für ein- und mehrstufige Biogasanlagen

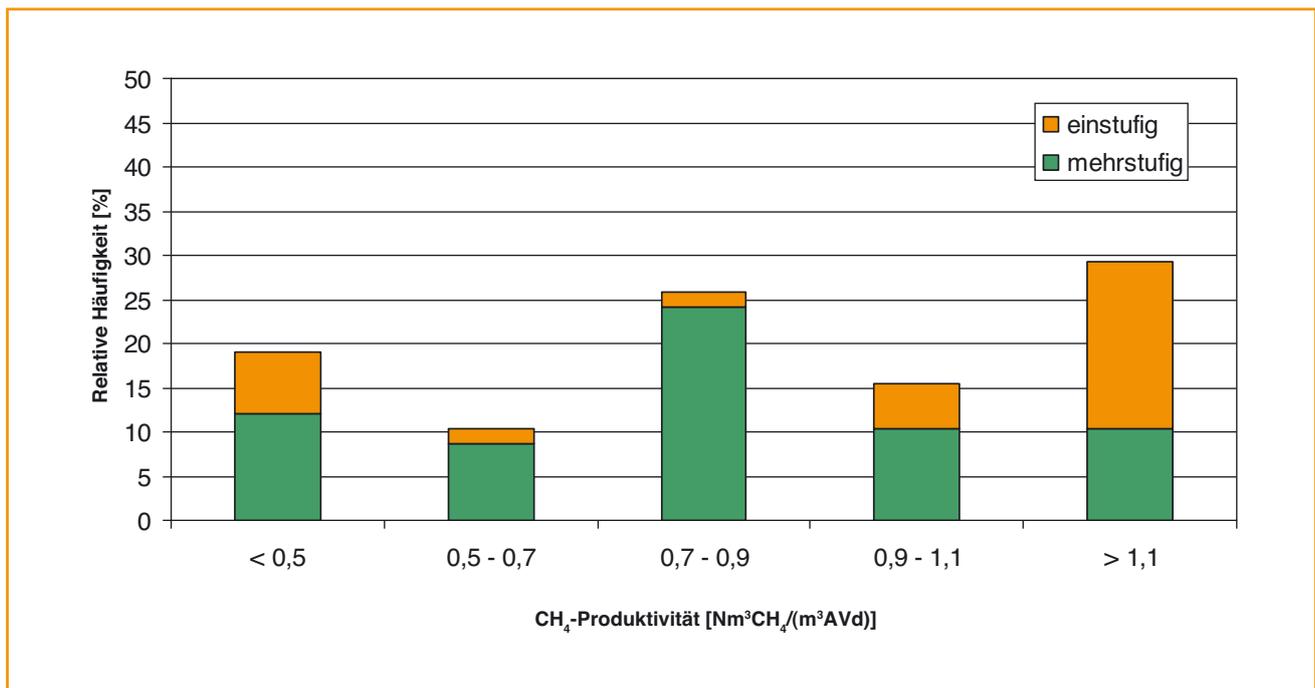


Abb. 6-39: Relative Häufigkeitsverteilung der CH₄-Produktivität, differenziert nach ein- und mehrstufigen Biogasanlagen

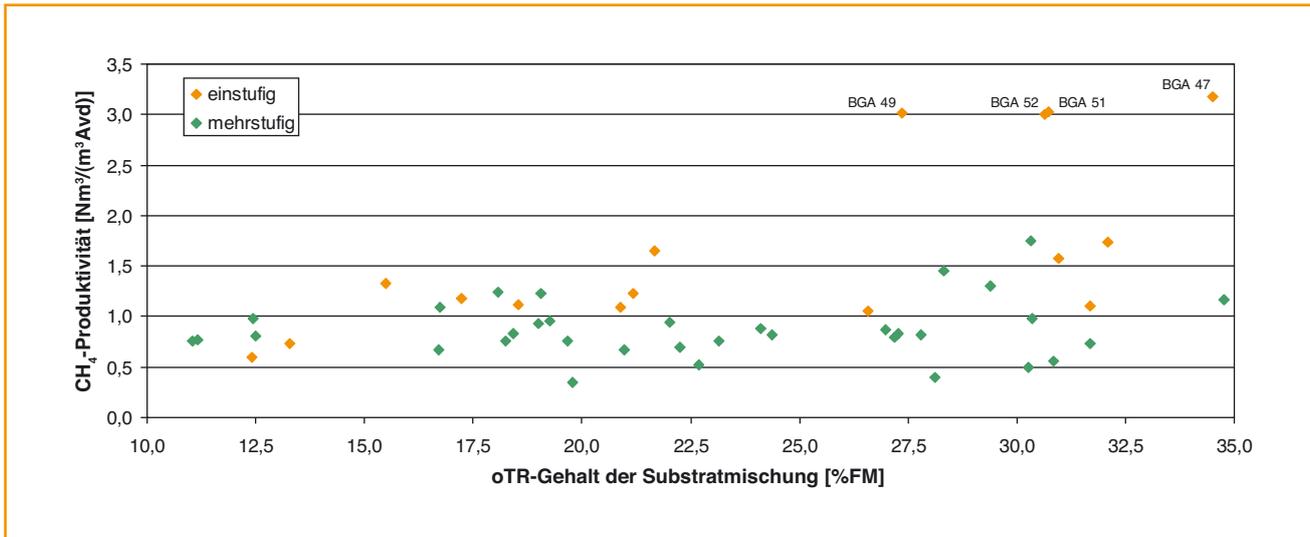


Abb. 6-40: Zusammenhang zwischen oTR-Gehalt der Substratmischung und der CH_4 -Produktivität der Gesamtanlage

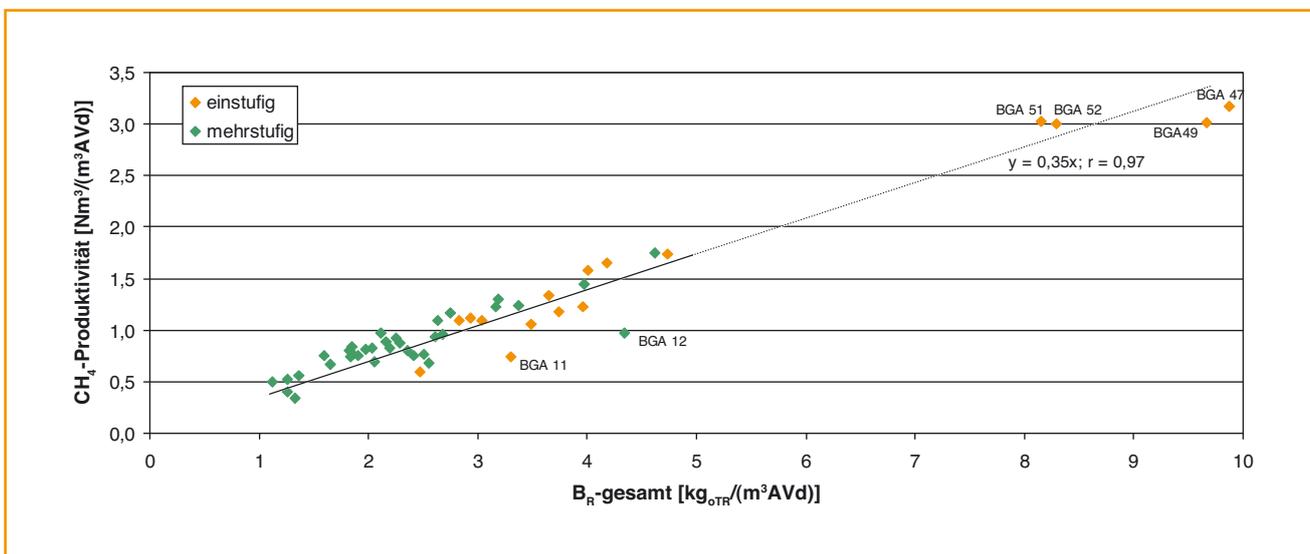


Abb. 6-41: Zusammenhang zwischen oTR-Gesamtraumbelastung und CH_4 -Produktivität, differenziert dargestellt für ein- und mehrstufige Anlagen

Ein Zusammenhang zwischen dem oTR-Gehalt der Substratmischung und der CH_4 -Produktivität lässt sich nur bei den einstufigen Anlagen erkennen. Hierbei spielen die Trockenfermentationsanlagen BGA 47, 49, 51, und 52 eine große Rolle, die bei kleinen Arbeitsvolumina einen hohen oTR-Gehalt der Substratmischung zu verzeichnen haben (Abbildung 6-40).

Im Gegenzug zeigt sich ein erwartungsgemäß offensichtlicher Zusammenhang zwischen der oTR-Gesamtraumbelastung einer Anlage und ihrer erzielten Produktivität (Abbildung 6-41). Dieser zeigt sich sehr deutlich im Bereich von Raumbelastungen zwischen 1 und 5 $\text{kg oTR}/(\text{m}^3 \text{AVd})$. Ein Unterschied zwischen ein- und mehrstufigen Anlagen lässt sich dabei nicht feststellen, bis auf die Tatsache, dass mehrstufige Anlagen durchweg bei geringeren

Raumbelastungen betrieben werden als einstufige. Auffällig sind die Werte der Alt-Anlagen BGA 11 u. BGA 12 mit einer Raumbelastung von 3,3 $\text{kg oTR}/(\text{m}^3 \text{AVd})$ und einer Produktivität von 0,74 $\text{Nm}^3 \text{CH}_4/(\text{m}^3 \text{AVd})$ bzw. 4,3 $\text{kg oTR}/(\text{m}^3 \text{AVd})$ und 0,98 $\text{Nm}^3 \text{CH}_4/(\text{m}^3 \text{AVd})$. Sie werden mit einer relativ hohen Raumbelastung betrieben, erreichen dabei aber nur eine sehr geringe CH_4 -Produktivität. Das vorhandene Faulraumvolumen wird demnach schlechter ausgenutzt, als bei anderen Anlagen mit ähnlicher Raumbelastung. Die einstufigen Anlagen BGA 47 und 49 mit sehr hohen Raumbelastungen von über 9 $\text{kg oTR}/(\text{m}^3 \text{AVd})$ erreichen ebenfalls eine geringere CH_4 -Produktivität.

In Tabelle 6-4 sind alle mittleren, minimalen und maximalen Werte zum Substratumsatz der Biogasanlagen zusammenfassend dargestellt.

Substratumsatz		Mittelwert	Min.	Max.
oTR-Raubelastung	[kg oTR/(m ³ AVd)]	3,0	1,1	9,9
Verweilzeit	[d]	101	29	289
oTR-Abbau	[%]	76	59	89
CH ₄ -Produktivität	[Nm ³ CH ₄ /(m ³ AVd)]	1,1	0,3	3,2
CH ₄ -Ausbeute pro t Substrat	Nm ³ CH ₄ /t _{Sub}	86	28	141
CH ₄ -Ausbeute pro t oTR	Nm ³ CH ₄ /t _{oTR}	371	224	464
CH ₄ -Ausbeute pro t CSB	Nm ³ CH ₄ /t _{CSB}	275	171	366

Tab. 6-4: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zum Substratumsatz der kontinuierlichen Biogasanlagen

6.2.7 Restgaspotenzial

Zur Vermeidung von Methanemissionen spielt die Abdeckung der Gärrückstandslager eine große Rolle. 65 % der im Messprogramm untersuchten Anlagen besitzen kein gasdicht abgedecktes Gärrückstandslager, sodass größere Mengen Methan entweichen können. Bezieht man die Zahlen auf die Anzahl ein- und mehrstufiger Anlagen, so haben 84 % der einstufigen und 71 % der mehrstufigen Anlagen kein gasdichtes Gärrückstandslager (Abbildung 6-42). Dies ist auch im Bezug auf den Verlust von Biogas für die Stromerzeugung von wirtschaftlichem Nachteil.

Zur Bestimmung des Restmethanpotenzials wurden die Methanmengen pro Tonne Gärrest (Material aus dem Ablauf der letzten Stufe) mit Hilfe von Gärversuchen ermittelt und im Verhältnis zur Methan- ausbeute der Biogasanlagen als relatives Restgaspotenzial dargestellt.

In Abbildung 6-43 und Abbildung 6-44 sind die Restmethanpotenziale in Nm³ CH₄ pro Tonne Gär-

rest für 37 °C und 20 bis 22 °C differenziert für einstufige und mehrstufige Anlagensysteme dargestellt. Zusätzlich sind Anlagen, die ein gasdicht abgedecktes Gärrestlager besitzen besonders gekennzeichnet, da diese das vorhandene Restgas zur Strom- und Wärmeerzeugung nutzen.

Das Restgaspotenzial bei 37 °C umfasst für die untersuchten Biogasanlagen eine weite Spanne zwischen 1,7 und 21,7 Nm³ CH₄/t_{Gärrest}. Die baugleichen Anlagen BGA 51 und 52 sowie BGA 47 erreichen die höchsten Restgaspotenziale bei einer Temperatur von 37 °C (Abbildung 6-43). Bei Temperaturen von ca. 20 °C zeigt sich ein ähnliches Bild. Die Werte reichen von 0,2 bis 7,1 wobei BGA 47, 51 und 52 wiederum die höchsten Restgaspotenziale erreichen.

Wie in Abbildung 6-43 und Abbildung 6-44 bereits zu erkennen ist, führen die einstufigen Anlagen aufgrund ihrer geringeren Verweilzeiten zu höheren Restgaspotenzialen als die mehrstufigen Anlagen. In Tabelle 6-5 sind die mittleren, minimalen und maximalen Werte differenziert dargestellt. Einstufige Anlagen weisen bei 37 °C ein durchschnittliches Rest-

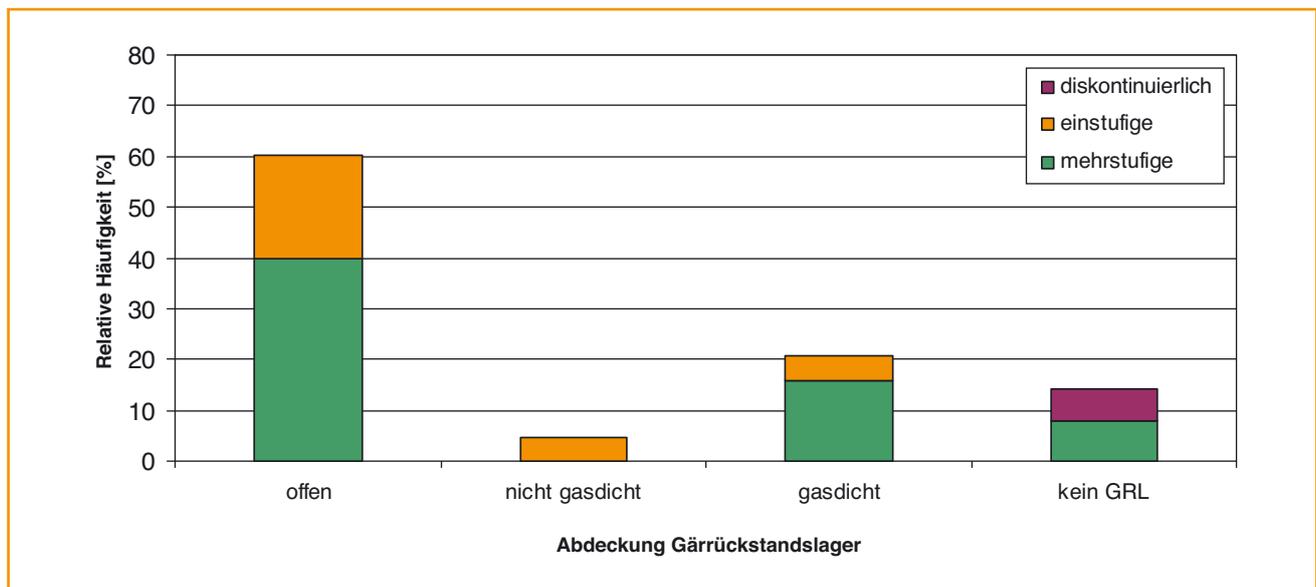


Abb. 6-42: Relative Häufigkeitsverteilung der Biogasanlagen in Bezug auf die Abdeckung der Gärrückstandslager differenziert für ein- und mehrstufige Anlagen sowie diskontinuierlich betriebene Garagenanlagen

gaspotenzial von $9,5 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4 / t_{\text{Gärrest}}$ auf, wohingegen mehrstufige Anlagen nur $4,9 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4 / t_{\text{Gärrest}}$ erreichen (Tabelle 6-5). Hier wird der in mehrstufigen Anlagen, aufgrund der längeren Verweilzeiten, erreichte bessere Abbau der Substrate deutlich.

Aufgrund der sehr unterschiedlichen Substratmischung der Anlagen, werden in Tabelle 6-5 die Restmethanmengen zusätzlich bezogen auf eine Tonne oTR dargestellt. In Abbildung 6-45 ist der relative Anteil des Restgaspotenzials, bezogen auf die Me-

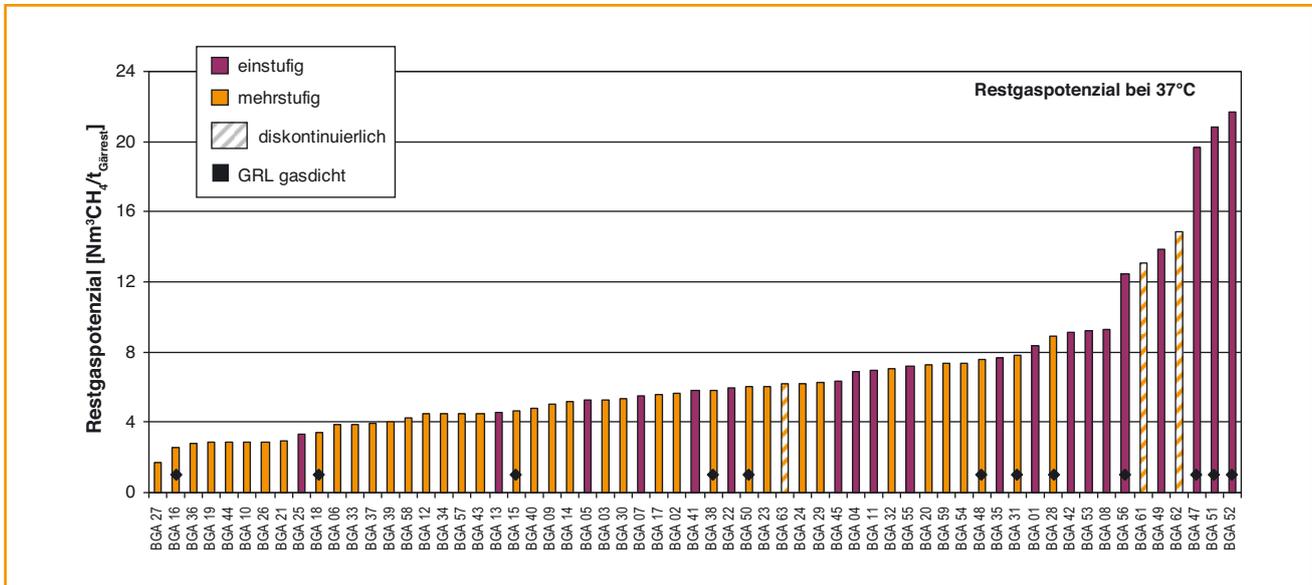


Abb. 6-43: Restgaspotenzial bezogen auf t Material des Ablaufs der letzten Stufen (Gärrest) bei 37 °C

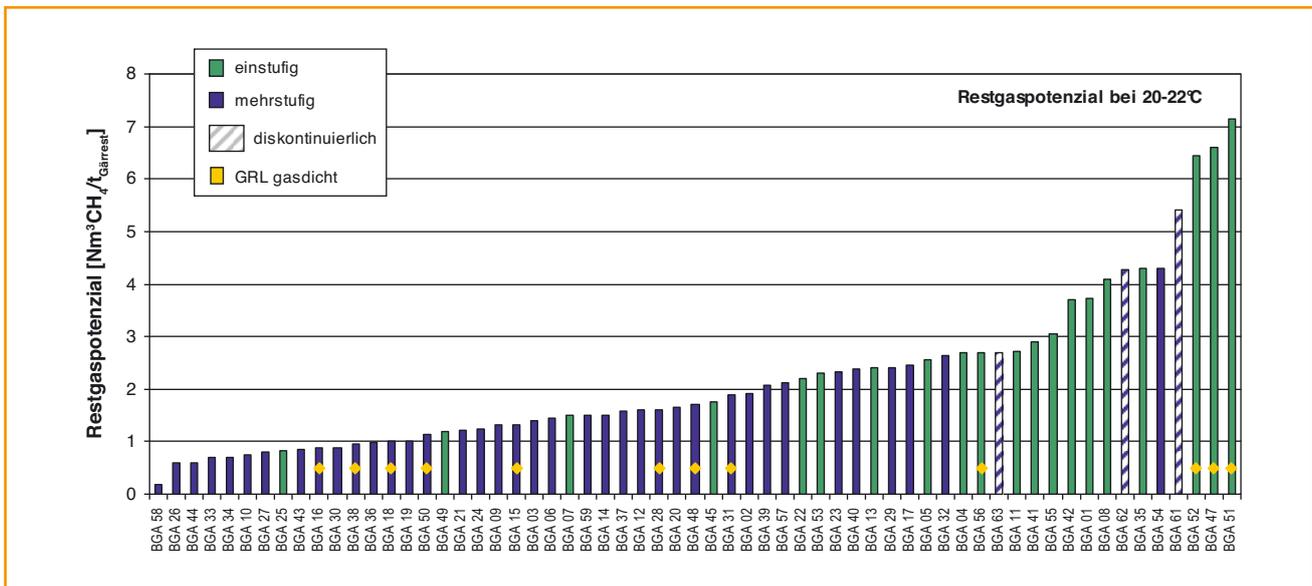


Abb. 6-44: Restgaspotenzial bezogen auf t Material des Ablaufs der letzten Stufen (Gärrest) bei 20–22 °C

Restgaspotenzial		$\text{Nm}^3 \text{ CH}_4 / t_{\text{Gärrest}}$		$\text{Nm}^3 \text{ CH}_4 / t_{\text{oTR}}$	
		einstufig	mehrstufig	einstufig	mehrstufig
37 °C	Mittel	9,5	4,9	130	91
	Min – Max	3,3 – 21,7	1,7 – 8,9	50 – 210	29 – 177
20 bis 22 °C	Mittel	3,2	1,5	47	27
	Min – Max	0,8 – 7,1	0,2 – 4,3	11 – 79	2,8 – 72

Tab. 6-5: Darstellung der Mittelwerte sowie der min. und max. Werte des Restgaspotenzials differenziert für einstufige und mehrstufige Anlagen



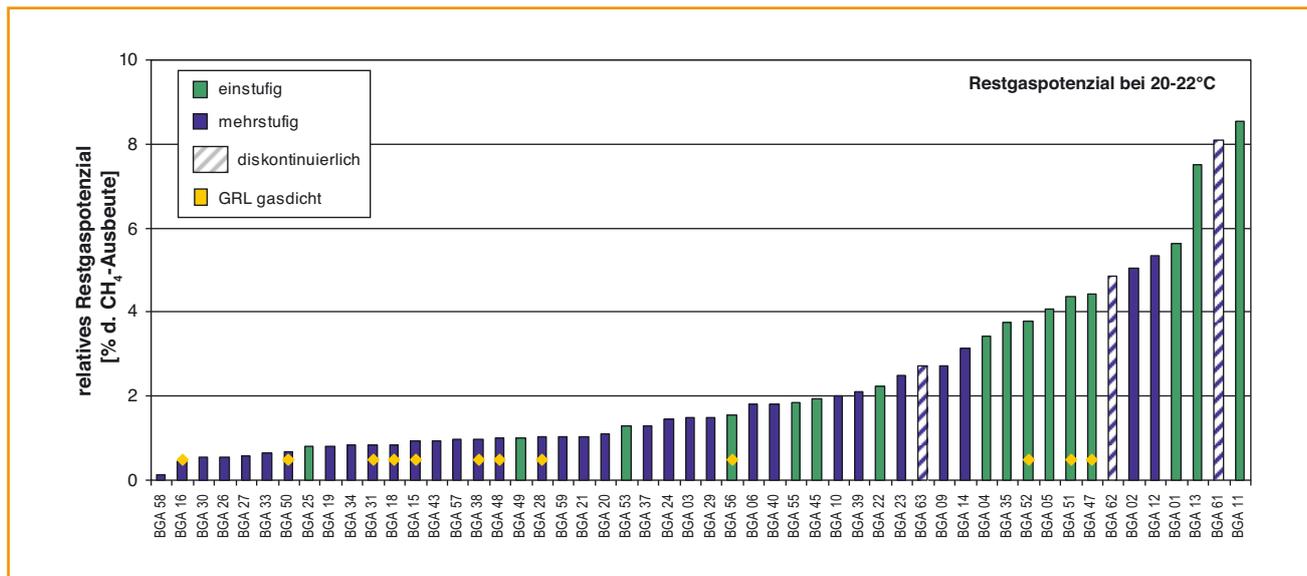


Abb. 6-45: Relatives Restgaspotenzial bei ca. 20 °C, bezogen auf die erzielte Methanausbeute (Anlagen mit gasdicht abgedecktem Gärrückstandslager gekennzeichnet)

thanausbeute der Biogasanlagen, dargestellt. Bei der Berechnung wurden die Restgasmengen pro t Material des Ablaufs der letzten Stufen in Bezug zur Methanausbeute ($\text{Nm}^3 \text{CH}_4 / \text{t}_{\text{Substrat}}$) gesetzt, wobei der über das produzierte Biogas berechnete Massenverlust mit einbezogen wurde. Das relative Restgaspotenzial macht einen Vergleich der Effizienz der Biogasanlagen möglich. Ein hohes relatives Restgaspotenzial bedeutet dabei eine schlechte Ausnutzung der Substrate. Die diskontinuierlich betriebene Garagenanlage BGA 61 sowie die beiden Altanlagen BGA 11 und 12 zeigen dabei die höchsten Werte mit bis zu 8,5% der pot. CH_4 -Ausbeute pro t Substrat bei einer Gärrtemperatur von 20–22 °C. Auffällig ist hier wiederum, dass die einstufig betriebenen Anlagen aufgrund ihrer kurzen Verweilzeiten in der Regel höhere Restgaspotenziale erreichen (Tabelle 6-6).

Mehrstufige Anlagen erreichen dabei im Durchschnitt weniger als die Hälfte des Restgaspotenzials der einstufigen Anlagen.

Restgaspotenzial [% d. CH_4 -Ausbeute]		einstufig	mehrstufig
37 °C	Mittel	9,7	5,1
	Min – Max	3,2 – 21,8	1,2 – 15,0
20 bis 22 °C	Mittel	3,5	1,5
	Min – Max	0,8 – 8,5	0,1 – 5,4

Tab. 6-6: Darstellung der Mittelwerte sowie der min. und max. Werte des relativen Restgaspotenzials, bezogen auf die erzielte Methanausbeute pro t Substratinput, differenziert für einstufige und mehrstufige Anlagen

In Abbildung 6-46 ist der Zusammenhang zwischen relativem Restgaspotenzial und der hydraulischen Verweilzeit dargestellt. Dabei ist eine deutliche Abhängigkeit zu erkennen. Anlagen mit Verweilzeiten über 100 Tage haben wesentlich geringere Restgaspotenziale von unter 2,5% d. CH_4 -Ausbeute. Besonders deutlich wird der Zusammenhang bei den diskontinuierlich betriebenen Garagenanlagen.

Hohe Restgaspotenziale werden einerseits durch eine kurze Verweilzeit und dadurch unvollständigen Substratumsatz bei den Gülleanlagen bedingt und andererseits durch den nicht vollständigen Abbau bei einstufigen TF-Anlagen mit ebenfalls kurzen Verweilzeiten und inhomogener Perkolation. Mit zunehmender Verweilzeit nimmt das Restgaspotenzial stark ab. Die Verweilzeit ist somit ein eindeutiges Kriterium für die Effizienz der Substratausnutzung.

Die Ergebnisse der Restgaspotenzialbestimmungen zeigen, dass insbesondere bei einstufigen Anlagensystemen bzw. bei Gesamtverweilzeiten unterhalb von 100 Tagen eine gasdichte Abdeckung der Gärrückstandslager unbedingt notwendig ist, um eine Ausgasung von klimaschädlichem Methan zu vermeiden und das noch vorhandene Potenzial zur Energiegewinnung nutzen zu können. Von den Anlagen mit hohen Restgaspotenzialen weisen nur die TF-Anlagen BGA 47, 51 und 52 ein gasdicht abgedecktes Gärrückstandslager auf. Die Nutzung des Restgases durch gasdichte Abdeckung der Gärrückstandslager führt bei diesen Anlagen somit, neben einer Verminderung von Methanemissionen, zu höheren Stromerlösen.

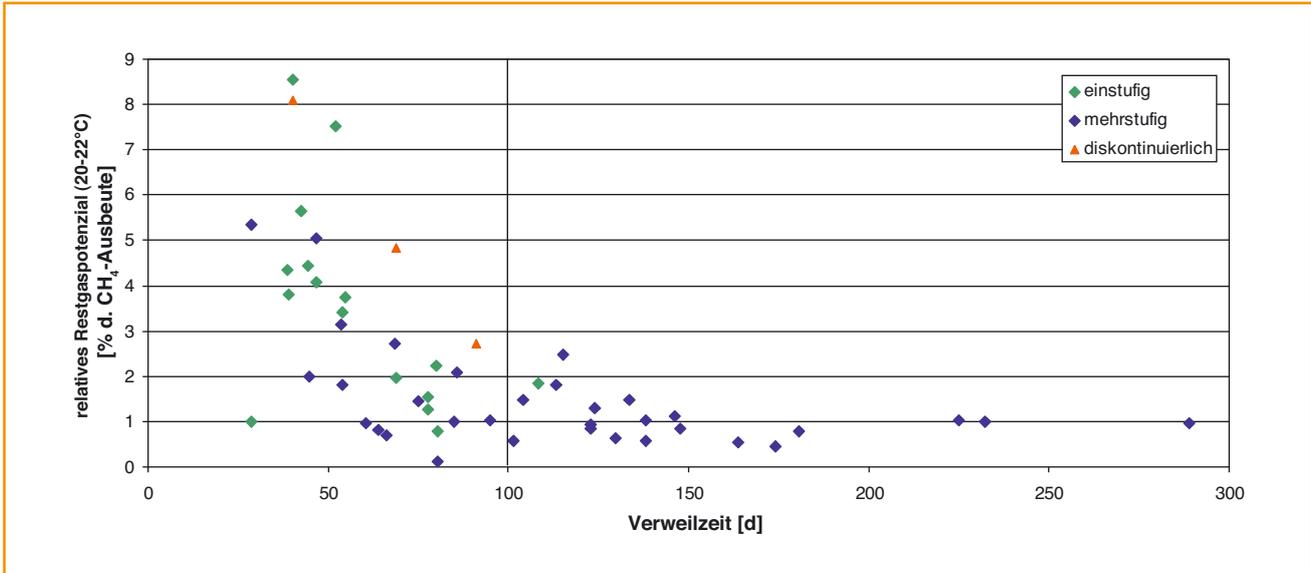


Abb. 6-46: Zusammenhang zwischen relativem Restgaspotenzial (20–22 °C) und der hydraulischen Verweilzeit

6.2.8 Gasverwertung

6.2.8.1 Jahresbetriebsstunden, theoretische Volllaststunden und el. Auslastung der BHKW

Als ein Hinweis auf die Effektivität des Anlagenbetriebs können die Jahresbetriebsstunden der BHKW herangezogen werden. Diese liegen für die 96 Aggregate der kontinuierlichen Biogasanlagen zwischen 4.332 und 8.725 h/a (BGA 56 zw. BGA 26). Bei vielen Anlagen mit mehreren BHKW ist ein Aggregat deutlich weniger in Betrieb als das andere; es dient vielmehr dem Abfangen von Spitzen in der Gasproduktion bzw. zum Überbrücken von Wartungszeiten der Haupt-BHKW (z. B. BGA 02, 24, 32). Dies hat den Vorteil, dass das Haupt-Aggregat stets unter Volllast betrieben werden kann und nicht wegen des Einsatzes eines überdimensionierten BHKW die meiste Zeit

in Teillast betrieben werden muss. Da die BHKW zwar ganzjährig in Betrieb sein können, wegen zu geringer Gasproduktion oder unzureichendem Gasspeichervolumen jedoch nicht stets unter Volllast sind, zeigt erst der Blick auf die theoretischen Volllaststunden, inwieweit auch die installierte Kapazität der BHKW ausgenutzt wird. Die theoretischen Volllaststunden erreichen Werte zwischen 3.639 und 8.616 h/a (BGA 56 bzw. BGA 38).

An der Häufigkeitsverteilung sowohl für die Jahresbetriebsstunden als auch für die theoretischen Volllaststunden ist zu erkennen, dass zwar 69% der BHKW über 8.000 h im Jahr in Betrieb sind, aber nur 41% der Aggregate auch Volllaststunden von über 8.000 h im Jahr erreichen (Abbildung 6-47).

Da viele Anlagen ein zweites oder drittes BHKW nur zum Abfangen von besonders hohen Gasproduktionspitzen einsetzen, gibt es Aggregate mit sehr geringen theoretischen Volllaststunden.

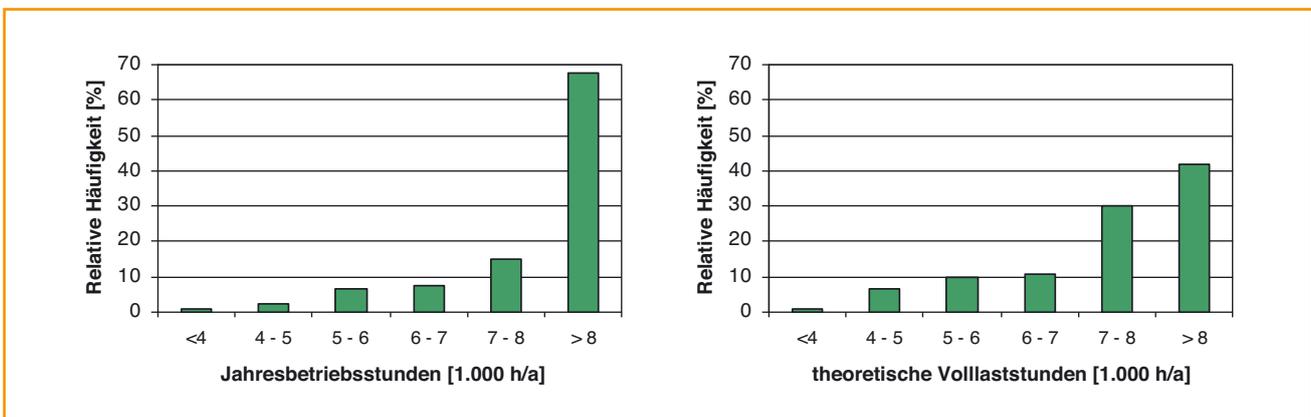


Abb. 6-47: Relative Häufigkeitsverteilung der Jahresbetriebsstunden (links) und der theoretischen Volllaststunden (rechts) aller BHKW-Aggregate



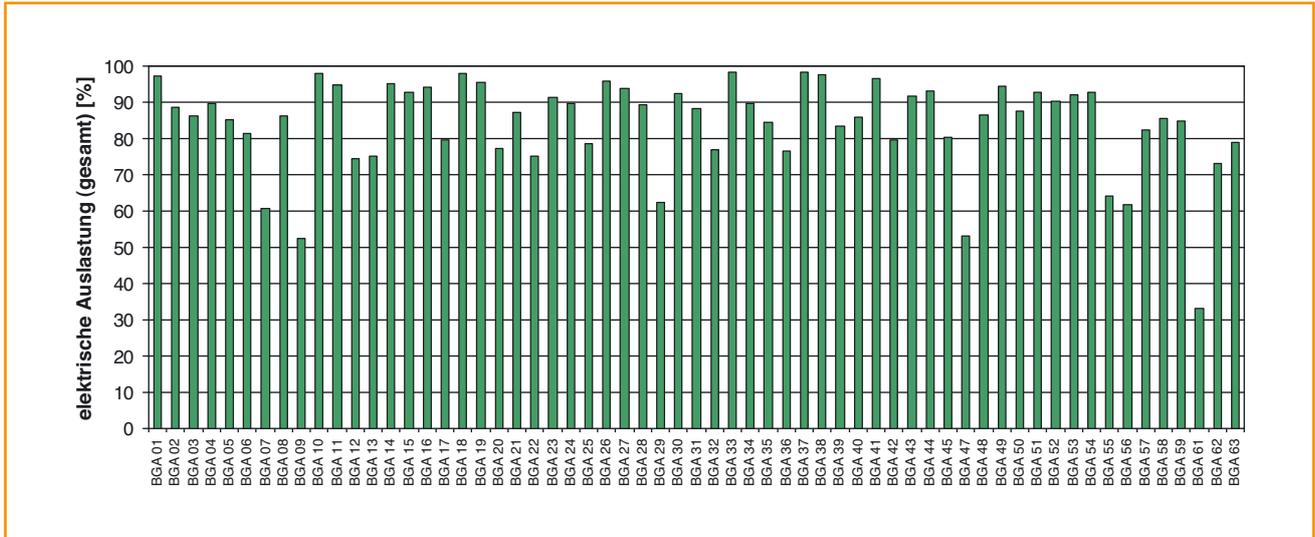


Abb. 6-48: Mittlere, elektrische Gesamt-Auslastung der Biogasanlagen

Da die theoretischen Volllaststunden qualitativ dasselbe aussagen wie die elektrische Auslastung, werden zur leichteren Vergleichbarkeit in Abbildung 6-48 die Auslastung, bereinigt um die Unterschiede zwischen den einzelnen BHKW-Aggregaten, für die gesamte elektrische Kapazität der Biogasanlagen dargestellt. Im Durchschnitt erreichen die bewerteten Anlagen eine Auslastung von 85 % (Tabelle 6-7).

17% aller Anlagen erreichen bereits eine el. Auslastung von über 95 % (Abbildung 6-49), allerdings liegen knapp 10% der untersuchten Anlagen unter 60% Auslastung. Die diskontinuierlich betriebene Garagenanlage 61 hat im Untersuchungszeitraum nur eine el. Auslastung von knapp über 30% zu ver-

zeichnen und damit den geringsten Wert (vgl. Kap. 6.2.10). Aufgrund erheblicher anlagentechnischer und biologischer Störungen und demzufolge einer starken Reduzierung der Substratzufuhr, erreichten BGA 09, 47 und 56 nur sehr geringe el. Gesamtauslastungen. Zur Art der aufgetretenen Störfälle vgl. Kap. 6.2.9.

Nur bei einem störungsarmen und reibungslosen Anlagenbetrieb ist es möglich die installierte Leistung auch nahezu vollständig auszunutzen. Zusätzlich ist eine richtige Dimensionierung der Biogasanlagen durch die planungsseitig vorgesehene Anlagenleistung die Grundlage für eine spätere hohe Auslastung der Gesamtkapazität.

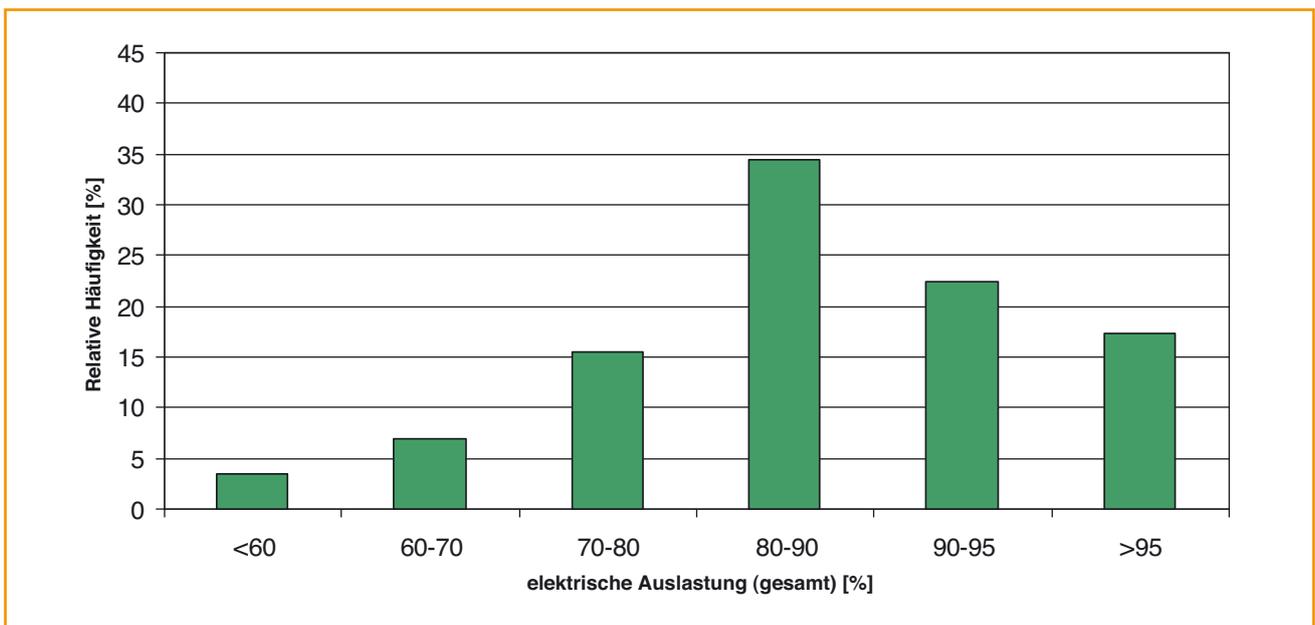


Abb. 6-49: Relative Häufigkeitsverteilung der Auslastung der gesamten elektrischen BHKW-Kapazität der Biogasanlagen

6.2.8.2 Elektrischer Wirkungsgrad

Der elektrische Wirkungsgrad wurde, im Gegensatz zu dem vom Hersteller angegebenen Wert, nicht gemäß DIN 6280 bestimmt. Deshalb wird der elektrische Wirkungsgrad im Datenblatt und auch in den vorliegenden Diagrammen mit einem * versehen, um darauf aufmerksam zu machen, dass die errechneten Werte nicht gemäß den DIN-Vorschriften bestimmt wurden. Es bleibt jedoch anzumerken, dass es sich, außer bei einem gerichteten Fehler bspw. durch falsch dimensionierte oder falsch eingebaute Gaszähler, bei nicht korrekt bestimmten Gastemperaturen oder nicht zutreffenden Umgebungsdrücken um so genannte zufällige Fehler handelt. Diese müssten sowohl zu höheren als auch zu geringeren Wirkungsgraden als den per DIN ermittelten führen.

Die elektrischen Wirkungsgrade liegen zwischen 30,5 und 42,4 % (BGA 35 bzw. BGA 23 BHKW 3, Ab-

bildung 6-50). Sehr niedrige Wirkungsgrade von ca. 30 % müssen kritisch betrachtet und immer im Zusammenhang mit der Methanausbeute beurteilt werden. Ist diese ebenfalls für die eingesetzte Substratmischung nicht realistisch und weicht zudem stark von der spez. Stromproduktion ab, so ist dies ein Indiz für eine nicht korrekte Gasmengenerfassung (vgl. Kap. 7). Eine korrekte Bestimmung des elektrischen Wirkungsgrads an Praxisanlagen gestaltet sich weiterhin als sehr schwierig, da die Messtechnik oft nicht auf die örtlichen Gegebenheiten angepasst ist.

Stellt man dem elektrischen Wirkungsgrad die elektrische Leistungsausnutzung gegenüber, so kann man nur bei den Zündstrahlmotoren einen Zusammenhang erkennen (Abbildung 6-51). Um diese gedachte Linie, welche zwischen 31 % Wirkungsgrad bei 70 % Leistungsausnutzung und 40 % Wirkungsgrad bei 100 % Leistungsausnutzung verläuft, liegen

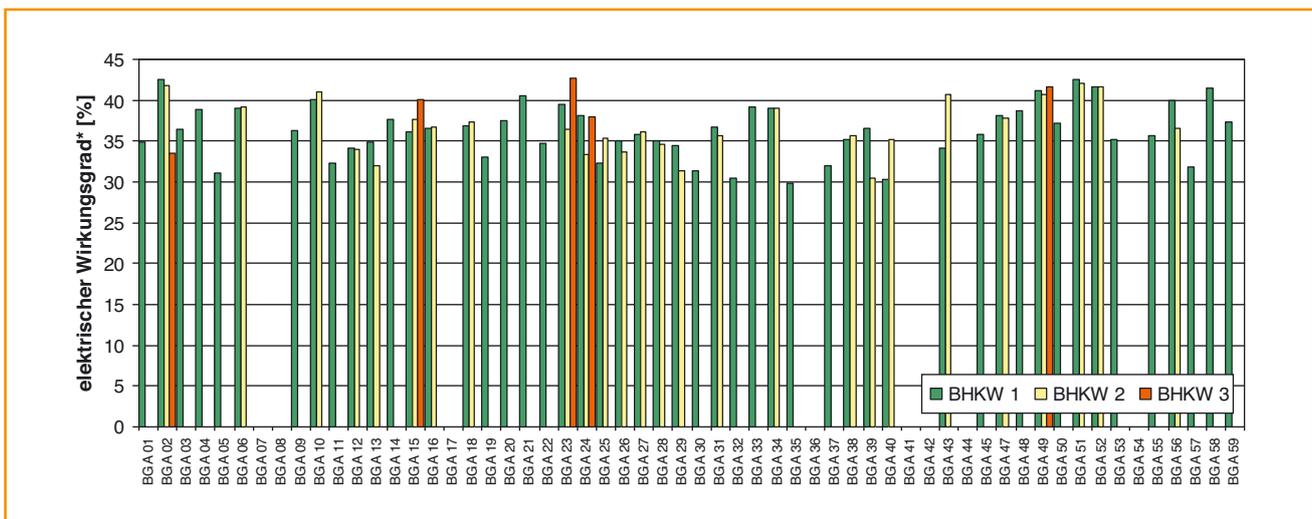


Abb. 6-50: Mittlerer elektrischer Wirkungsgrad* der BHKW

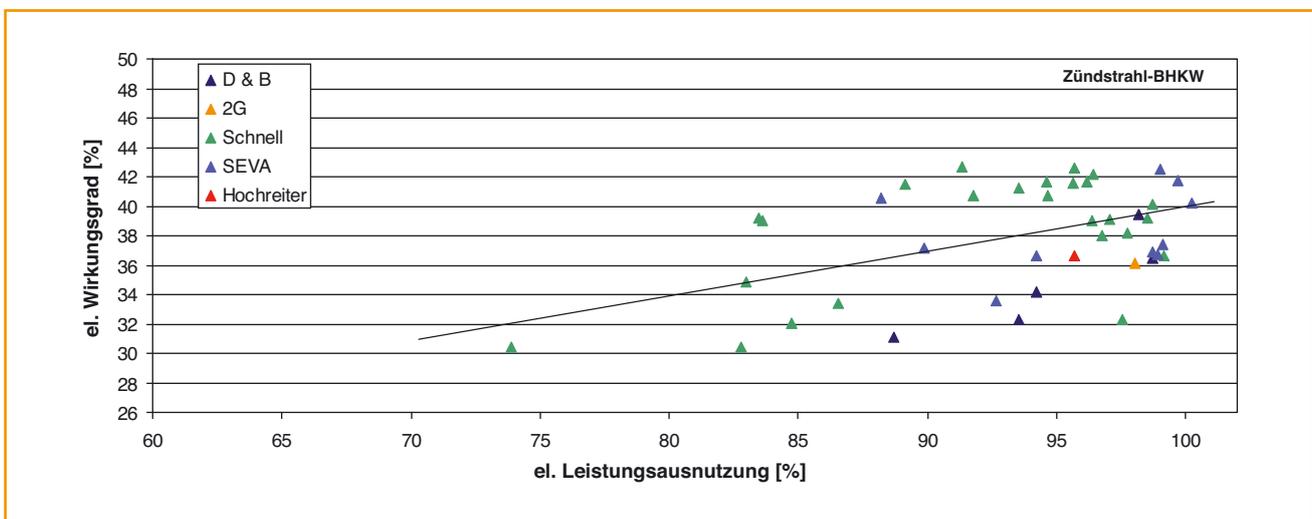


Abb. 6-51: Einfluss der elektrischen Leistungsausnutzung auf den elektrischen Wirkungsgrad, differenziert dargestellt für Zündstrahlmotoren der 5 häufigsten BHKW-Hersteller

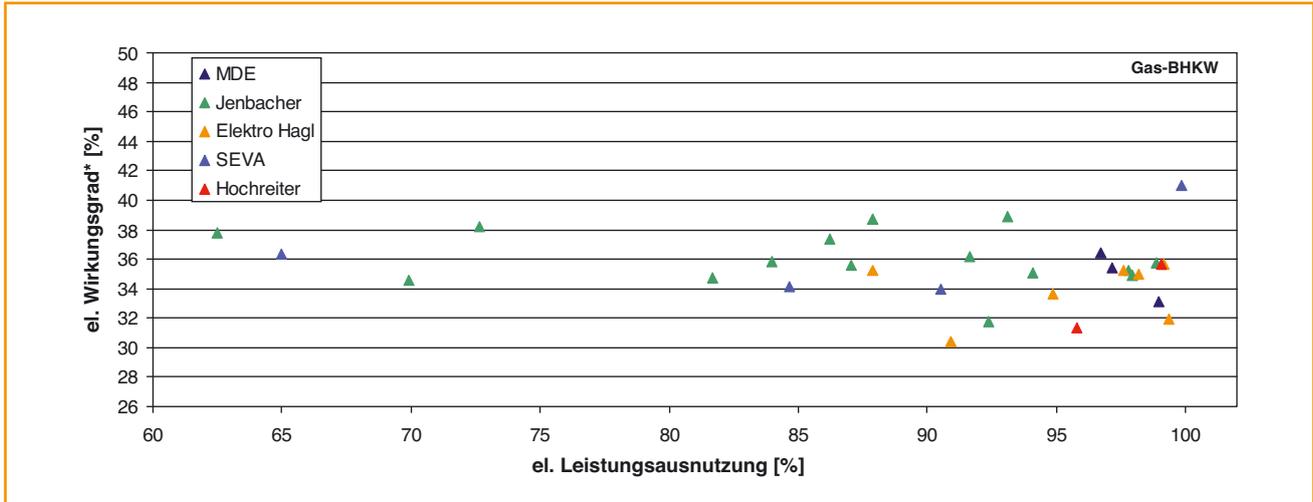


Abb. 6-52: Einfluss der elektrischen Leistungsausnutzung auf den elektrischen Wirkungsgrad*, differenziert dargestellt für Gasmotoren der 5 häufigsten BHKW-Hersteller

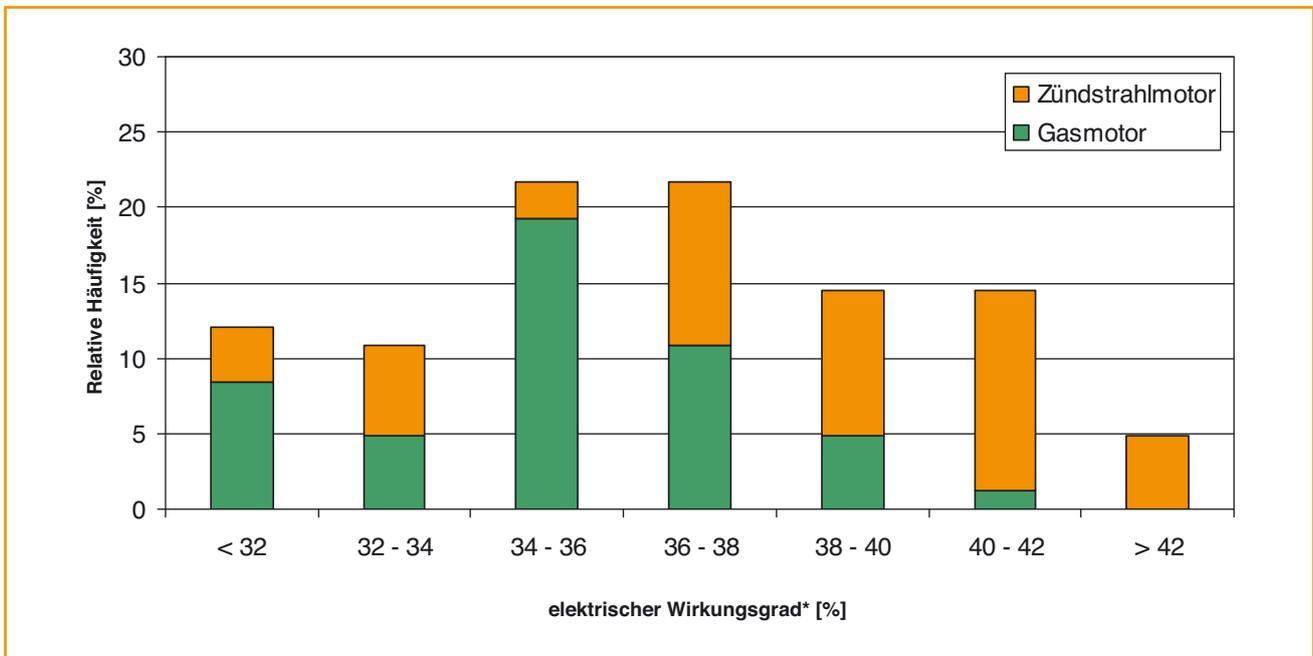


Abb. 6-53: Relative Häufigkeitsverteilung des elektrischen Wirkungsgrads* der BHKW

sehr viele Aggregate mit Wirkungsgraden, die teilweise sehr niedrig sind. Insbesondere jene unter 32% in einem Ausnutzungsbereich zwischen 85 und fast 95%, sind wohl eher auf eine falsche Gasvolumenmessung als auf tatsächliche Wirkungsgrade zurückzuführen. Auch im Bereich bei ca. 100% Leistungsausnutzung ergeben sich elektrische Wirkungsgradunterschiede von 10%-Punkten.

Die Gasmotoren erreichen bei den Wirkungsgraden nicht das Niveau der Zündstrahler (Abbildung 6-52). Hier ist auch kein Zusammenhang zwischen Leistungsausnutzung und Wirkungsgrad auszumachen. Nur ein Gasmotor erreicht einen Wirkungsgrad von über 40%, wohingegen einige Zündstrahlmotoren über 42% erreichen.

Die Häufigkeitsverteilung des elektrischen Wirkungsgrads muss entsprechend der oben gemachten Aussagen vorsichtig beurteilt werden (Abbildung 6-53). Der Unterschied zwischen Zündstrahl- und Gas-BHKW wird hier aber auch noch einmal besonders deutlich.

10% der BHKW erreichen maximal 32%. Über 20% der BHKW können aber bereits Wirkungsgrade von über 40% erreichen. Ca. 60% der BHKW erreichen Wirkungsgrade zwischen 34 und 40%. Sehr schlechte Wirkungsgrade können auch mit häufigem Ein- und Ausschalten in Verbindung stehen. Die dafür notwendigen Dokumentation der Anzahl an Anschaltvorgängen wurde jedoch anlagenseitig nur in wenigen Fällen dokumentiert, sodass keine weiteren

Aussagen getroffen werden können. Da der Wirkungsgrad eine wichtige Größe im Erreichen einer guten Stromausbeute ist, sollte diesem bei der Anlagenplanung und im späteren Anlagenbetrieb ein hoher Stellenwert eingeräumt werden. Ein kontinuierlicher BHKW-Betrieb unter Volllast und eine regelmäßige Wartung tragen dazu bei, dass ein hoher Wirkungsgrad erreicht wird.

6.2.8.3 Zündöleinsatz

Der Zündölanteil liegt bei 43 Zündstrahl-Aggregaten zwischen 3,8 und 18 % des gesamten Energieinputs (BGA 15 BHKW 3, bzw. BGA 50). Der hohe Anteil des BHKW der Anlage 50 rührt daher, dass die Anlage zu Beginn des Beobachtungszeitraumes zunächst sehr viel Zündöl (bis zu 25 %) verbraucht hat. In den letzten Wochen konnten die Betreiber den Zündölverbrauch aber auf ca. 12 % senken.

An der Häufigkeitsverteilung ist zu erkennen, dass die Mehrheit unter 11 % Zündölanteil (70 % der Anlagen) bleibt, aber 7 % mehr als 15 % einsetzen müssen (Abbildung 6-54). Dabei handelt es sich nicht nur um Nebenaggregate, welche wie bei BGA 02 wegen ihres unregelmäßigen Einsatzes einen derart hohen Zündölbedarf haben, sondern auch um die Hauptaggregate (z. B. BGA 02, BGA 21).

Der Zündölanteil liegt im Durchschnitt bei 9,2 %. Im Hinblick auf die Zündölkosten, sollte jedoch ein Zündölanteil weit unter diesem Wert erreicht werden. Ein mittlerer Zündölpreis von ca. 0,51 €/Liter während des Untersuchungszeitraumes ist wegen

der hohen Einspeisevergütung derzeit noch mit zusätzlichen Einnahmen verbunden. In der ökonomischen Bewertung wird gezeigt, bei welchen Preisen sich die Nutzung von Zündöl negativ auswirkt (Kap. 6.3.4.5).

Angesichts des voraussichtlich steigenden Ölpreises ist es einerseits folgerichtig, dass immer mehr BHKW mit Gas-Motoren ausgestattet werden, um die Kostenseite zumindest von Zündölkosten, frei zu halten. Andererseits ist der Zwang zum Einsatz von pflanzlichen Zündöl für die BHKW ab 2007 angesichts der vorliegenden Zahlen unbedingt gerechtfertigt.

6.2.8.4 Energieproduktion

Die Energieproduktion kann nur für die Stromseite dargestellt werden, da bei keiner Anlage eine messtechnische Erfassung der produzierten Wärme vorhanden war.

Die tatsächliche Stromproduktion zeigt erwartungsgemäß eine Abhängigkeit von der installierten elektrischen Leistung der Anlagen, wenn auch vereinzelt deutlich geringere Strommengen erzielt werden als theoretisch möglich wären (Abbildung 6-55). Die potenzielle Stromproduktion errechnet sich dabei aus der mittleren Nennleistung im Dauerbetrieb (168 h/Woche).

BGA 47 und 56 weisen eine sehr hohe potenzielle Stromproduktion von bis zu 350 bzw. 220 MWh/Woche auf. Davon werden nur ca. 50 % bzw. 60 % erreicht. Durch die Darstellung der spezifischen Stromproduktion pro Tonne zugeführten Substrats wird

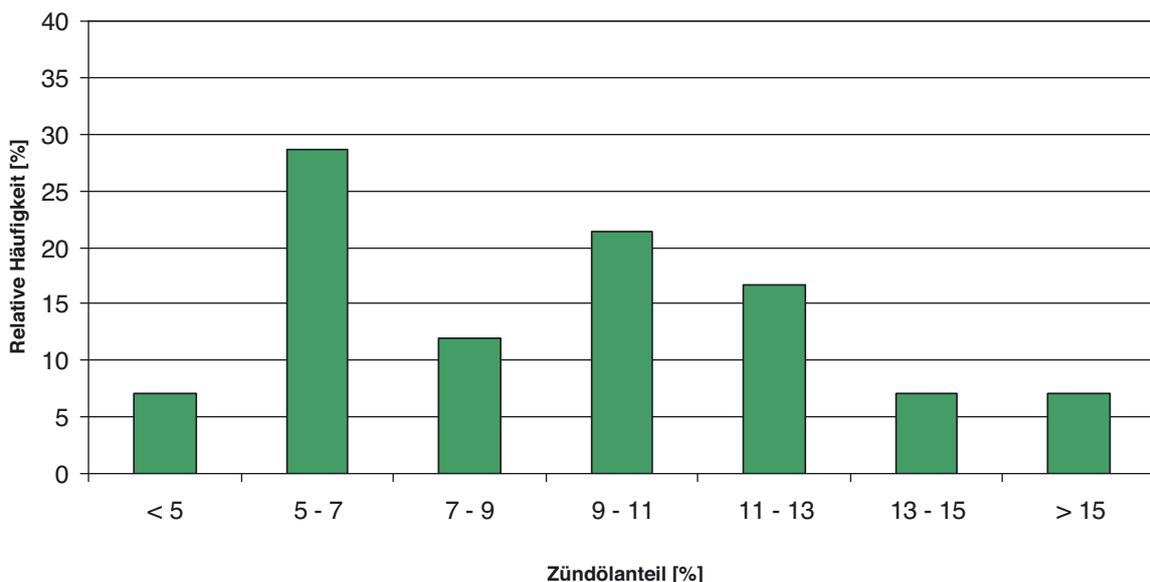


Abb. 6-54: Relative Häufigkeitsverteilung des Zündölanteils der Zündstrahl-BHKW



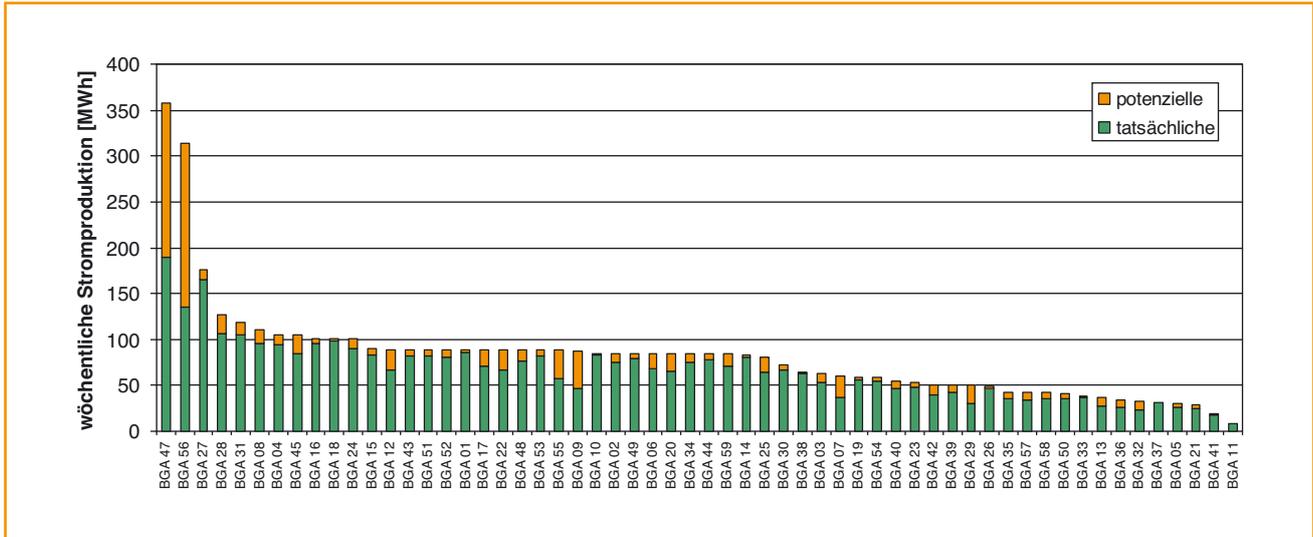


Abb. 6-55: Mittlere, potenzielle und tatsächliche wöchentliche Stromproduktion, in Reihenfolge der durchschnittlich installierten Leistung

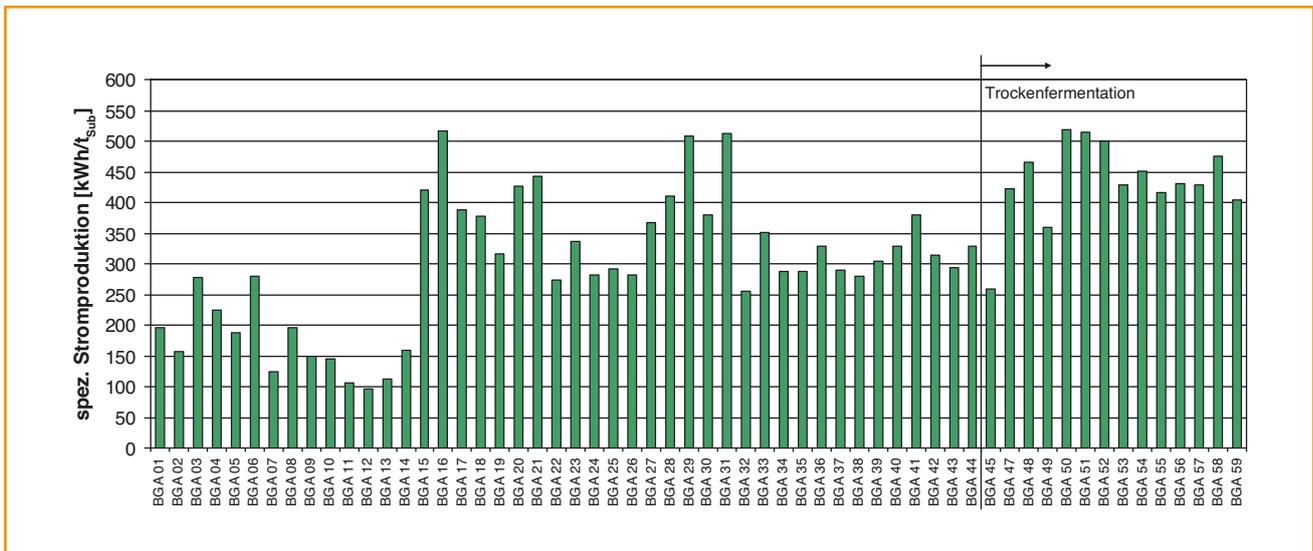


Abb. 6-56: Mittlere spezifische Stromproduktion pro Tonne zugeführtem Substrat

die sehr unterschiedliche Qualität der in den Biogasanlagen verarbeiteten Substratmischungen deutlich (Abbildung 6-56).

Während die Anlagen mit einem hohen Gülleanteil nur zwischen 100 (BGA 12) und 275 kWh (BGA 03) pro Tonne Substrat produzieren, erreichen jene Anlagen mit geringem Gülleanteil mindestens 250 kWh/t_{sub} bis maximal 520 kWh/t_{sub} (BGA 50). Ein wichtiger Vorteil am Parameter der spezifischen Stromproduktion ist die Tatsache, dass die Werte nicht durch fehlerhafte Messtechnik verfälscht sind, wie es vor allem bei der Betrachtung der Gasausbeuten der Fall sein kann (vgl. Kapitel 6.2.6).

Der Unterschied in der spezifischen Stromproduktion liegt vor allem im unterschiedlichen oTR-Gehalt der Substratmischungen begründet (Abbildung 6-57). Dabei sind die spezifischen Stromerträge

ge der einstufigen Biogasanlagen bei hohen oTR-Gehalten etwas geringer als bei mehrstufigen Anlagen mit vergleichbarer Substratqualität.

Für einen Vergleich der Biogasanlagen wird die Stromproduktion pro t oTR dargestellt (Abbildung 6-58). Die diskontinuierliche Garagenanlage BGA 61 erreicht eine spez. Stromproduktion von nur 383 kWh/t_{oTR}, während BGA 31 mit 1.646 kWh/t_{oTR} die höchste Stromausbeute verzeichnet (siehe auch Tabelle 6-7).

Auffällig ist, dass alle TF-Anlagen mindestens 1.250 kWh/t_{oTR} erreichen, wohingegen viele mit hohen Gülleanteilen betriebene Anlagen der nordöstlichen Region deutlich unter diesem Wert bleiben (Abbildung 6-58). Die Ergebnisse lassen vermuten, dass Anlagen mit hohen Gülleanteilen durch den sehr hohen Substratumsatz eine ineffizientere Sub-

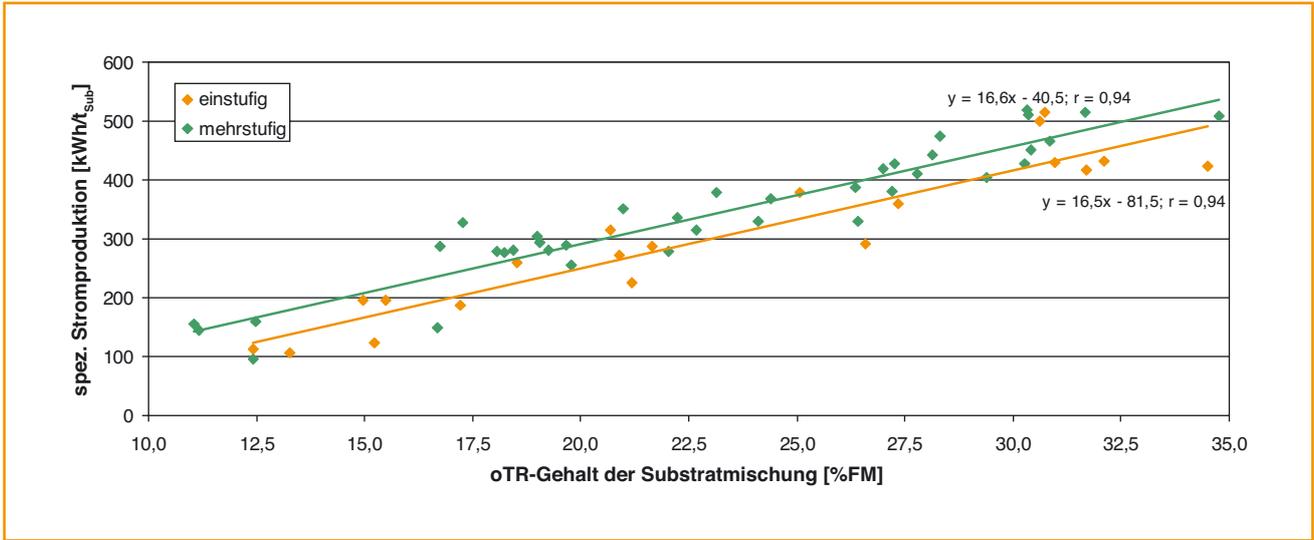


Abb. 6-57: Zusammenhang zwischen oTR-Gehalt der Substratmischung und der spezifischen Stromproduktion, differenziert dargestellt für ein- und mehrstufige Biogasanlagen

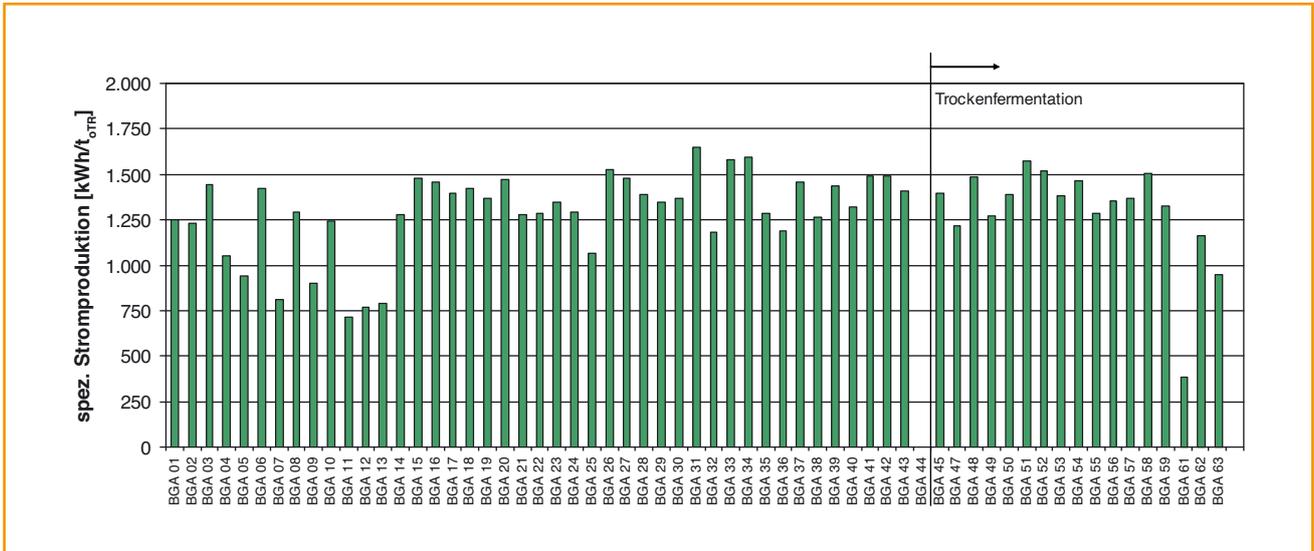


Abb. 6-58: Spezifische Stromproduktion der Biogasanlage pro t oTR

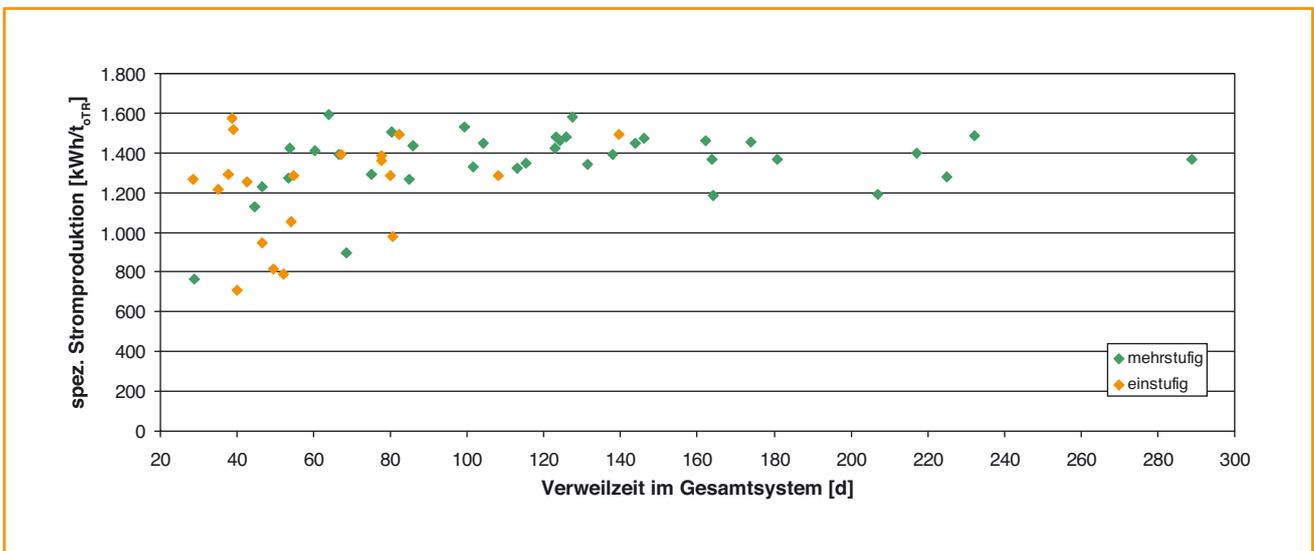


Abb. 6-59: Zusammenhang zwischen spezifischer Stromproduktion pro t oTR und der Verweilzeit im Gesamtsystem



stratausnutzung aufweisen. In Abbildung 6-59 wird deutlich, dass die einstufigen Anlagen mit kurzen Verweilzeiten geringere Stromausbeuten erzielen. Der Einfluss der Verweilzeit auf die Effizienz der Substratausnutzung wird in Kap. 6.2.7 bei den Ausführungen zum Restgaspotenzial und in Kap. 7 in einer vergleichenden Bewertung aller Anlagen weiter ausgeführt.

6.2.8.5 Wärmenutzung

Um trotz der nicht vorhandenen Erfassung der Wärmeproduktion eine Aussage über den Anteil, den die genutzte Wärme an der produzierten Wärme hat,

treffen zu können, wurde auf die unter Volllast theoretisch nutzbare Wärmeproduktion (entsprechend der installierten thermischen Nennleistung) zurückgegriffen. Daraus ergibt sich die theoretische Auslastung durch Fremdnutzer sowie durch den Biogasprozess. In den Fällen, in denen die BHKW nicht unter Volllast betrieben werden konnten, sind diese Werte demnach geringer als die Auslastung der tatsächlichen realisierten Wärmeproduktion.

Entsprechend der sehr unterschiedlichen Nutzungspfade (Abbildung 6-8, Kap 6.1.4) werden auch sehr unterschiedliche Wärmemengen an Fremdnutzer abgegeben. Die Anteile an der theoretisch verfügbaren Wärmemenge liegen zwischen 1,5 und 67% (BGA 55 und BGA 01/43, Abbildung 6-60). Die sie-

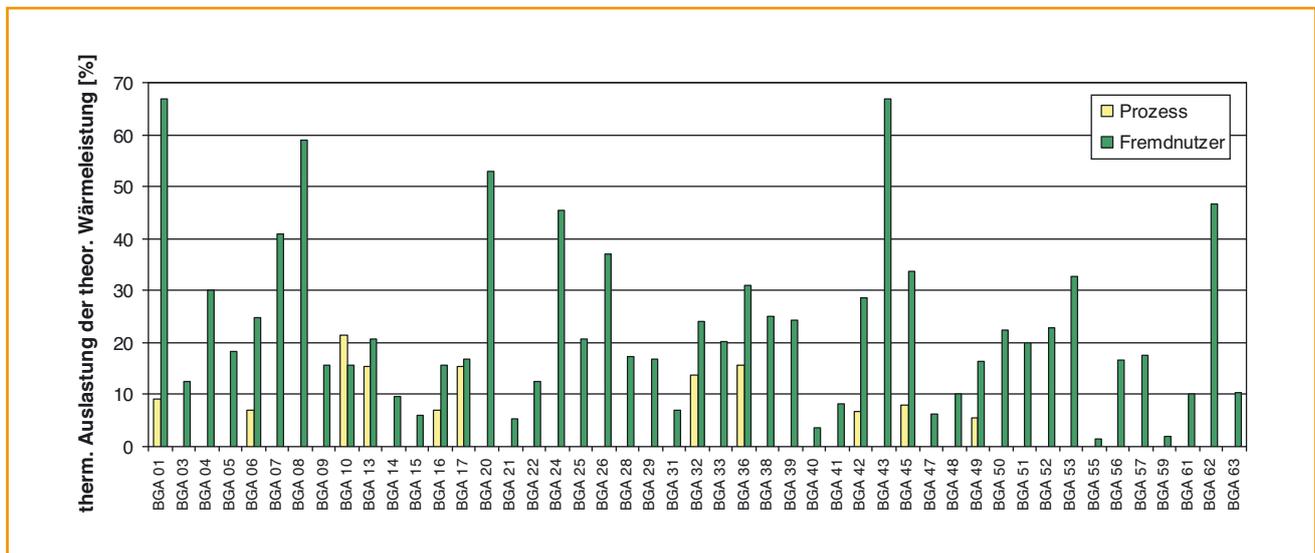


Abb. 6-60: Theoretische Auslastung der installierten Wärmeleistung durch Fremdnutzer und Prozesswärmerzeugung

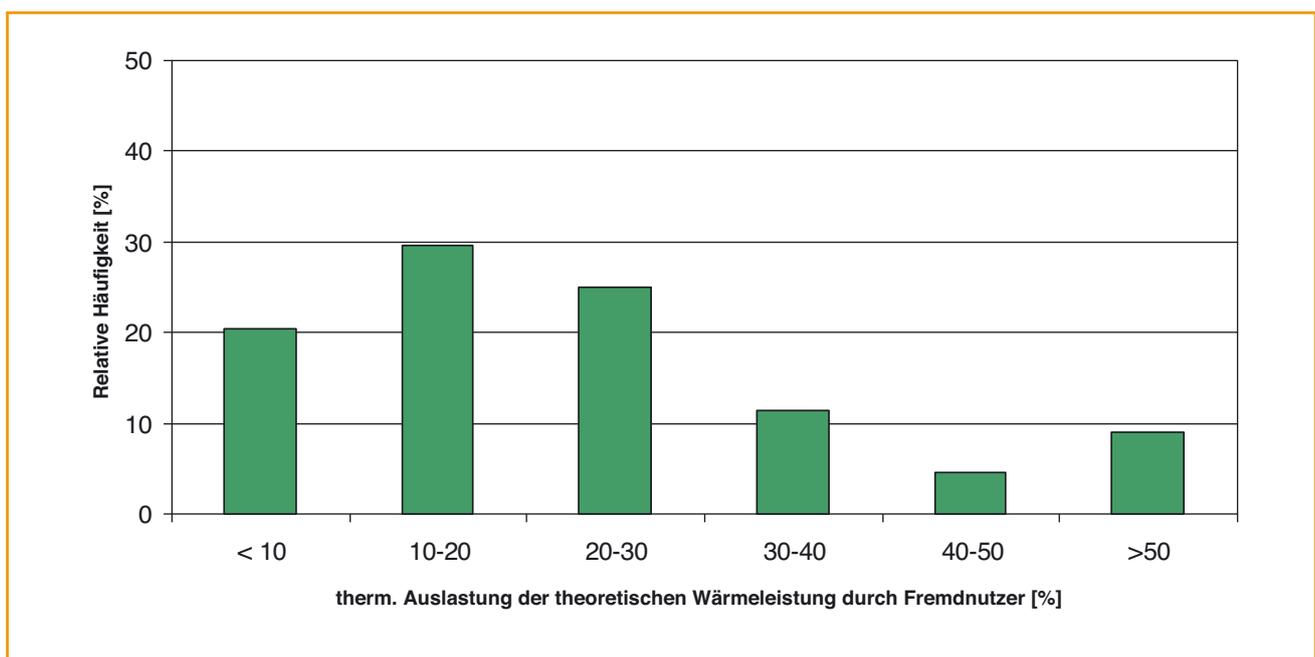


Abb. 6-61: Relative Häufigkeitsverteilung der thermischen Auslastung der theoretischen Wärmeleistung durch Fremdnutzer

ben Anlagen mit über 40 % genutzter Wärme (BGA 01, 07, 08, 20, 24, 43 und 62) weisen ein sehr umfassendes Wärmekonzept auf.

BGA 01 und 43 nutzen die produzierte Wärme ausschließlich in Wirtschaftsgebäuden und Privathäusern und erreichen damit die höchste Wärmearauslastung. Bei BGA 07 ist eines der beiden BHKW an eine Fernwärmeleitung angeschlossen, die Wärme von BGA 24 versorgt mehrere Wohnhäuser. BGA 62 ist an ein Nahwärmenetz angeschlossen und versorgt Wohnhäuser im nahe gelegenen Dorf.

Dass die Biogasanlagen von einer vollständigen Wärmenutzung noch weit entfernt sind, zeigt auch die Häufigkeitsverteilung in Abbildung 6-61. Knapp über 20 % der Anlagen verwerten nur bis zu 10 % der potentiell verfügbaren Wärme bei Fremdnutzern. 25 % der Anlagen erreichen hingegen schon eine theoretische Auslastung von über 30 %.

Die thermische Auslastung durch benötigte Prozesswärme (Eigenwärmebedarf), gemessen an 10 Anlagen, liegt zwischen 5,5 und 21,5 % (BGA 49 und BGA 10, Abbildung 6-60). Damit spielt der Eigenverbrauch der Anlage in Bezug auf die Wärme keine Rolle, da für die vorhandenen Fremdnutzer genug Wärme zur Verfügung steht. Die vorhandenen Potenziale werden kaum ausgeschöpft und große Anteile der erzeugten Wärme werden letztlich ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Die Wärmenutzung erfolgt in den meisten Fällen nur ungenügend aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit oder zu hoher Verluste beim Wärmetransport über lange Strecken. Angesichts dieser Tatsache, erscheint die Intensivierung der Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz als sinnvolle Alternative, um das Biogas energetisch effektiv zu nutzen. Ein anderer Weg besteht in der Einspeisung des nur getrockneten und entschwefelten Biogases in ein Mikrogasnetz und

dessen Verwertung in einem BHKW, am Ort der Wärmenutzung.

6.2.8.6 Eigenstrombedarf

Der Eigenstrombedarf (Abbildung 6-62) konnte bei 46 Anlagen erfasst werden.

Er liegt zwischen 5,0 (BGA 50/63) und 20,6 % (BGA 09) des produzierten Stroms, im Durchschnitt bei 7,9 % (Abbildung 6-62). Der mit Abstand höchste Eigenbedarf der Anlage BGA 09 ist auf den Einsatz des Extruders zur Vorzerkleinerung des Substrats zurückzuführen. Zudem lag die BHKW-Auslastung nur bei 52 %, sodass der Eigenstrombedarf im Bezug zum produzierten Strom höher ausfällt. Ähnliches gilt für BGA 36 mit einem Eigenstrombedarf von ca. 13 %.

Betrachtet man den spezifischen Eigenstrombedarf pro t Substrat, so fällt auf, dass die Anlagen der nordöstlichen Region mit hohen Gülleanteilen geringere Werte aufweisen (Abbildung 6-63). Den geringsten Eigenstromverbrauch hat dabei Anlage 07 mit 7,4 kWh/t_{sub}. BGA 31 und 48 erreichen die höchsten Werte mit ca. 47 kWh/t_{sub}. Den Zusammenhang zwischen spez. Eigenstrombedarf und Gülleanteil zeigt Abbildung 6-64. Der Strombedarf pro t zugeführtem Substrat nimmt mit zunehmenden Gülleanteil ab. Hier spielen der deutlich höhere Substratdurchsatz und ein geringerer Einsatz von Feststoffen eine Rolle. Zudem sind die Ansprüche an die Rührleistung bei niedrigen TR-Gehalten deutlich geringer. Im Durchschnitt werden ca. 26 kWh pro t zugeführtem Substrat aufgewendet (Tabelle 6-7).

In Tabelle 6-7 sind wichtige mittlere, minimale und maximale Werte zur Gasverwertung noch einmal zusammenfassend dargestellt.

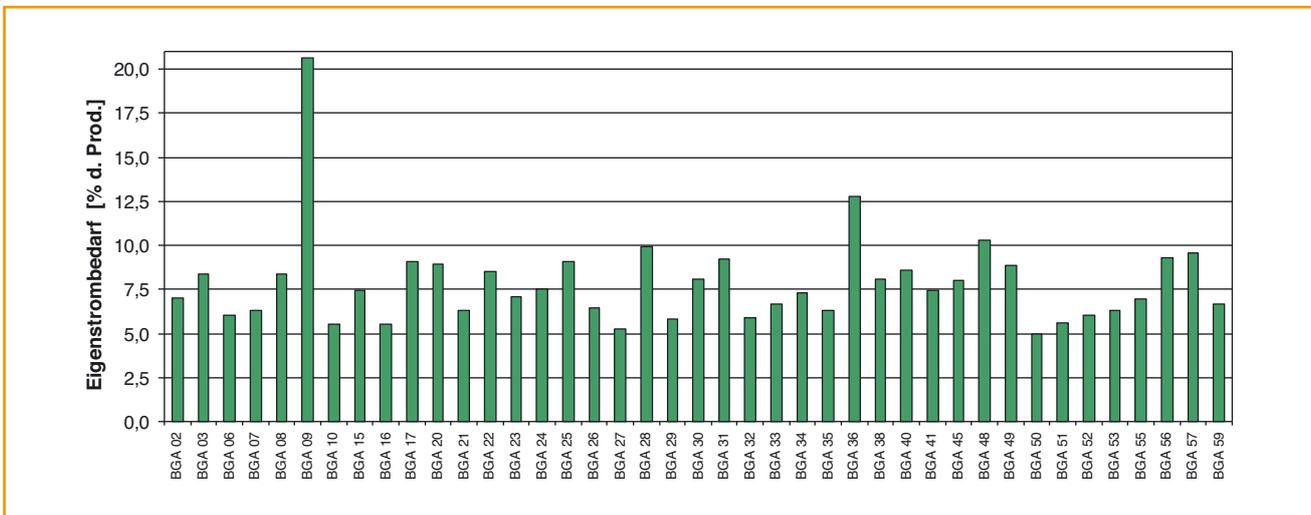


Abb. 6-62: Eigenstrombedarf der Biogasanlagen, die eine entsprechende Messtechnik installiert haben

Ergebnisse des Biogas-Messprogramms

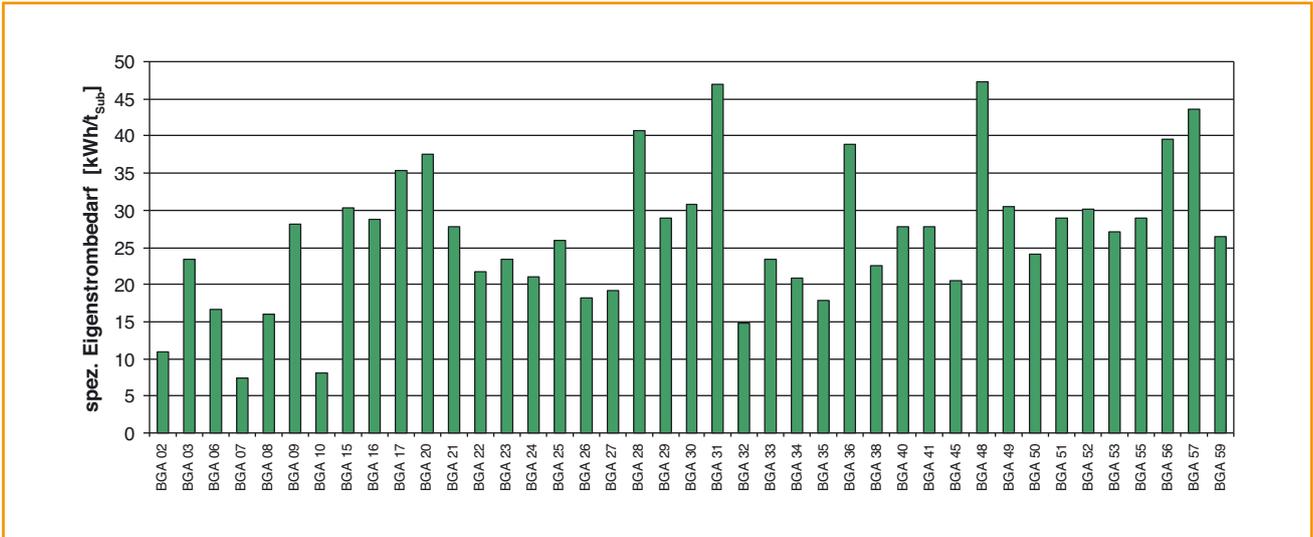


Abb. 6-63: Spezifischer Eigenstrombedarf der Biogasanlagen, die eine entsprechende Messtechnik installiert haben

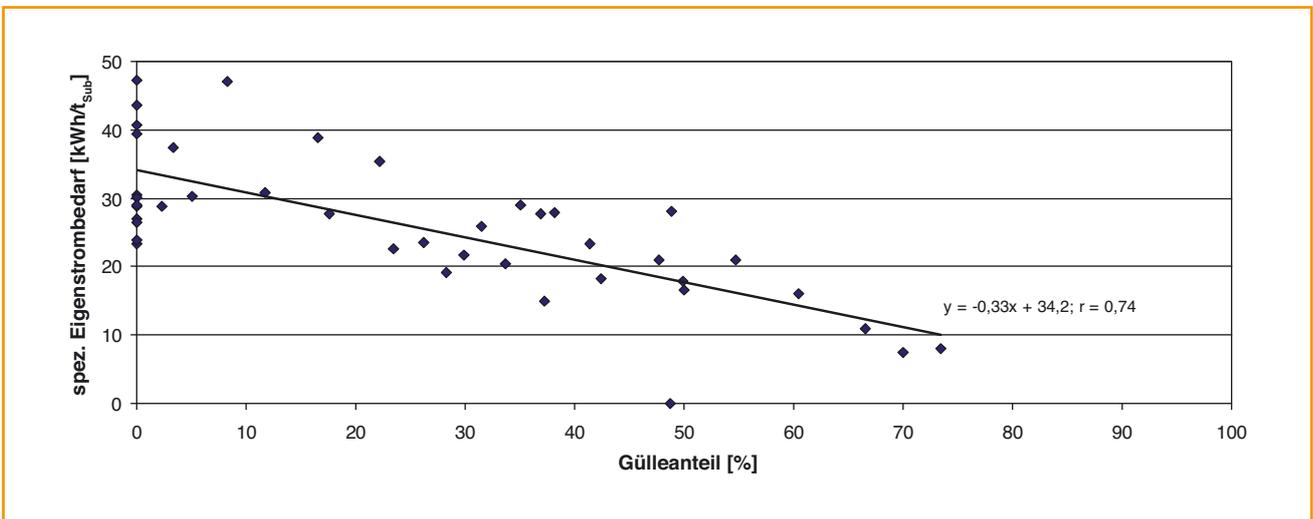


Abb. 6-64: Zusammenhang zwischen dem spez. Eigenstrombedarf und dem Gülleanteil an der Substratmischung

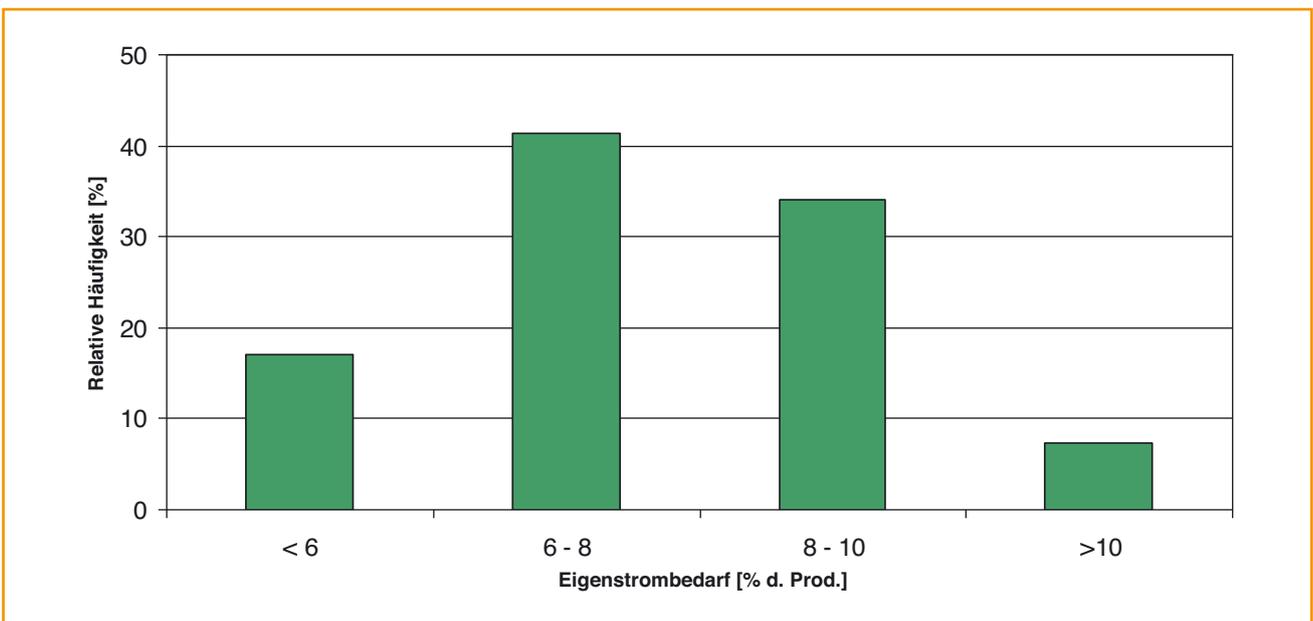


Abb. 6-65: Relative Häufigkeitsverteilung des Eigenstrombedarfs

Gasverwertung		Mittelwert	Min.	Max.
el. Auslastung	[%]	85	52	98
th. Auslastung	[%]	23	2	67
Wirkungsgrad	[%]	36,5	30,5	42,4
Verstromungsfaktor	[kWh _{el} /Nm ³ BG]	1,9	1,6	2,2
spez. Stromproduktion pro t oTR	kWh/t _{oTR}	1.296	629	1.646
spez. Stromproduktion pro t Substrat	kWh/t _{Sub}	325	95	519
Eigenstrombedarf	[% d. Prod.]	7,9	5,0	20,6
spez. Eigenstrombedarf	[kWh/t _{Sub}]	26,3	7,4	47,3
Eigenwärmebedarf (theor. Ausl.)	[%]	11,5	5,5	21,5

Tab. 6-7: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zur Gasverwertung der kontinuierlichen Biogasanlagen

6.2.9 Arbeitszeitbedarf

Der Zeitbedarf für den regulären Anlagenbetrieb ist sehr unterschiedlich und beträgt zwischen 5,3 und 46 h pro Woche (BGA 31 bzw. BGA 56, Abbildung 6-66). Die teilweise sehr geringen Werte für den Arbeitsaufwand (Tabelle 6-9) sind kritisch zu betrachten. Hier sei angemerkt, dass die Betreiber das Auftreten von Störungen und die Anzahl der Stunden für Routinearbeiten nach ihrer eigenen Einschätzung notiert haben. Die Richtigkeit dieser Angaben konnte nur begrenzt überprüft werden. Die Betreiber der Anlagen 25, 44, 47 und 58 machten keine Angaben zum Arbeitsaufwand. Bei BGA 04 konnte ausschließlich der Arbeitszeitbedarf zur Störungsbeseitigung ermittelt werden.

BGA 03, 17, 24, 02 und 56 werden mit einem sehr hohen Stundenaufwand von einer Arbeitskraft (mind. 40 h/Woche) betrieben.

Die Routinearbeiten werden unterteilt in Wartung, Substratbereitstellung, Datenerfassung und Kontrollgang (Abbildung 6-67 und Tabelle 6-8). Ins-

gesamt werden für die Substratbereitstellung im Durchschnitt 9,3 h/Woche aufgewendet, aber auch der Kontrollgang nimmt mit 4,4 h/Woche sehr viel Zeit in Anspruch. Im Durchschnitt müssen für Routinearbeiten 19,6 h pro Woche aufgewendet werden.

Der Arbeitsaufwand zur Störungsbeseitigung liegt mit Werten zwischen 0,1 und 10,7 h/Woche (Ø 2,8 h/Woche) (Tabelle 6-9) deutlich unter dem für Routinearbeiten. Den höchsten Aufwand weist hier BGA 24 auf, dessen Betrieb durch sehr viele kleine und auch einige größere Störungen gekennzeichnet war (Abbildung 6-66). Vor allem das BHKW und die Rührwerke führten zu dem hohen Stundenanfall, wobei der hohe Anteil der Rührwerke auf eine umfassende Reparatur in Kalenderwoche 28 zurückzuführen ist, in der 230 Arbeitsstunden anfielen. 14 Anlagen notierten keinerlei Störungen, was vor allem bei BGA 17 sehr unrealistisch ist, da diese Anlage massive Rührprobleme und Prozessstörungen aufwies, sodass anzunehmen ist, dass die Störungsbeseitigung teilweise bereits in den Routinearbeiten enthalten ist.

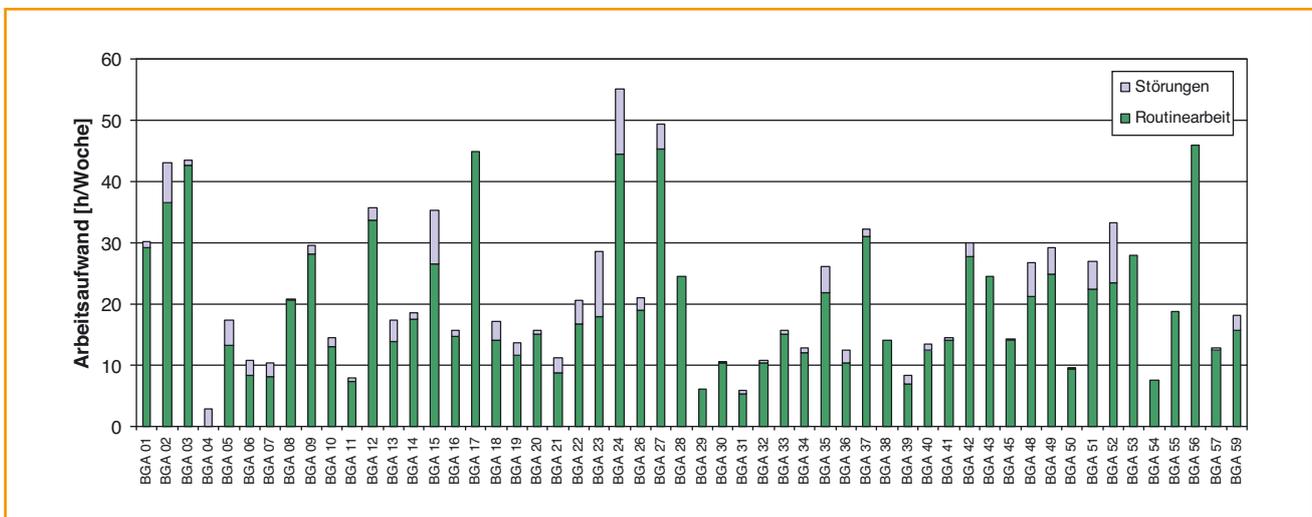


Abb. 6-66: Mittlerer, wöchentlicher Arbeitszeitbedarf für Routinearbeiten und zur Störungsbeseitigung

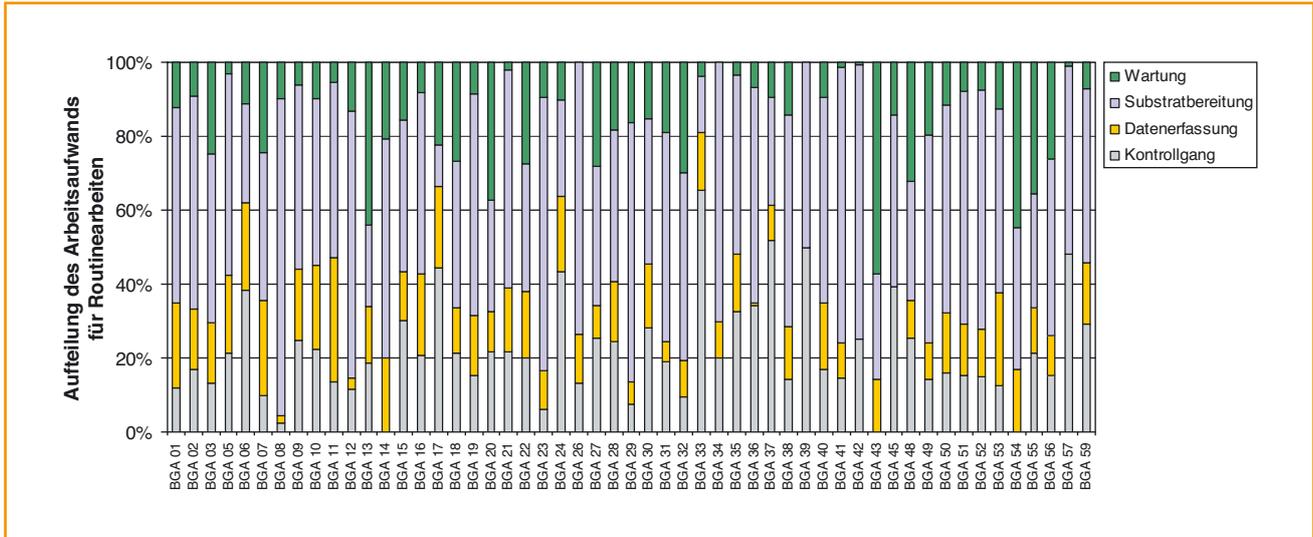


Abb. 6-67: Relative Aufteilung der wöchentlichen Routinearbeiten

Routinearbeiten		Mittelwert	Min.	Max.
Kontrollgang	[h/Woche]	4,4	0,0	20,0
Datenerfassung	[h/Woche]	2,7	0,0	9,9
Substratbereitstellung	[h/Woche]	9,3	2,2	24,4
Wartung	[h/Woche]	3,2	0,0	14,0
Routinearbeiten (gesamt)	[h/Woche]	19,6	5,3	46,0

Tab. 6-8: Zusammenstellung des mittleren, minimalen und maximalen Arbeitsaufwandes für Routinearbeiten



Trotz der inzwischen langjährigen Erfahrung mit der Verwertung von Biogas, treten an den BHKW immer noch sehr viele Störungen auf, die bis zu 100 % des Arbeitsaufwands zur Störungsbeseitigung darstellen (Ø 41 %, Abbildung 6-68). Bis auf jene Anlagen, die grundsätzlich keine Störungen dokumen-

tiert haben, zeigen nur zwei Anlagen keine Probleme mit den BHKW. Somit sind Störungen am BHKW die häufigste Ursache für Reparaturarbeiten und stellen durchschnittlich den höchsten Stundenaufwand von 1 h/Woche aller Störungen dar.

Neben dem BHKW sind die drei arbeitsintensivsten Störungen jene am Feststoffeintrag, an den Rührwerken und an den Pumpen, die im Durchschnitt zusammen 43 % des Arbeitsaufwands zur Störungsbeseitigung stellen. Diese sind zumeist darauf zurückzuführen, dass das Gärsubstrat in den Fermentern eine hohe Viskosität aufweist oder lange Fasern (z. B. Grassilage) bereits im Feststoffbesicker zur Brückenbildung führen. Bei den Anlagen BGA 09 und 47 wirkten sich die Störungen am Feststoffbesicker durch die Reduzierung der Fütterung sogar deutlich auf die elektrische Auslastung aus (vgl. Kap. 6.2.8.1). Es kam zu einem hohen Verschleiß an den Schnecken

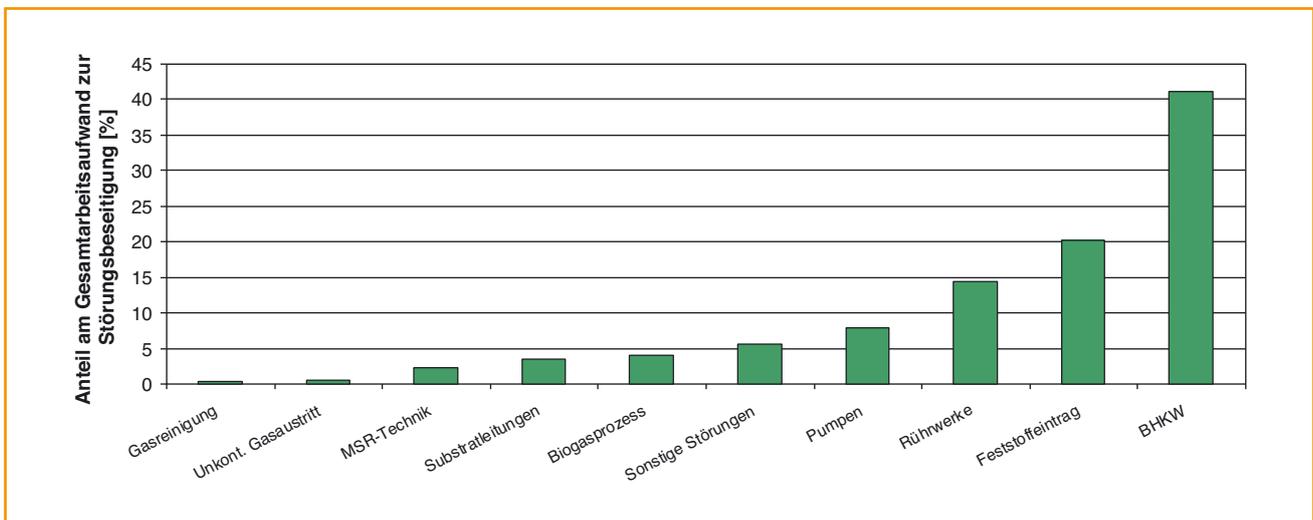


Abb. 6-68: Mittlerer Anteil der einzelnen Störungen am Gesamtarbeitsaufwand zur Störungsbeseitigung und rel. Häufigkeit des Auftretens der einzelnen Störungen

Arbeitsaufwand		Mittelwert	Min.	Max.
Routinearbeiten	[h/Woche]	19,6	5,3	46,0
Störungsbehebung	[h/Woche]	2,8	0,1	10,7
Arbeitsaufwand (gesamt)	[h/Woche]	22,4	5,9	55,1
spez. Arbeitsaufwand (gesamt)	[h/(kW _{el} a)]	2,9	0,4	8,9

Tab. 6-9: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zum Arbeitsaufwand

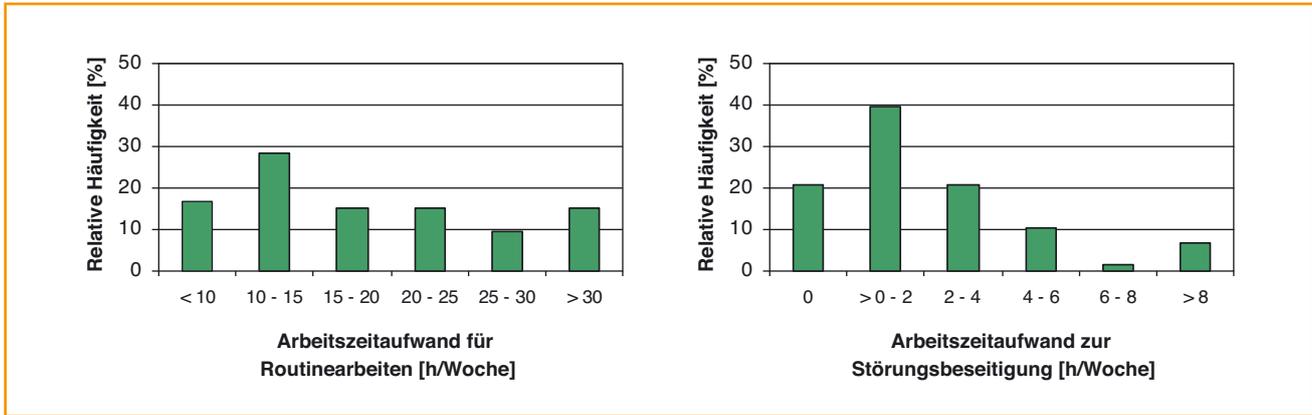


Abb. 6-69: Relative Häufigkeitsverteilung des Arbeitsaufwands für Routinearbeiten (links) und zur Störungsbeseitigung (rechts)

und bei BGA 47 zu mehreren Schneckenbrüchen. Zusätzliche Störfälle wurden bei diesen Anlagen auch durch zu gering dimensionierte Pumpen und Rohrleitungen verursacht.

Generell ist die Anlagentechnik bisher noch nicht optimal auf die veränderten Substratbedingungen abgestimmt. Bei BGA 17 führte dies beispielsweise zu einer Verdoppelung der installierten Rührleistung, weil die ursprünglich geplante Rührleistung völlig ungenügend war. Andere Störungen, wie jene an den Substratleitungen oder der MSR-Technik fielen im Zeitaufwand kaum ins Gewicht. Störungen bei der Gasreinigung traten nur bei 7 Anlagen auf und waren vom Zeitaufwand unbedeutend.

Wie beim Aufwand für die Routinearbeiten, kann davon ausgegangen werden, dass nicht immer sämtliche Störungen dokumentiert wurden, da nicht jede kleine Störung als solche wahrgenommen wird. Insgesamt dokumentieren 61 % der Anlagen keine Störungen oder nur einen Aufwand von bis zu 2 Stunden wöchentlich. Weitere 19 % der Anlagen müssen jedoch mindestens 10 % einer Arbeitskraft (4 h) jede Woche zur Störungsbeseitigung vorhalten.

Ökonomisch gesehen ist ein Arbeitsaufwand von mehr als einer Arbeitskraft sehr kritisch zu sehen, vor allem, da es sich bei den fünf betroffenen Anlagen nur bei BGA 27 und 56 um größere Anlagen von über 1 MW_{el} handelt. Die anderen Anlagen besitzen eine Leistung von 370 kW_{el} bis 526 kW_{el}, deren Betrieb von weniger als einer Arbeitskraft aufrechterhalten werden sollte.

6.2.10 Trockenfermentation

Innerhalb des Biogas-Messprogramms erfolgte eine Bewertung von 16 Anlagen, die nach der Vergütung des EEG (Novellierung 2004¹) den Technologiebonus für Trockenfermentation als innovative Technologie erhalten. Hierzu muss das Substrat mindestens einen Trockengehalt von 30 % aufweisen. Es erfolgt eine vergleichende Bewertung der Trockenfermentationsanlagen mit herkömmlichen Nassfermentationsanlagen hinsichtlich technischer und betriebscharakteristischer Parameter. Dabei steht besonders im Blickpunkt, ob ein effizienter Anlagenbetrieb erreicht werden kann. Mit Inkrafttreten des novellierten EEG 2009² entfällt der Technologiebonus für die Trockenfermentation.

Aufgrund der Besonderheit bezüglich des diskontinuierlichen Prozesses der Garagenverfahren gegenüber kontinuierlichen Fermentationsverfahren, wird eine gesonderte Bewertung für Garagenverfahren durchgeführt. Aufgrund der diskontinuierlichen Substratzufuhr und sich damit ergebenden Verweilzeiten zwischen 18 und 24 Tagen pro Garage, konnten die Bewertungsparameter nicht kontinuierlich bestimmt werden. Deshalb wurden die Werte nur über den Gesamtzeitraum (i. Allg. ein Jahr) berechnet, sodass stets nur der gemittelte Wert zur Verfügung steht. Eine Bewertung einzelner Garagen durchläufe kann in Kap. 5.10 anhand der Beispielanlage BGA 62 nachvollzogen werden.

Der Vergleich umfasst drei Garagenanlagen, zehn Pfpfropfenstromanlagen sowie drei Anlagen (BGA 51



Ergebnisse des Biogas-Messprogramms

52 und 57), die den Technologie-Bonus für Trockenfermentation erhalten, aber mit den Anlagensystemen der Nassfermentationsanlagen vergleichbar sind. Sie werden im Weiteren als „Sonderform“-Verfahren bezeichnet. BGA 51 und 52 sind baugleiche Anlagen, die von einer Betreibergemeinschaft parallel betrieben werden.

Eine Besonderheit bildet die Pfropfenstromanlage BGA 49, die nicht horizontal, sondern vertikal durchströmt wird. Zusätzlich werden den TF-Anlagen vier Nassfermentationsanlagen verschiedener Leistungsklassen gegenübergestellt. Abbildung 6-70 zeigt das Leistungsspektrum der Biogasanlagen. Die Anlage 47 verfügt in diesem Vergleich über die

höchste Leistung mit über 2 MW_{el}. Die diskontinuierlich betriebene BGA 61 weist nur 2 Garagen und eine Leistung von 46 kW_{el} auf, wohingegen die BGA 62 aus 7 Garagen besteht und ein BHKW mit 536 kW_{el} installierter Leistung betreibt.

6.2.10.1 Betriebscharakteristik der Trockenfermentationsanlagen

In Abbildung 6-71 sind die hydraulischen Verweilzeiten der Biogasanlagen dargestellt. Sie betragen zwischen 29 und 289 Tagen, wobei die ausgewählten NF-Anlagen mit deutlich längeren Verweilzeiten als die Pfropfenstrom- und Garagenanlagen betrieben

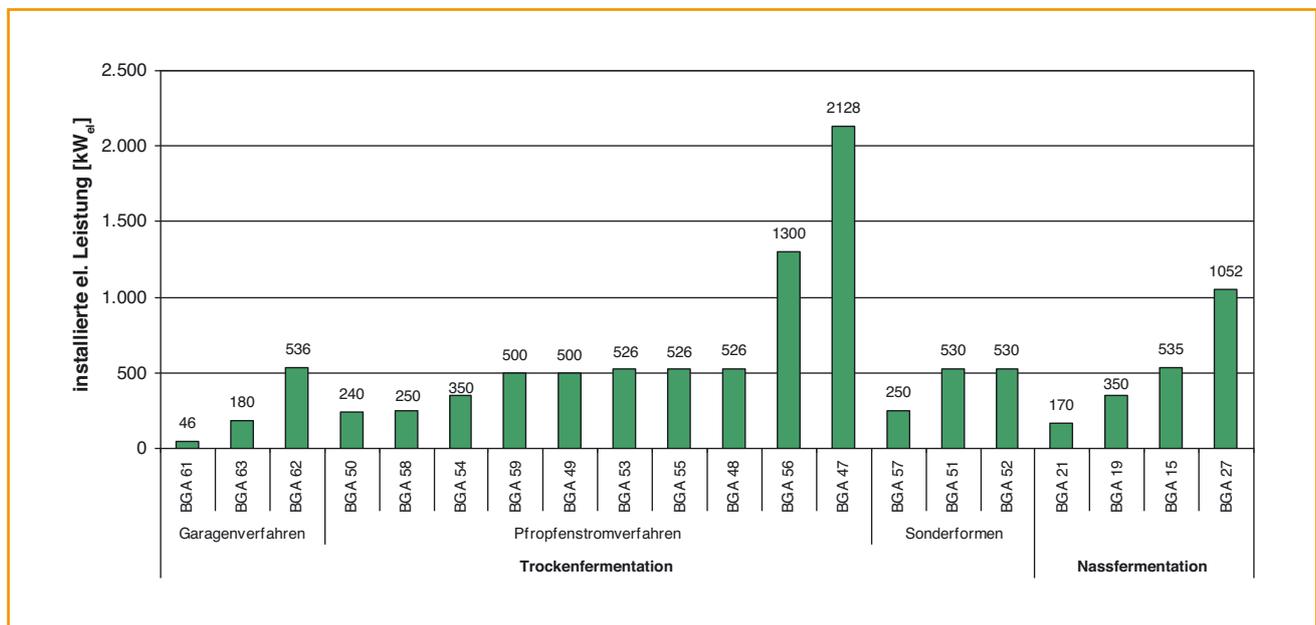


Abb. 6-70: Elektrische Nennleistung der Trocken- und ausgewählter Nassfermentationsanlagen (BGA 49 und 56 mit reduzierter Leistung dargestellt, da genutzte Leistung nicht der installierten entspricht)

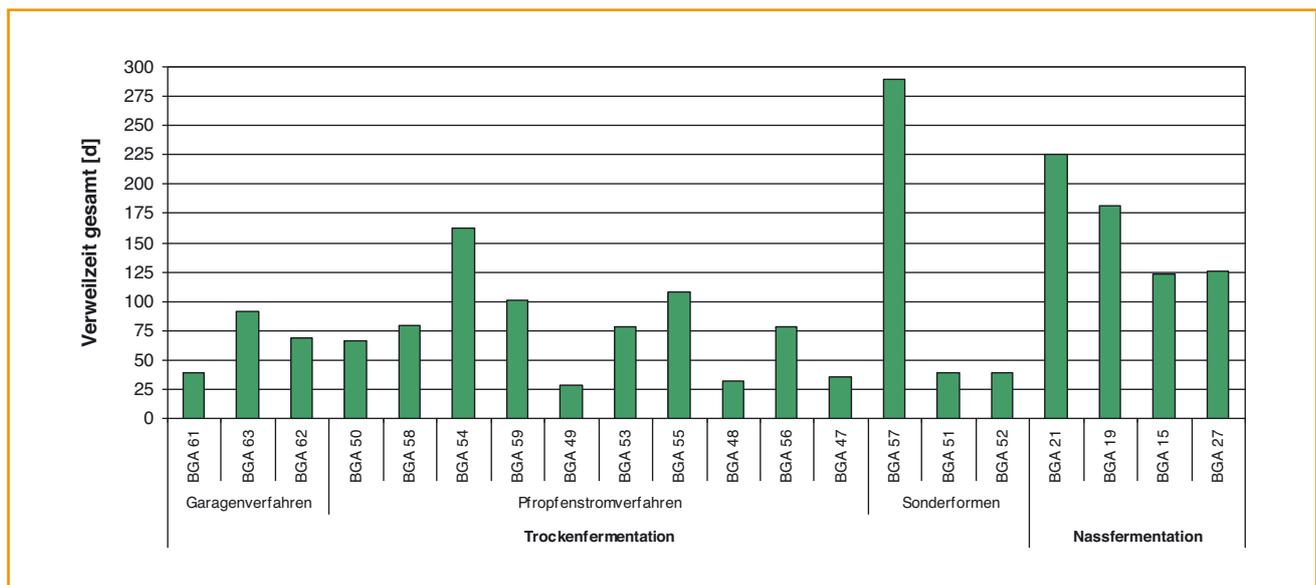


Abb. 6-71: Hydraulische Verweilzeiten der Trocken- und Nassfermentationsanlagen

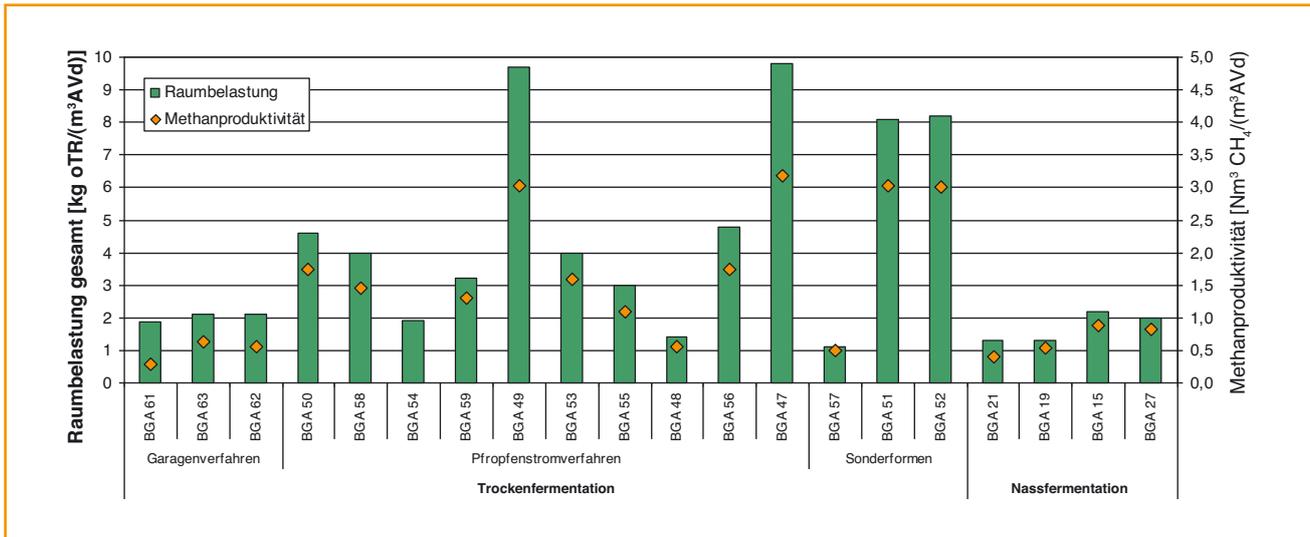


Abb. 6-72: Raumbelastungen und Methanproduktivität der Trocken- und Nassfermentationsanlagen

wurden. Nur die den Sonderformen zuzurechnende Anlage 57 hat eine deutlich längere Verweilzeit als die NF-Anlagen. Die Garagenanlagen liegen mit Verweilzeiten von kleiner 100 Tagen eher im unteren Bereich.

Zur Bestimmung des effektiven Nutzvolumens der diskontinuierlichen Anlagen wurden die geometrischen Abmessungen der Mieten in den Garagen ermittelt. Bezieht man die zugeführte organische Fracht pro Garagendurchgang auf das Nutzvolumen des Fermenters, so kann ein mit der Raumbelastung im kontinuierlichen Fermentationsverfahren vergleichbarer Wert berechnet werden.

Abbildung 6-72 stellt die mittlere Raumbelastung sowie die Methanproduktivität der einzelnen Anlagen dar. Auffallend sind die sehr hohen Raumbelastungen der Pfropfenstromanlagen 49 und 47 mit Raumbelastungen von 9,7 bzw. 9,8 kg oTR/(m³ AVd) sowie der Sonderformanlagen 51 und 52 mit ca. 8 kg oTR/(m³ AVd). Die Methanproduktivität ist mit ca. 3 Nm³ CH₄/(m³ AVd) bei diesen Anlagen deutlich erhöht. Die Raumbelastungen der Garagenanlagen sind mit ca. 2 kg oTR/(m³ AVd) vergleichbar mit den geringen Raumbelastungen der Nassfermentationsanlagen.

6.2.10.2 Leistungsparameter der Trockenfermentationsanlagen

In Abbildung 6-73 sind die Methanausbeute und die spez. Stromproduktion der Anlagen zur Bewertung der Substratausnutzung vergleichend dargestellt. Da die Methanausbeute durch oftmals nicht korrekte Gasmengenerfassung einen größeren Unsicherheitsfaktor aufweist, wurde zusätzlich die Stromproduk-

tion pro t oTR eingesetzt, da diese Messtechnik zuverlässiger ist. Die Methanausbeuten der Anlagen BGA 19, 27, 53, 57, 61 und 63 müssen aufgrund der deutlich abweichenden Tendenz eher kritisch betrachtet werden.

Die höchste spez. Stromproduktion pro t oTR und damit eine optimale Substratausnutzung erreichen BGA 51 und 52. Die Methanausbeute und auch die spez. Stromproduktion fiel bei den drei diskontinuierlich betriebenen Garagenanlagen am niedrigsten aus. BGA 47 und 49 aber auch die Nassfermentationsanlage BGA 21 erreichen ebenfalls nur eine sehr geringe spez. Stromproduktion von knapp über 1.200 kWh/t_{oTR}. BGA 19 liegt mit 1.370 kWh/t_{oTR} im mittleren Bereich. Die Nassfermentationsanlagen erreichen demnach nicht generell eine bessere Substratausnutzung.

Die Betrachtung der Restgaspotenziale gibt ebenfalls Aufschluss über die Qualität des Vergärungsprozesses. In Abbildung 6-74 sind die relativen Restgaspotenziale der Anlagen dargestellt. Wie bereits in Kap. 6.2.7 erwähnt, erreichen die Garagenanlagen BGA 61 und 62 besonders hohe Restgaspotenziale. Bei der Bewertung der Anlagen muss beachtet werden, dass eine gasdichte Abdeckung der Gärrestlager sich positiv auf die Anlageneffizienz auswirkt. So weisen BGA 51 und 52 zwar relativ hohe Restgaspotenziale auf, zeichnen sich aber dennoch, infolge der gasdichten Abdeckung der Gärrestlager, durch eine gute Substratausnutzung gemessen an der spez. Stromproduktion aus.

Eigenenergiebedarf

Bei den kontinuierlichen Pfropfenstrom- und Sonderverfahren lagen Daten für 10 der 13 Anlagen vor, die einen Eigenenergiebedarf von 24 kWh/t Substrat



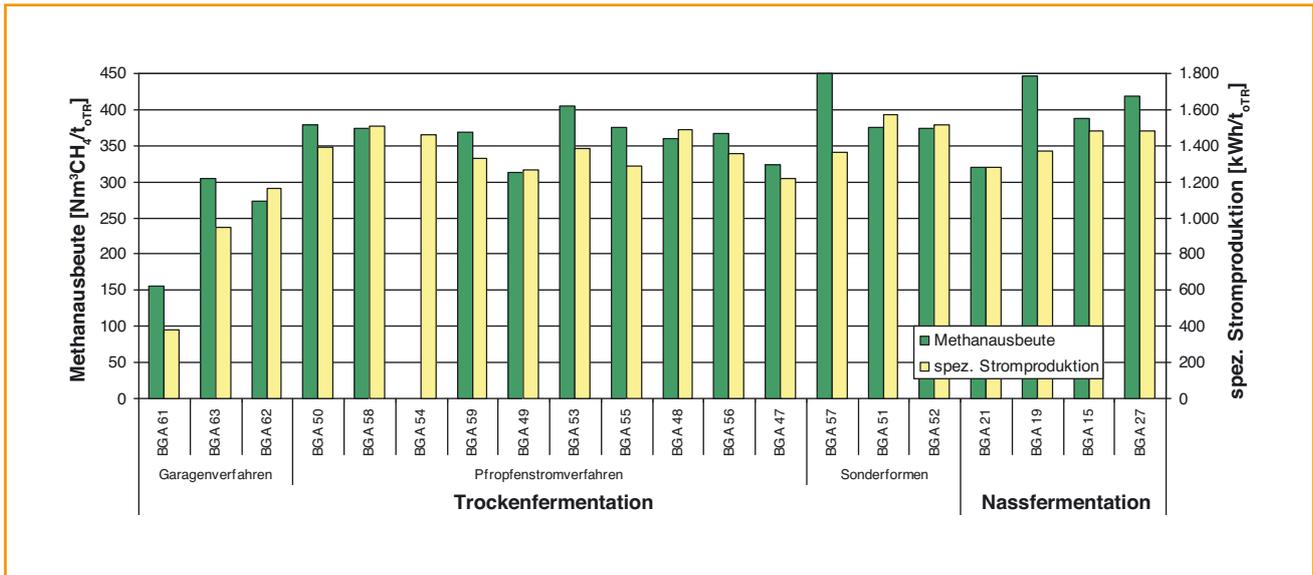


Abb. 6-73: Methanausbeute und spez. Stromproduktion der Trocken- und ausgewählter Nassfermentationsanlagen

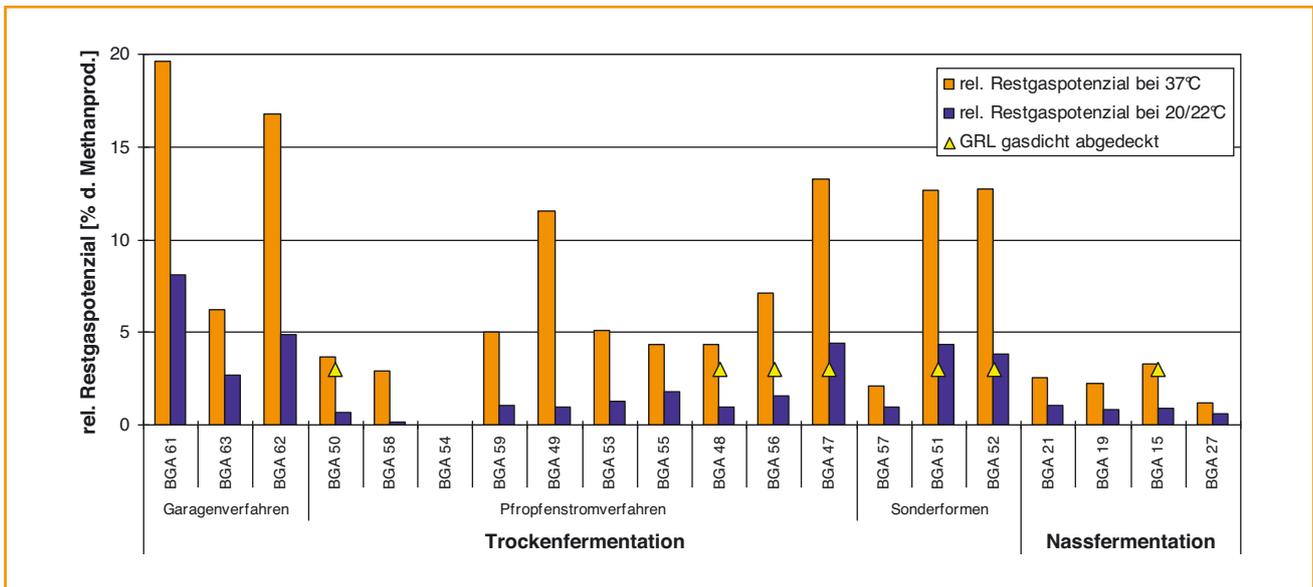


Abb. 6-74: Relatives Restgaspotenzial bei 37 bzw. 20–22 °C der Trocken- und Nassfermentationsanlagen. Die Anlagen mit gasdicht abgedecktem Gärrückstandslager sind gesondert gekennzeichnet

(5,0 %) bis 47 kWh/t Substrat (10,3 % der Produktion) umfassten. Der Eigenstrombedarf der BGA 63 mit 5 % d. Prod. (entspricht 12 kWh/t_{sub}) ist im Vergleich zu den kontinuierlichen Anlagen am geringsten.

Für die Garagenanlagen wurde zusätzlich anhand der Anzahl der Substratwechsel, den benötigten Einsatzzeiten des Radladers für den Substratwechsel und dem durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch (KTBL, 2006⁵) der Dieselverbrauch pro Jahr ermittelt (Tabelle 6-10). Die kleine Anlage 61 erreicht einen Dieselverbrauch von 11,9 l/MWh_{prod}. BGA 63 hat einen Dieselverbrauch von 5 l/MWh_{prod} und BGA 62 hat erwartungsgemäß den geringsten Verbrauch bezogen auf die produzierte Strommenge (3,0 l/MWh_{prod}).

Bei einer Betrachtung des Energiebedarfs der Biogasanlagen muss der Kraftstoffverbrauch, der bei den Garagenanlagen deutlich größer ist als bei kontinuierlichen Anlagen, berücksichtigt und zum gemessenen Eigenstromverbrauch hinzugerechnet werden. Unter der Annahme eines Heizöläquivalentes von 10 kWh pro Liter und einem BHKW-Wirkungsgrad von 40 %, wird eine Abschätzung des Eigenstromverbrauchs möglich (Tabelle 6-10). Danach hat BGA 61 den höchsten Eigenstromanteil über den Dieselverbrauch mit 4,8 % der produzierten Strommenge. Für BGA 63 ergibt sich unter Berücksichtigung des gemessenen Eigenstromanteils (5 % d. Prod.) und dem berechneten Anteil über den Dieselverbrauch (2 % d. Prod.) insgesamt ein Eigenstromverbrauch

		BGA 61	BGA 62	BGA 63
Anzahl Garagen	–	2	7	4
Verweilzeit pro Garage	d	18	24	20
Garagenbefüllungen pro Jahr	–	41	106	73
Frontladereinsatz pro Befüllung (Betreiberangaben)	h	6	8	7
Leistung Radlader (ca.)	kW	50	100	110
Dieserverbrauch (KTBL, 2006 ⁷)	l/h	6,5	12,2	12,2
Dieserverbrauch	l/a	1.582	10.390	6.234
Stromproduktion	MWh/a	133	3.419	1.251
Eigenstrombedarf (gemessen)	% d. Prod.	n.b.	n.b.	5,0
Dieselbedarf	l/MWh	11,9	3,0	5,0
Strombedarf Heizöläquivalent: 10 kWh Wirkungsgrad: 40 %	MWh/a	6,3	41,6	24,9
Eigenstrombedarf f. Dieseleinsatz	% d. Prod.	4,8	1,2	2,0
Gesamt Eigenstrombedarf	% d. Prod.	n.b.	n.b.	7,0

Tab. 6-10: Berechnung des Dieserverbrauchs durch den Einsatz eines Radladers beim Substratwechsel und des gesamten Eigenstrombedarfs der Garagenanlagen

von 7% der produzierten Strommenge. Demnach ist der Energiebedarf der Garagenanlagen durchaus mit dem der kontinuierlichen Anlagen vergleichbar.

Arbeitsaufwand

Die Angaben zum Zeitaufwand für Routearbeiten an den kontinuierlichen Trockenfermentationsanlagen (TF) streuten sehr stark und lagen zwischen 7,5 und 46 h pro Woche. Im Mittel betragen Sie 20,8 h/Woche. Für die Beseitigung von Störungen wurden im Mittel 3,1 h/Woche angegeben. Der spezifische Arbeitsaufwand lag bei 2,4 h/(kW_{el} a).

BGA 61 mit zwei Garagen hat einen verhältnismäßig hohen spez. Arbeitsaufwand von 14,1 h/(kW_{el} a). BGA 62 und 63 weisen, durch die entsprechend hohe installierte Leistung, einen mit den kontinuierlich betriebenen Anlagen vergleichbaren spez. Arbeitsaufwand auf (2,2 bzw. 3,0 h/(kW_{el} a) (vgl. Kap. 6.2.9). Für die Entleerung und Befüllung einer Garage ist bei den hier untersuchten Anlagen ein kompletter Arbeitstag von ca. 8 Stunden erforderlich.

6.2.10.3 Bewertung der Trockenfermentationsanlagen

Kontinuierlicher Betrieb

Der Effizienzvergleich der kontinuierlichen Trockenfermentationsanlagen mit den Nassfermentationsanlagen hat keine deutlichen Unterschiede gezeigt. Bei beiden Betriebsweisen spielt die Verweilzeit des Substrates die entscheidende Rolle (vgl. Kap. 6.2.7 und 7).

Insgesamt funktionierte die eingesetzte Technik an den kontinuierlich betriebenen Trockenfermentationsanlagen (überwiegend Pfropfenstromanlagen) gut. Durch die meist hohe Viskosität des Fermenter-inhalts, aufgrund der relativ hohen Trockensubstanzgehalte in der ersten Stufe, ist allerdings mit einer höheren Beanspruchung der Rührwerke und Pumpen zu rechnen. Bei Anlagen, die ohne den Einsatz von Wirtschaftsdüngern betrieben werden, muss zusätzlich auf eine ausreichende Versorgung durch Spurenelemente geachtet werden. Alle hier bewerteten TF-Anlagen ohne Wirtschaftsdünger geben zusätzlich Spurenelemente hinzu, die Zusatzkosten verursachen.

Diskontinuierlicher Betrieb

Die Garagenanlagen heben sich in ihrer Betriebsweise deutlich von den kontinuierlich betriebenen Anlagen ab. Der diskontinuierliche Betrieb erwies sich aber eher als nachteilig bezüglich der effektiven Ausnutzung der Ausgangssubstrate (vgl. Kap. 6.2.10.2 oben). Im Garagenfermenter kann der Fermentationsprozess nur durch die Perkolation mit Impfsubstrat gesteuert werden. Hier traten zum Teil Störungen dadurch auf, dass Biomasse die Zuleitungen oder Düsen des Perkolationssystems zusetzte und zeitweise Teilbereiche der Miete nicht optimal durchrieselt werden konnten. Eine ausreichende Dimensionierung des Perkolattanks ist Voraussetzung für eine stabile Fermentation. Anders als bei kontinuierlichen Verfahren wird der Inhalt in den Garagenfermentern selbst nicht durchmischt, sodass keine störanfällige Rührtechnik Ausfallzeiten verursachen kann.



Die Anzahl der Garagen spielt eine wichtige Rolle bei der zeitlichen Auslastung der BHKW mit Gas. Die Gasproduktion nimmt nach Befüllung der einzelnen Garagen zunächst allmählich zu, sinkt zum Ende eines Durchgangs stark ab (vgl. Betrieb der BGA 62 in Kap. 5.10) und kommt innerhalb von 24 Stunden vollständig zum Erliegen. In dieser Zeit muss eine ausreichende Gasproduktion der anderen Garagen gewährleistet sein. Je größer die Anzahl der Garagen, desto ausgeglichener die Biogasproduktion.

Das Befüllen und Entleeren mittels Radlader ist robuster und weniger störanfällig als Einbringsysteme für Durchflussfermenter, allerdings ist dieser Vorteil mit einem hohen Arbeits- und Energieaufwand verbunden. Die Gärreste aus Garagenanlagen besitzen einen vergleichsweise hohen Trockensubstanzgehalt und sind deshalb mit anderer Technik, wie Miststreuern, auf die landwirtschaftlich genutzten Flächen auszubringen.

Bei sämtlichen Anlagen waren Geruchsemissionen auf dem Vorplatz (der Anmischplatte) in Phasen der Befüllung, Entleerung bzw. beim Mischen des Alt- und Frischsubstrats zu verzeichnen. Die Abluft aus den Fermentern wird bei diesen Vorgängen über einen Biofilter geleitet. Bei regelmäßiger Wartung der Filter können Geruchsemissionen auf ein Minimum reduziert werden. Die Biofilter sind jedoch nicht in der Lage Methanfrachten abzubauen, insbesondere wenn diese zu Beginn und Ende eines Vergärungszyklus stoßweise anfallen. Bei der Lagerung von Gärresten, die bei diesen Garagenanlagen offen erfolgt, sind ebenfalls Emissionen zu erwarten.

Die diskontinuierlich betriebenen Garagenanlagen sind besonders geeignet für stapelbares Substrat, da hier keine aufwendige Eintrags- und Rührtechnik nötig ist. Außerdem können auch langfaserige Substrate eingesetzt werden, jedoch ermöglicht eine gute Vorzerkleinerung eine schnellere Vergärung durch die Mikroorganismen und eine bessere Substratnutzung. Voraussetzung für einen guten anaeroben Abbau ist eine ausreichende Durchrieselung mit Perkolat.

6.3 Ökonomische Bewertung

Zur Darstellung der Wirtschaftlichkeit wurde als Grundlage die Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen der DLG³ herangezogen (siehe auch Kap. 2.2.4). Danach wird unterteilt in: Investitionen, jährliche Leistungen und jährliche Kosten (Anlagenkosten, Gebäude- und Grundstückskosten, Betriebskosten, Direktkosten). Daraus kann ein **kalkulatori-**

sches Betriebszweigergebnis bestimmt werden, was sich aus den jährlichen Leistungen abzüglich der jährlichen Kosten zusammensetzt.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung vorgestellt. Für die Anlagen BGA 12, 18, 44, 45, 47 und 61 konnten keine Daten erhoben werden. Die Investitionskosten der Altanlage BGA 11 wurden aus dem Biogas-Messprogramm I⁴ entnommen. Allerdings werden diese unterschätzt, da seit dem BMP I einige bauliche Maßnahmen (z. B. Erweiterung des Fermentervolumens) durchgeführt wurden. Diese Tatsache wirkt sich in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung bei der Berechnung der Abschreibungen aus, die dementsprechend zu niedrig ausfallen (vgl. Kap. 6.3.4.1).

Die Qualität der ökonomischen Bewertung ist sehr unterschiedlich, da es aufgrund lückenhafter Angaben oftmals nicht möglich war, eine vollständige Datenerfassung durchzuführen. Um dennoch vergleichbare Ergebnisse zu erhalten und den Bezugszeitraum für die ökonomische Auswertung dem Untersuchungszeitraum im Messprogramm anzupassen, wurden für Stromeinnahmen, Kosten für Eigenstrom und Zündöl die Betriebsdaten der einjährigen Bewertung als Berechnungsgrundlage verwendet.

6.3.1 Investitionskosten der Biogasanlagen

6.3.1.1 Gesamtinvestition

Die Gesamtinvestitionssummen der Biogasanlagen liegen zwischen 290.000 für die Altanlage BGA 11 und 5 Mio. € für BGA 56 (Abbildung 6-75).

Der bauliche Anteil liegt zwischen 14 % (BGA 13) und 72 % (BGA 37) der Gesamtinvestitionssumme. Die Aufteilung in die einzelnen Bereiche ist teilweise ungenau, da mangels Informationen über Kosten der einzelnen Aggregate vereinzelt keine einheitliche Zuordnung in die Bereiche Bau und Technik vorgenommen werden konnte. Bei Anlagen ohne direkte Zuordnung des Betreibers wurden die mittleren Anteile (Bau: 44 %, Technik: 56 %) der vorhandenen Angaben zur Berechnung herangezogen (Abbildung 6-76).

Wie in der Häufigkeitsverteilung in Abbildung 6-77 zu erkennen ist, bleibt nur eine Anlage unter 400.000 € Gesamtinvestition. 34 % der Anlagen sind mit einer Investitionssumme von 800.000 bis 1,2 Mio € errichtet worden. 4 Anlagen liegen über der Summe von 2,4 Mio. € für die Errichtung.

Bei der Betrachtung der spezifischen Investitionssummen in Abbildung 6-78 wird deutlich, dass

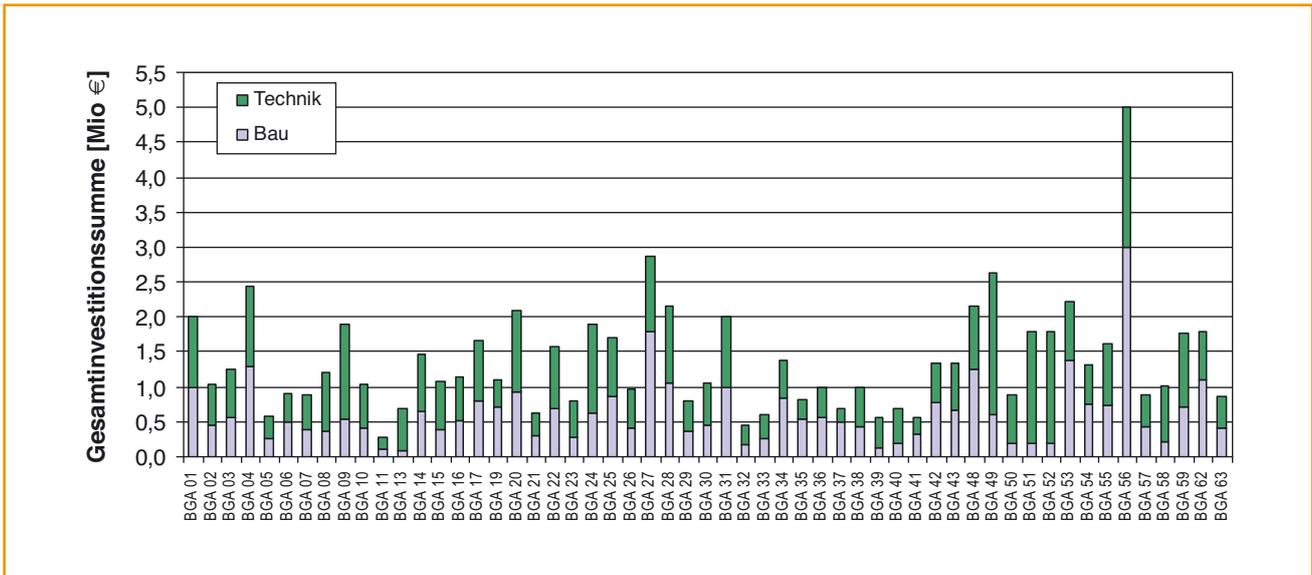


Abb. 6-75: Gesamtinvestitionssummen in Mio. € der Biogasanlagen; differenziert in die Bereiche Bau und Technik (inkl. Motoren)

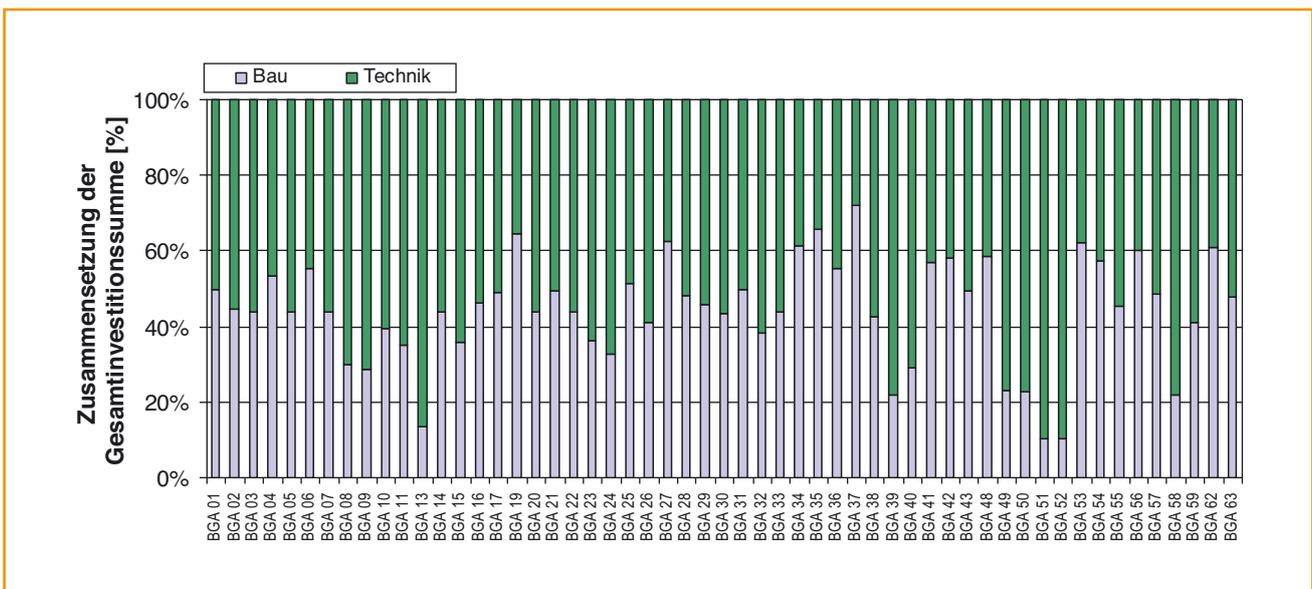


Abb. 6-76: Relative Aufteilung der Gesamtinvestitionssumme in Kosten für Bau und Technik

diese sehr unterschiedlich sind. Sie liegen zwischen 1.529 und 6.140 €/kW_{el} (BGA 32 bzw. BGA 11) (siehe auch Tabelle 6-11). Die Altanlage BGA 11 wurde bereits im Jahr 2000 in Betrieb genommen und ist planungsseitig, insbesondere durch eine sehr geringe installierte Nennleistung, nicht direkt mit den anderen Anlagen vergleichbar. Des Weiteren würde die Gesamtinvestition etwas höher liegen, wenn bauliche und anlagentechnische Veränderungen gegenüber dem BMP I berücksichtigt werden. Im Durchschnitt wurden bei den hier untersuchten Biogasanlagen 3.096 € pro installierter kW_{el} investiert (siehe auch Zusammenstellung in Tabelle 6-11).

Erwartungsgemäß weisen die einstufigen Anlagen eine höhere Investitionssumme (Ø 990 €/m³ AV)

in Bezug auf das Arbeitsvolumen auf als die mehrstufigen Anlagen (Ø 465 €/m³ AV) (Abbildung 6-78).

Wie in der Häufigkeitsverteilung in Abbildung 6-79 dargestellt, liegen bei 16 % der Anlagen die spezifischen Investitionssummen unter 2.000 €/kW_{el}. Der größte Anteil (43 %) liegt im Bereich von 3.000 bis 4.000 €/kW_{el}. Im Bezug auf das Arbeitsvolumen gibt es ein Maximum bei Anlagen mit kleineren spez. Investitionssummen in Höhe von 300–400 €/m³ AV und ein leichtes Maximum bei größeren Anlagen von über 800 €/m³ AV.

In Abbildung 6-80 ist für größere Anlagen eine leichte Kostendegression auszumachen. Allerdings sind die spez. Investitionskosten der BGA 56 im Bezug zur Leistung von über 2 MW_{el} hier nicht korri-

Ergebnisse des Biogas-Messprogramms

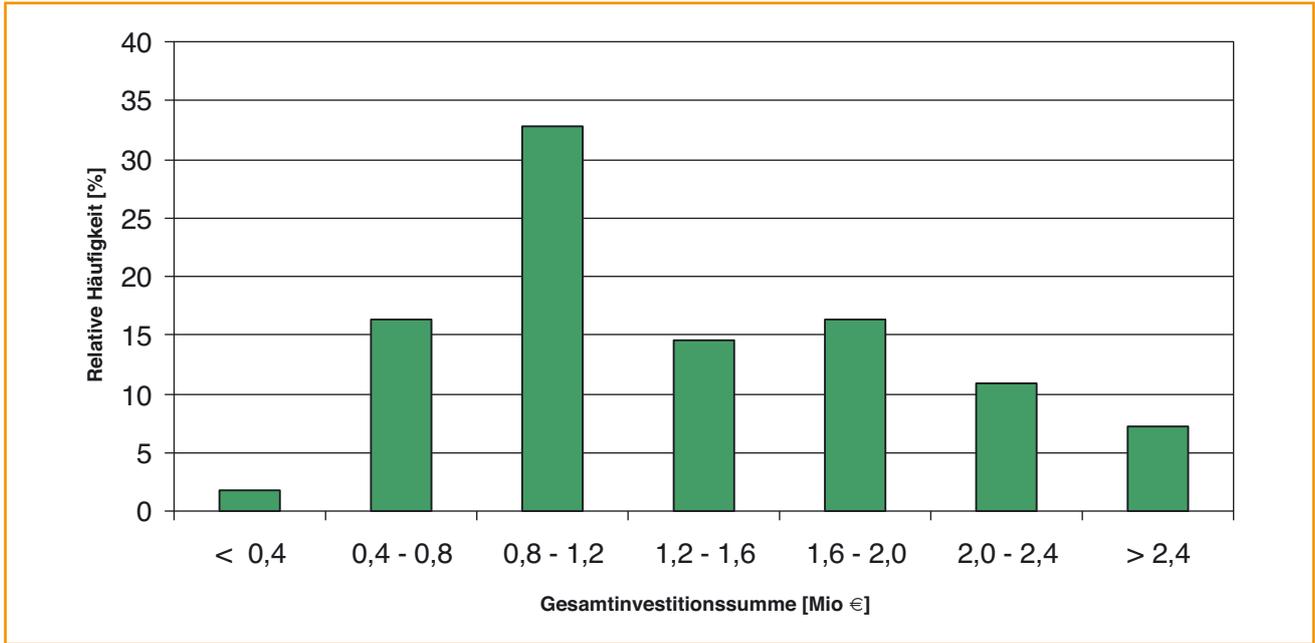


Abb. 6-77: Relative Häufigkeitsverteilung der Gesamtinvestitionssumme

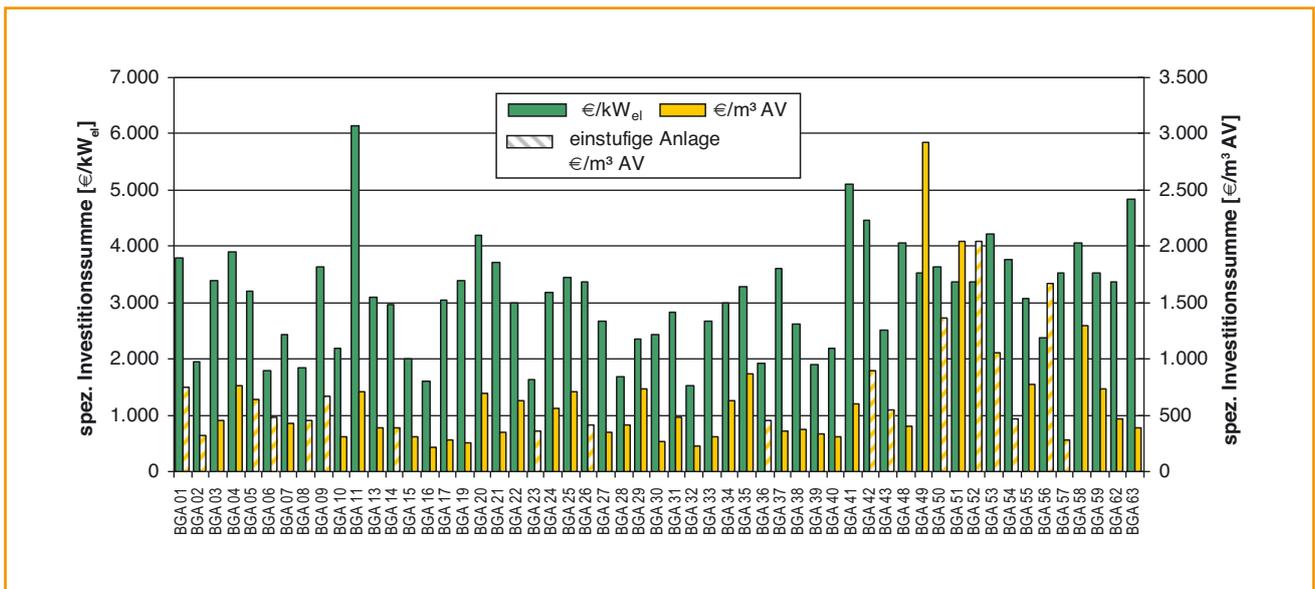


Abb. 6-78: Spezifische Investitionssummen bezogen auf kW_{el} bzw. m³ AV der Biogasanlagen differenziert für einstufige und mehrstufige Anlagen

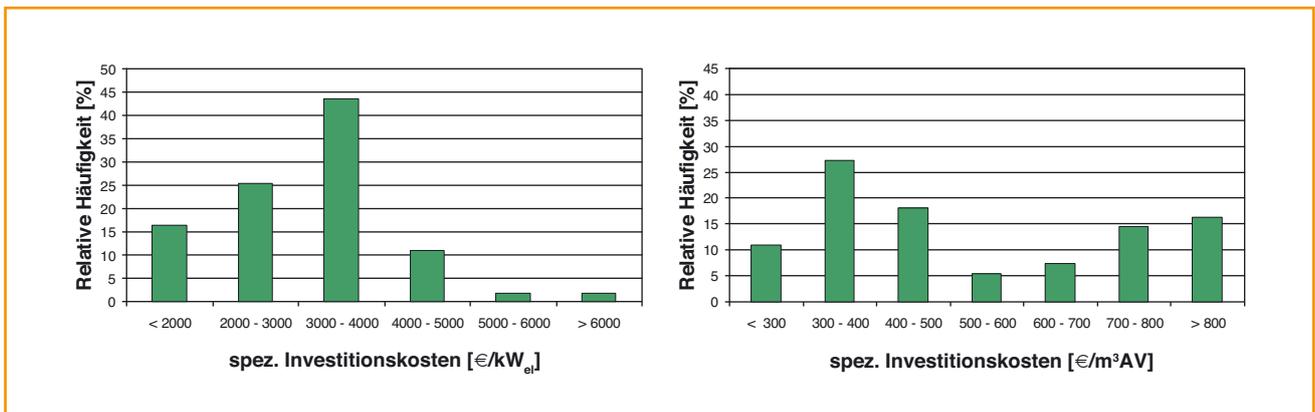


Abb. 6-79: Relative Häufigkeitsverteilung der spezifischen Investitionssumme pro kW_{el} (links) bzw. pro m³ AV (rechts)

Investitionen		Mittelwert	Min.	Max.
Gesamtinvestitionssumme	[€]	1.367.548	288.559	5.000.000
spez. Investitionssumme pro kW el. Leistung	[€/kW _{el}]	3.096	1.529	6.140
spez. Investitionssumme pro m ³ AV	[€/m ³ AV]	647	209	2.922
spez. BHKW-Kosten	[€/kW _{el}]	608	251	868
spez. Kosten f. Feststoffeintrag	[€/kW _{el}]	131	43	274

Tab. 6-11: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte für die Investitionskosten

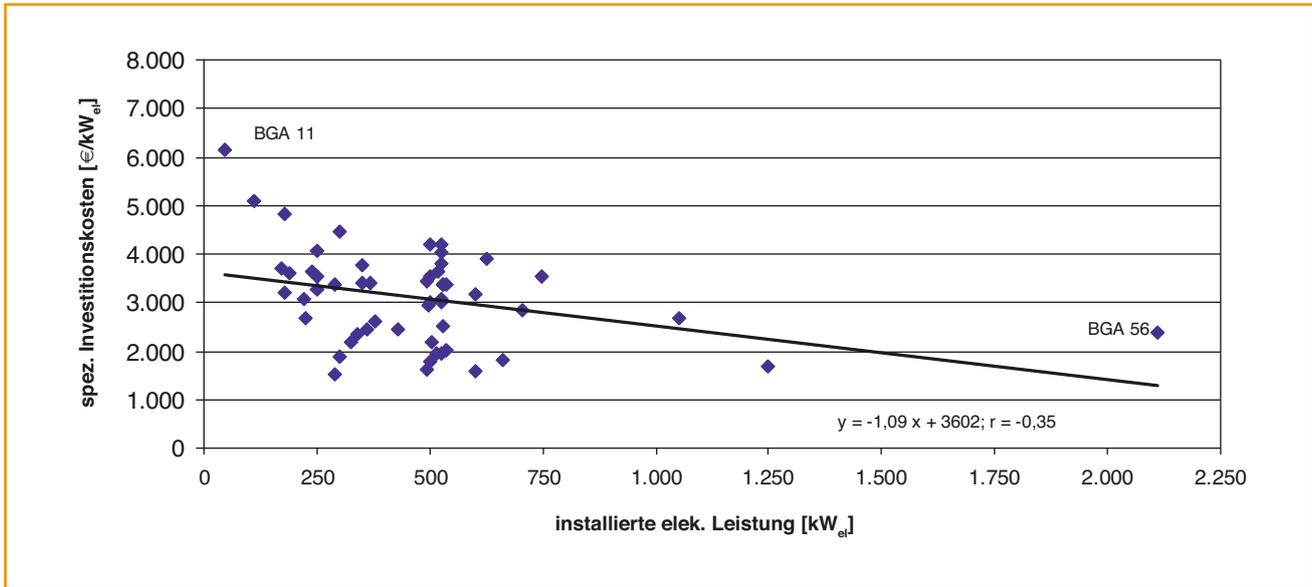


Abb. 6-80: Zusammenhang zwischen installierter elektrischer Leistung und spezifischen Investitionskosten pro kW_{el}

giert auf eine derzeit angestrebte Leistung von 1,3 MW_{el}, sodass diese Anlage etwas anders einzuordnen ist.

Dennoch lässt sich eine Abnahme der spez. Investitionskosten mit zunehmender Leistung erkennen. Die Investitionskosten der Altanlage BGA 11 sind aufgrund der sehr geringen Leistung deutlich höher, als die der anderen Anlagen.

6.3.1.2 Kosten für die BHKW

Für einige Anlagen konnten keine Angaben zu den Kosten für die BHKW ermittelt werden, da Pauschalangebote von Generalunternehmen vorlagen, die keine differenzierte Kostenaufstellung aufwiesen. Im Durchschnitt belaufen sich die BHKW-Kosten auf einen Anteil von 22,5 % an der Gesamtinvestitionssumme (Abbildung 6-81). Die Anlage BGA 32 erreicht

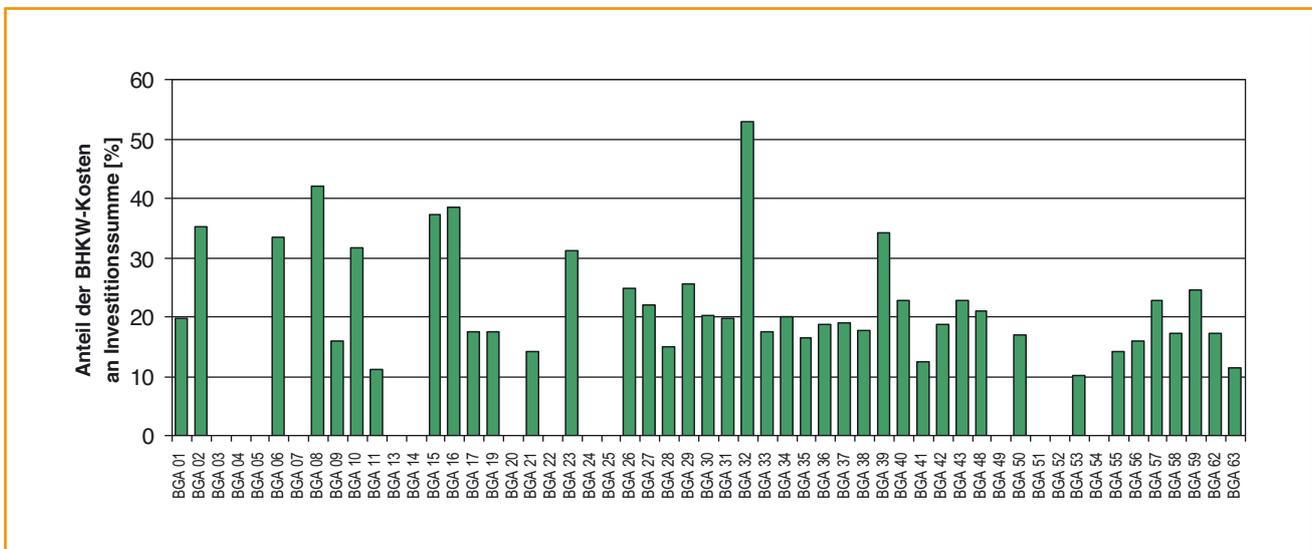


Abb. 6-81: Anteil der Kosten für die BHKW an der Gesamtinvestitionssumme

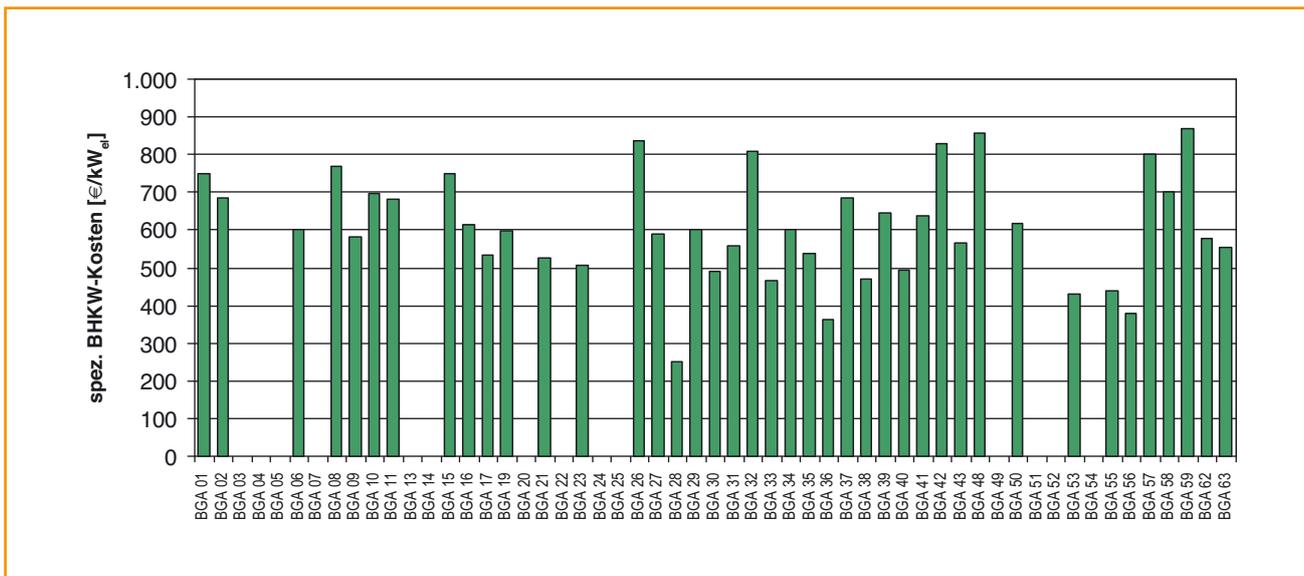


Abb. 6-82: Spezifische BHKW-Kosten in € pro installierter el. Leistung (Kosten von zwei oder drei Aggregaten für jeweilige Anlagen zusammengefasst)

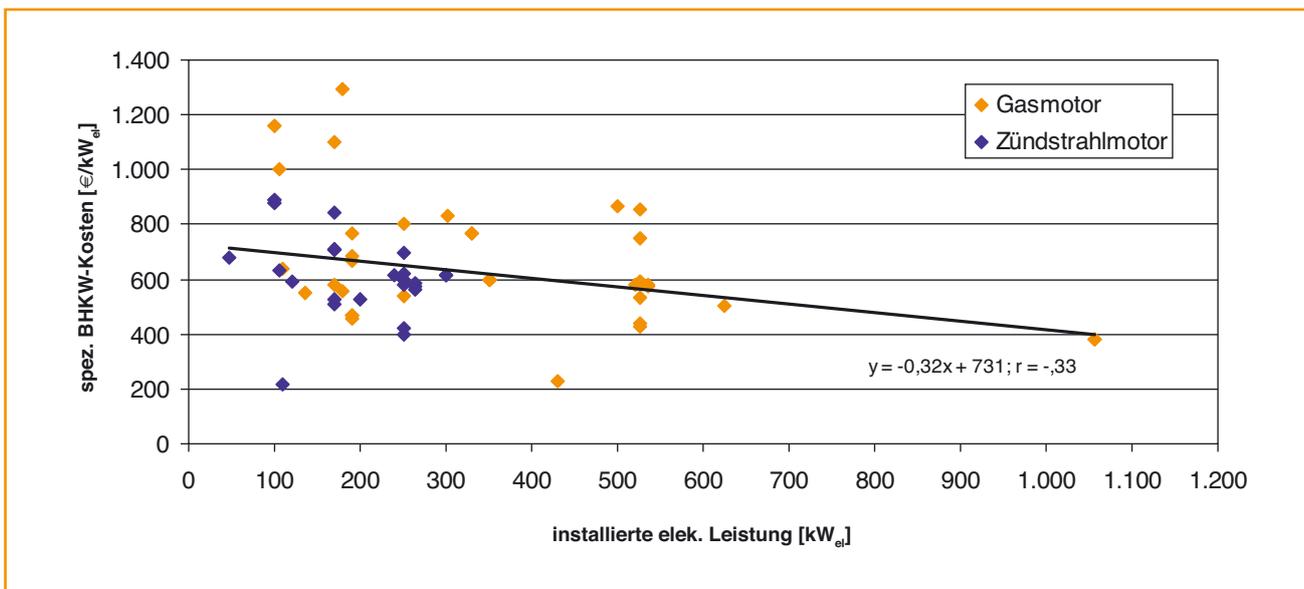


Abb. 6-83: Zusammenhang zwischen installierter elektrischer Leistung und den spezifischen BHKW-Kosten getrennt für einzelne Aggregate und differenziert nach Motorentypen

dabei mit über 50 % den höchsten Anteil. Bei BGA 53 haben die Kosten für das BHKW nur einen sehr geringen Anteil von 10%.

Bei der Betrachtung der spezifischen BHKW-Kosten ergibt sich ein einheitlicheres Bild (Abbildung 6-82). Die Anlage BGA 32 zeichnet sich hier nicht mehr durch den höchsten Wert aus, sondern wird von BGA 59 mit 868 €/kW_{el} übertroffen. Im Durchschnitt betragen die BHKW-Kosten 608 €/kW_{el} (Tabelle 6-11).

In Abbildung 6-83 ist der Zusammenhang zwischen der installierten el. Leistung und den spez. BHKW-Kosten (getrennt für einzelne BHKW-Aggregate) dargestellt. Es lässt sich eine leichte Kostendegression für größere BHKW-Aggregate, aber kein di-

rekter Unterschied zwischen BHKW mit Zündstrahl- und Gasmotoren feststellen. Im Bereich kleiner BHKW-Leistung gibt es jedoch Gas-BHKW mit sehr hohen spez. Kosten.

6.3.1.3 Kosten für Feststoffeintragungssysteme

Für 33 Anlagen konnten die Kosten für den Feststoffeintrag ermittelt werden. Viele Hersteller bieten Feststoffeintragungssysteme innerhalb eines Pauschalangebotes an, sodass sich teilweise nur die Gesamtkosten für sämtliche Anlagentechniken ermitteln lassen und keine separate Kostenaufstellung möglich war.

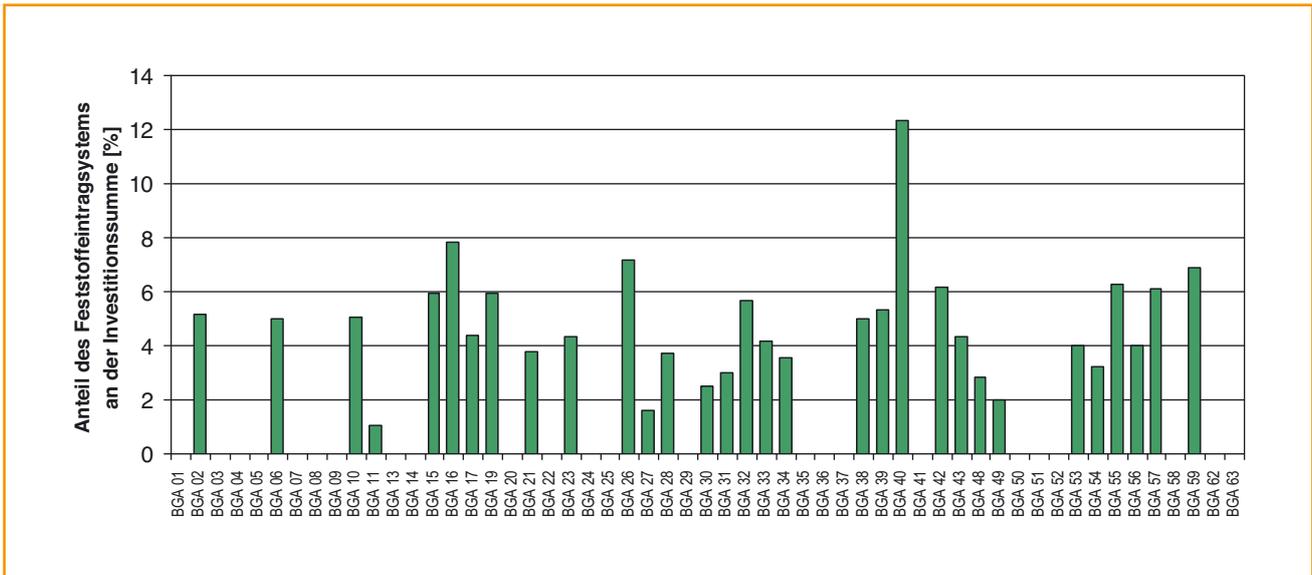


Abb. 6-84: Anteil der Kosten für Feststoffeintrag an der Gesamtinvestitionssumme

Die in Abbildung 6-84 dargestellten Anlagen weisen einen durchschnittlichen Anteil des Feststoffeintrages von 5 % an der Gesamtinvestitionssumme auf. BGA 40 hebt sich durch einen sehr hohen Anteil von 12,3 % von den anderen Anlagen ab. Dieser Wert liegt darin begründet, dass beide Fermenter separat mit Substrat beschickt werden, sodass auch zwei Feststoffbeschicker angeschafft werden mussten.

6.3.2 Finanzierung der Anlagen

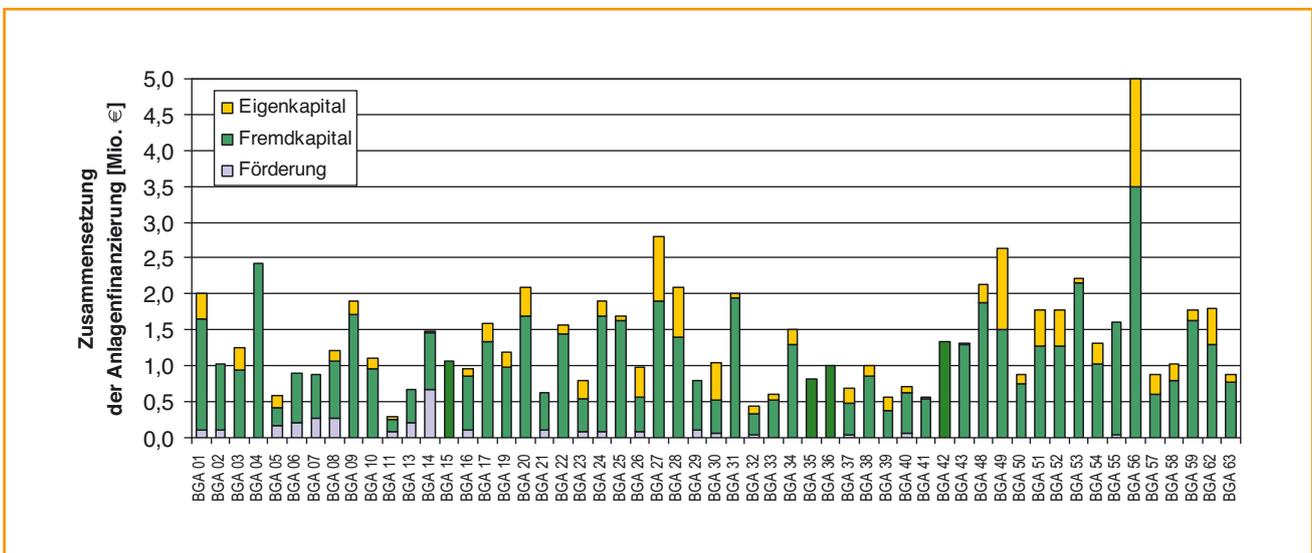
Die Finanzierung setzt sich bei den meisten Anlagen aus Krediten, Fördergeldern und Eigenkapital zusammen (Abbildung 6-85). Über 60 % der Anlagen wurden ganz ohne Fördermittel finanziert (Abbildung 6-87). Die Anteile der Förderung liegen zwischen 2 % (BGA 45) und 45 % (BGA 14) der gesamten

Anlagenfinanzierung (Abbildung 6-86). Für die Anlagen BGA 15, 35, 36 und 42 waren keine Angaben zur Eigenfinanzierung verfügbar, sodass hier ausschließlich Fremdkapital dargestellt werden kann.

Ohne Berücksichtigung dieser Anlagen liegt der Einsatz von Fremdkapital zur Anlagenfinanzierung im Durchschnitt bei 78 %. Zusätzlich werden im Durchschnitt 16 % Eigenkapital eingesetzt. Wie die Häufigkeitsverteilung in Abbildung 6-87 (rechts) zeigt, setzten alle hier vorgestellten Anlagen mindestens 50 % Fremdkapital zur Anlagenfinanzierung ein.



Abb. 6-85: Zusammensetzung der Anlagenfinanzierung in absoluten Zahlen (dunkel grün = Anlagenfinanzierung nicht bekannt)



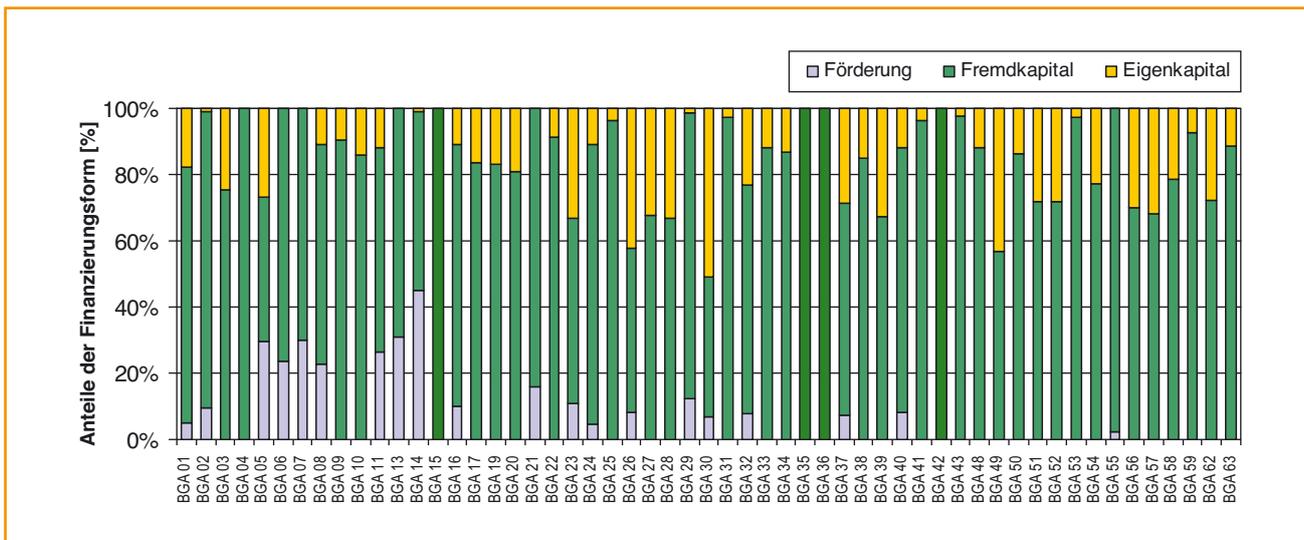


Abb. 6-86: Anteilige Zusammensetzung der Anlagenfinanzierung (dunkel grün = Anlagenfinanzierung nicht bekannt)

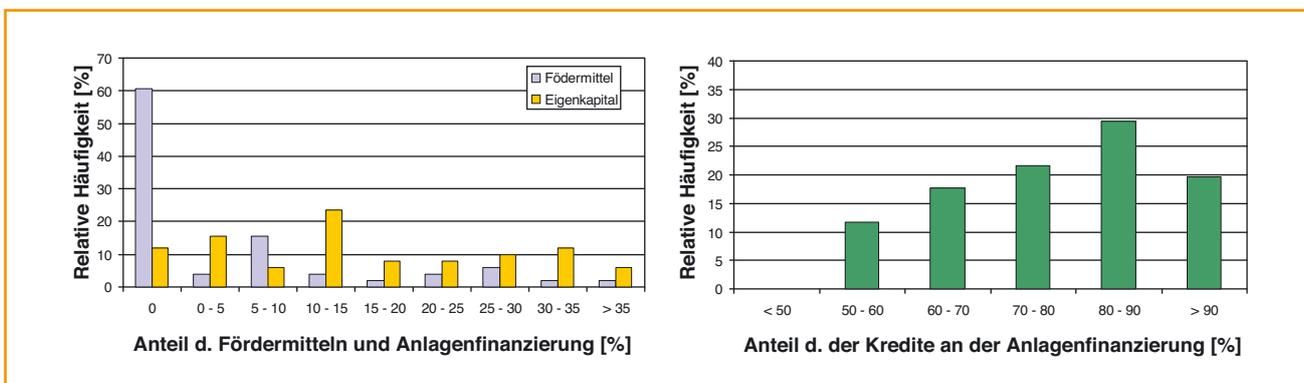


Abb. 6-87: Häufigkeitsverteilung der Anteile von Fördermitteln und Eigenkapital (links) sowie von Krediten (rechts) an der Anlagenfinanzierung

6.3.3 Jährliche Leistungen

Die Leistungen setzen sich zusammen aus Strom- und Wärmeverkauf, dem Düngewert durch Einsparungen von Mineraldünger, dem Gärrestverkauf und der Heizmitteleinsparung.

Da sich die wirtschaftliche Bewertung immer auf den Beobachtungszeitraum bezieht (1. Messkampagne 03/2006 bis 03/2007, 2. Messkampagne 04/2007 bis 04/2008; Zuordnung vgl. Tabelle 6-18), wird der **Stromerlös** aus der produzierten Strommenge errechnet, die während des Untersuchungszeitraumes dokumentiert wurde. Bei Anlagen, die einen Teil der produzierten Energie für den Betrieb der Biogasanlage nutzen, wurde der Eigenstromverbrauch abgezogen, um die eingespeiste Strommenge ermitteln zu können. Für Anlagen, welche die gesamte produzierte Strommenge einspeisen, wurden die Kosten für elektrische Fremdenergie über den Eigenstromverbrauch berechnet. Des Weiteren wurden pauschal für alle Anlagen Trafoverluste von 1% berücksichtigt.

Beim **Wärmeerlös** wird nur diejenige Menge berücksichtigt, die tatsächlich außerhalb der Biogasanlage verwertet wird und somit als feste Einnahmen in die Bilanz aufgenommen werden kann. In den meisten Fällen handelt es sich bei der Wärmenutzung nur um das Privathaus des Betreibers und Wirtschaftsgebäude, sodass keine zusätzlichen Einnahmen angerechnet werden. In diesen Fällen wird die tatsächliche Einsparung von Heizöl oder sonstigen Brennstoffen als Berechnungsgrundlage genommen, die als **Heizmitteleinsparung** in die Bilanz eingeht.

Beim **Düngewert** wird die tatsächlich realisierte Verminderung der Kosten für mineralischen Dünger dokumentiert. Viele Betreiber konnten den Düngewert nicht näher beziffern, sodass zur Bestimmung die im Untersuchungszeitraum angefallenen Mengen an Gärrest herangezogen wurden. Die Gärrestmengen ergeben sich aus dem Substratinput minus dem Massenverlust über das erzeugte Biogas. Anhand von Analysen zu den Nährstoffen N, P und K können dann die Nährstoffmengen ermittelt werden (Tabelle 6-12). Für die Düngeplanung muss die

Nährstoffpreise in € je kg Reinnährstoff		
N _{lös}	P ₂ O ₅	K ₂ O
[€/kg]	[€/kg]	[€/kg]
0,85	0,46	0,31

Anrechenbarkeit			
N _{ges}	NH ₄ N	P ₂ O ₅	K ₂ O
[%]	[%]	[%]	[%]
10	65	100	100

Tab. 6-12: Nährstoffpreise aus Richtwert-Deckungsbeiträge der Landwirtschaftskammer Niedersachsen (2007)⁶ und Anrechenbarkeit der Nährstoffe für die Düngungsplanung

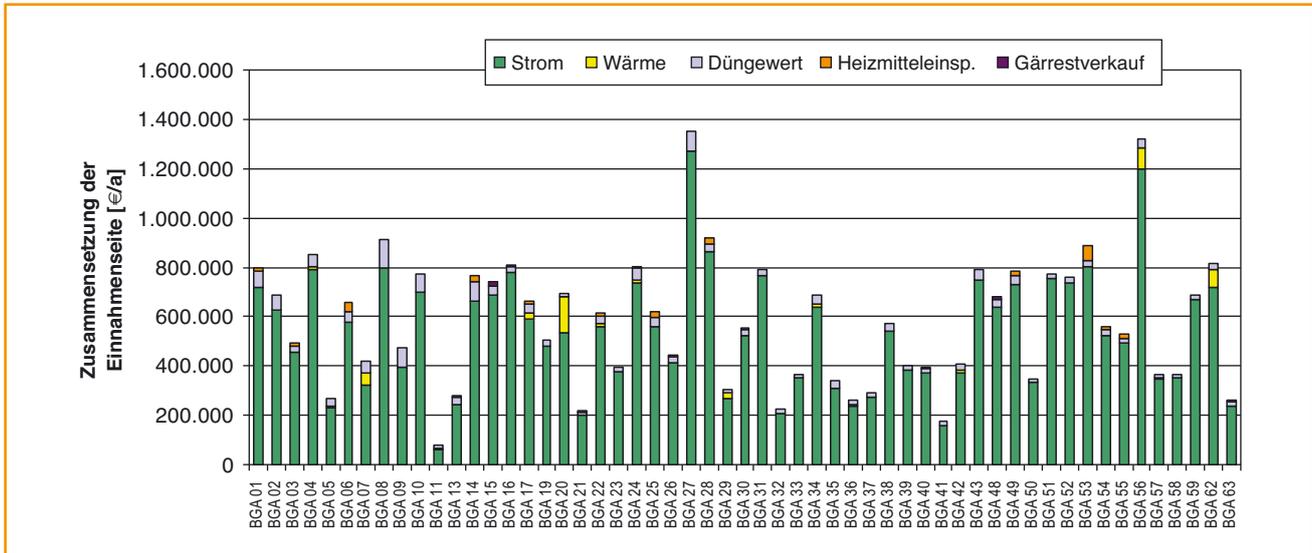


Abb. 6-88: Zusammensetzung der Einnahmenseite in absoluten Werten

Stickstoff-Anrechenbarkeit berücksichtigt werden. Im Gegensatz zum Stickstoff können sowohl die Phosphat- als auch die Kaliumgehalte zu 100 % angerechnet werden (Tabelle 6-12, rechts).

Der Düngewert steht im Zusammenhang mit den Ausbringkosten (siehe Kap. 6.3.4), die sich ebenfalls aus den Gärrestmengen berechnen. Bei Anlagen, die Wirtschaftsdünger einsetzen wird der Düngewert vollständig der Biogasanlage zugerechnet, obwohl die Wirtschaftsdünger auch ohne Biogasanlage zum Einsatz gekommen wären. Allerdings erfolgt hier auch eine Anrechnung der gesamten Ausbringkosten, die sonst ebenfalls nicht der BGA zugerechnet werden würden. Durch diese Vorgehensweise bleiben die Bilanzräume der Biogasanlagen vergleichbar.

Einnahmen aus dem **Gärrestverkauf** spielen bislang nur eine untergeordnete Rolle. Nur bei zwei Anlagen (BGA 15 und 48, Abbildung 6-89) haben die Einnahmen aus dem Gärrestverkauf einen nennenswerten Anteil von 2,7 bzw. 1,5 % an den Gesamteinnahmen.

Die BGA 27 kann mit der größten installierten Leistung auch die höchsten Stromerlöse von 1,27 Mio. € pro Jahr erzielen, wohingegen die Anlage 11 nur 63.870 € im Jahr an Einnahmen aus dem Stromverkauf erreicht (Abbildung 6-88).

Die Anlage BGA 08 erreicht mit einem Anteil von 17 % die höchsten Einnahmen für den Düngewert

(Tabelle 6-13). Wie bereits erwähnt, haben die Anlagen der nordöstlichen Region aufgrund hoher Wirtschaftsdüngeranteile die höchsten Einnahmen über den Düngewert mit knapp über 10 % an den Gesamteinnahmen zu verzeichnen.

Die größten Heizmitteleinsparungen kann BGA 53 mit 7 % erzielen (Abbildung 6-89 und Tabelle 6-13).

Einnahmen aus dem Wärmeverkauf erzielen nur 19 Anlagen, mit sehr unterschiedlichen Anteilen an den Gesamteinnahmen. BGA 20 kommt dabei auf einen maximalen Anteil von 20 % (Abbildung 6-89). Der Wärmeverkauf kann also einen wichtigen Beitrag zusätzlich zu den Stromeinnahmen bieten, was die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage wesentlich verbessert. Darüber hinaus kommen durch eine umfassende Wärmenutzung Erlöse über den KWK-Bonus hinzu, die hier in den Stromeinnahmen enthalten sind.

In Abbildung 6-90 sind die strombezogenen Einnahmen dargestellt, bei denen die gesamten Einnahmen auf die produzierte Strommenge bezogen sind. Die Werte schwanken nur sehr gering um einen Wert von 0,19 €/kWhel (Tabelle 6-13), und zeigen somit ein recht einheitliches Bild. Auffällig ist, dass BGA 27 mit den höchsten Stromeinnahmen, den geringsten Wert aufweist, was in der sehr geringen Einspeisevergütung von nur 15 Cent/kWhel begründet ist. Im Durchschnitt wird bei den hier un-



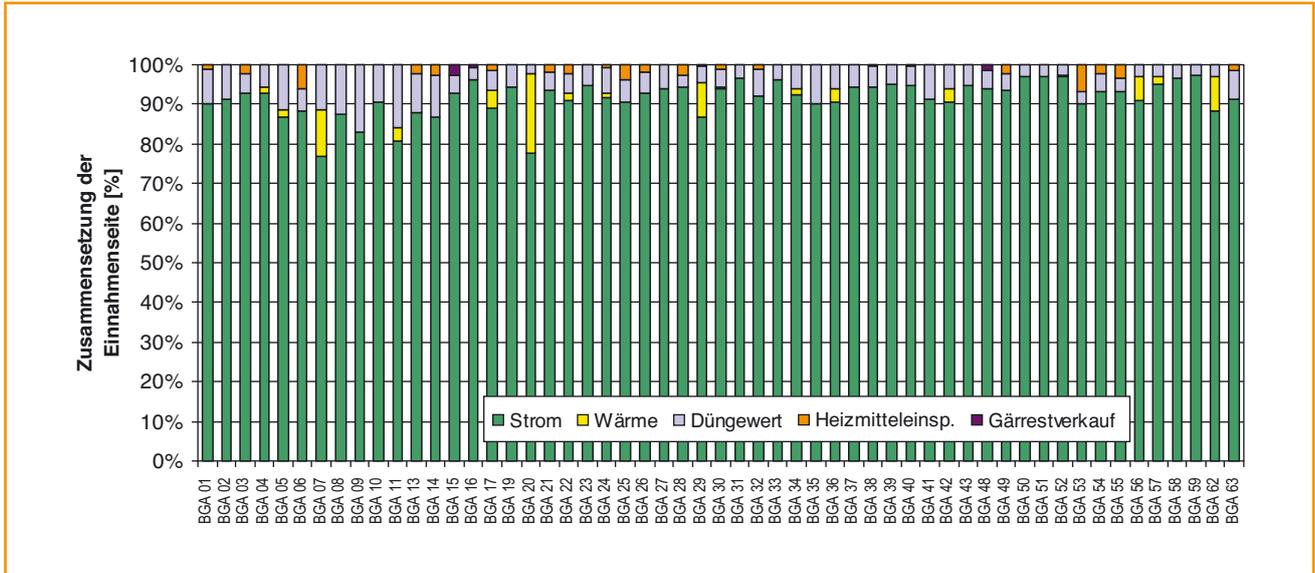


Abb. 6-89: Relative Zusammensetzung der Einnahmenseite

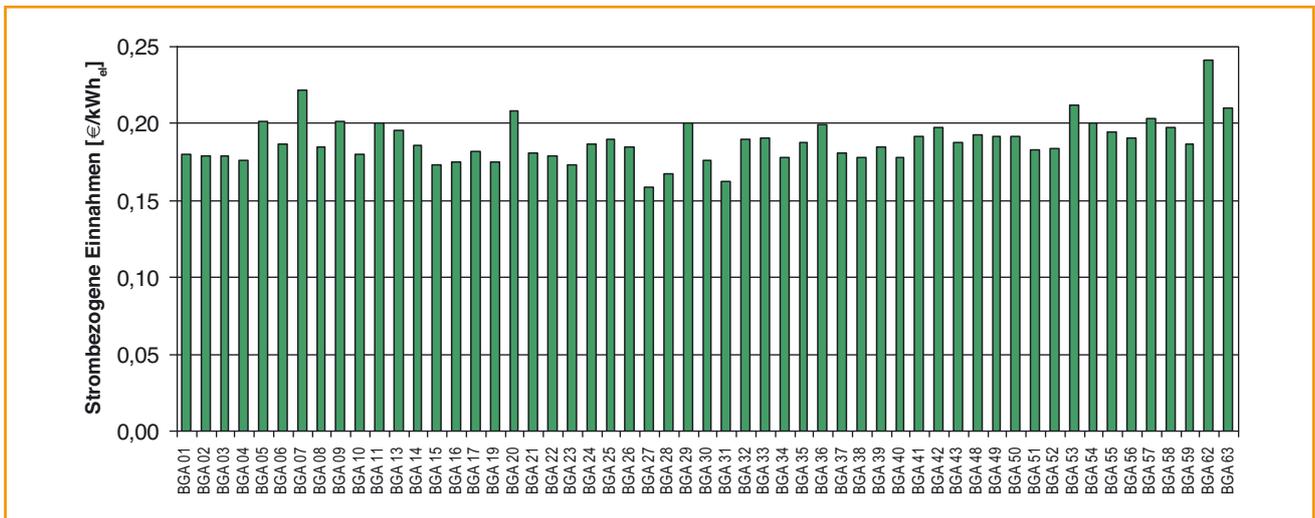


Abb. 6-90: Strombezogene Einnahmen der Biogasanlagen

	Mittelwert	Min – Max	
Gesamteinnahmen [€/a]	580.746	79.082 – 1.351.921	
% d. Gesamteinnahmen	Stromverkauf	91,5	77,0 – 97,2
	Wärmeverkauf	4,5	0,2 – 20,2
	Düngewert	6,0	2,3 – 16,9
	Heizmitteleinsparung	2,0	0,1 – 7,0
	Gärrestverkauf	0,9	0,1 – 2,7
Strombezogene Einnahmen [€/kWh _e]	0,19	0,16 – 0,24	

Tab. 6-13: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte der jährlichen Einnahmen

tersuchten Anlagen eine mittlere Einspeisevergütung von 17,1 Cent/kWh_e erreicht. Für BGA 62 konnte keine mittlere Einspeisevergütung ermittelt werden. Aufgrund der Betreiberangaben über die Stromeinnahmen im Beobachtungszeitraum wurde eine Einspeisevergütung von ca. 23 Cent/kWh errechnet.

6.3.4 Jährliche Kosten

Die jährlichen Kosten werden unterteilt in Anlagen-, Gebäude- und Grundstückskosten, Maschinenkosten sowie Betriebs- und Direktkosten (siehe auch ökonomische Datenblätter der Biogasanlagen in Kap. 5).

Abschreibungen

Die Gesamtinvestitionssumme wird auf die Bereiche Bau, Technik und Motoren verteilt. Dies ist wegen der zugrunde gelegten unterschiedlichen Lebens-



dauer dieser drei Teilbereiche und den damit angesetzten Abschreibungszeiträumen notwendig.

Folgende Kompartimente werden den drei Teilbereichen zugeordnet:

Bau: Substratlager, Hygienisierung, Fermenter, Gärrückstandslager, Gasspeicher (inkl. Umhausung), Heizöltank und Maschinenraum. Die Kosten für die Netzanbindung werden ebenfalls dem Bau zugerechnet, inkl. der Trafo-Station, wenn diese vom Anlagenbetreiber gebaut werden musste. Zum Unterpunkt Fermenter zählt auch die Folienabdeckung und Isolierung.

Technik: Annahme und Aufbereitung, Substratzugabe, Substratleitungen, Gasreinigung, Heizungsanlage, Rührwerke, Pumpen, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Elektroinstallationen, BHKW außer Motor.

Motor: Nur die Kosten für den Motor

Leider war es nicht möglich detaillierte Informationen über die Kosten einzelner Komponenten zu sammeln, da oft nur Angebote über komplette Anlagenbereiche vorlagen. Teilweise wurden auch ganze Anlagensysteme mit nur einem Pauschalpreis belegt. Als Abschreibungszeiträume werden für die Bauseite 20 und für die Technik 10 Jahre angesetzt. Bei den Motoren wird je nach Motorentyp folgender Abschreibungszeitraum angesetzt: Gasmotoren 7, Zündstrahlmotoren 4 Jahre. Die Preise für BHKW-Motoren konnten nur in einigen Fällen ermittelt werden. Daraus ergab sich ein mittlerer Anschaffungspreis von 20 % an den gesamten BHKW-Kosten, der für alle anderen Anlagen angenommen wurde.

Bei Anlagen, ohne Zuordnung in die Bereiche Bau und Technik, wurden mittlere Anteile von 44 % für Bau und 56 % für Technik eingesetzt, sodass eine Berechnung der Abschreibungen möglich war.

Zinsen

Hier wird die jährliche Belastung durch die für aufgenommene Kredite anfallenden Zinsen dokumentiert, um die Variationsbreite der Kredite aufzuzeigen. Um dem unterschiedlichen Tilgungsstatus der Kredite und der sich verändernden Zinsbelastungen auch in einem statischen Auswertungsansatz gerecht zu werden, wurde für jeden Kredit die gesamte Zinsbelastung über die Laufzeit errechnet und auf die Laufzeit verteilt. Dabei wurde angenommen, dass sich der Zinssatz über die gesamte Laufzeit hinweg nicht ändert.

Reparaturkosten

Diese werden aufgeteilt nach Ersatzteilen und Personalaufwand. In vielen Fällen fehlte eine separate

Aufstellung für den notwendigen Personaleinsatz, da dieser oftmals bereits über die allgemeinen Personalkosten abgedeckt wird. Bei einigen Biogasanlagen sind die Personalkosten für Reparaturen schon in denen für Routinearbeiten enthalten, da nur in sehr geringem Umfang Reparaturen auftraten und der Stundenaufwand nicht dokumentiert wurde. Die Kosten für Ersatzteile wurden von einigen Betreibern auch in den Bereich „Verbrauchsmaterial“ integriert, da ihnen eine Trennung der Posten nicht möglich war.

Strombedarf der Biogasanlage

Der Eigenverbrauch der Biogasanlage an Strom wird nur in den Fällen hier aufgeführt, wenn er nicht vom produzierten Strom abgezogen wird und somit beim Stromerlös bereits berücksichtigt wurde. Über den während des Untersuchungszeitraums ermittelten Eigenstromverbrauch konnten die Kosten für elektrische Fremdenergie nach Abzug eines Trafoverlustes von 1 % ermittelt werden.

Außerdem sei angemerkt, dass in dieser ökonomischen Betrachtung der Wärmeverbrauch der Biogasanlage nicht als Kostenfaktor bilanziert wird, da Wärme bei den meisten Biogasanlagen im Überschuss zur Verfügung steht und vielmehr insbesondere im Sommer über die Notkühler unter Einsatz von Elektroenergie an die Umgebung abgegeben werden muss.

Zündölkosten

Für die Anlagen mit Zündstrahlmotoren werden hier die jährlichen Zündölkosten über die während des Untersuchungszeitraums ermittelten Zündölmengen berechnet.

Verbrauchsmaterial

Hierzu zählen alle Materialien, welche zum störungsfreien Betrieb und zur Wartung der Anlage eingesetzt werden: Ölfilter, Schmieröl, Motoröl, etc.

Personalkosten

Für die Personalkosten werden die Betreiberangaben herangezogen, es sei denn die Angaben waren nicht plausibel oder gar nicht vorhanden. In diesen Fällen wurden die Stunden, die über die Betriebstagebücher dokumentiert wurden, als Eigenleistung mit einem Stundensatz von 15 €/h verrechnet.

Analysekosten

Hierzu zählen nur jene Kosten, die für zusätzliche Analysen anfallen, die allein für den Betrieb der Biogasanlage erforderlich sind und über den notwendigen Analysenaufwand eines landwirtschaftlichen Betriebs hinausgehen.



Substrat	Befragung 12/2006		Befragung 12/2007	
	mittlere Substratkosten [€/t]	Spannbreite der Substratkosten [€/t]	mittlere Substratkosten [€/t]	Spannbreite der Substratkosten [€/t]
Maissilage	26	15 – 40	31	23 – 44
Getreide	112	70 – 150	164	85 – 230
Getreide GPS	23	20 – 29	29	20 – 41
Grassilage	25	14 – 40	26	15 – 45

Tab. 6-14: Substratkosten nach einer Betreiberbefragung durch das Institut für Energetik und Umwelt⁷

Kosten für Substrate

Zur Ermittlung der Substratkosten werden die mittleren Kosten der einzelnen Substrate zusammengestellt und mit den Mengen aus den Betriebstagebüchern verrechnet. Dabei werden für die hofeigenen Wirtschaftsdünger keine Kosten veranschlagt, da diese als Nebenprodukt bei der Tierhaltung anfallen. Einige Anlage haben Wirtschaftsdünger zugekauft, die dann entsprechend dokumentiert wurden.

Die Kosten für nachwachsende Rohstoffe, die zugekauft werden müssen, ergeben sich aus den tatsächlich bezahlten Preisen. Für NaWaRos, die im eigenen landwirtschaftlichen Betrieb angebaut wurden, wurde ein mittlerer Preis pro Tonne Frischmasse angegeben. Dieser enthält sämtliche Kosten für Anbau, Ernte, Transport, Lagerung und Silierung bis zum endgültigen Substrat für die Biogasanlage. Dabei sei anzumerken, dass die Substratkosten nach den Angaben der Betreiber eingesetzt wurden und die Bemessungsgrundlage das Jahr 2006 (1. Messkampagne) bzw. 2007 (2. Messkampagne) bildet. Die Zuordnung kann in Tabelle 6-18 nachvollzogen werden.

Für einige Anlagen konnten die Betreiber keine plausiblen Substratkosten angeben, sodass hier über

die tatsächlich zugegebenen Mengen aus den Betriebstagebüchern und festgelegten Preisen nach Ergebnissen einer Betreiberbefragung durch das Institut für Energetik und Umwelt (IE, 2008), errechnete Substratkosten eingesetzt werden mussten (Tabelle 6-14).

Ausbringkosten

Die Betreiber waren oft nicht in der Lage, die jährlichen Kosten für die Ausbringung von Gärresten anzugeben. Aufgrund dessen werden für alle Anlagen die Ausbringkosten über die anfallenden Mengen Gärrückstand berechnet. Für eine Tonne wird ein Preis von 3,27€ nach KTBL⁵ angesetzt.

Die Summe aus Anlagenkosten, Gebäude- und Grundstückskosten, Maschinenkosten, Betriebskosten und Direktkosten ergibt den gesamten jährlichen finanziellen Aufwand. Dieser wird sowohl als Gesamtsumme als auch als prozentualer Anteil an der Gesamtinvestitionssumme dargestellt. Bezogen auf die produzierte Strommenge, ergeben sich die Stromgestehungskosten.

Die jährlichen Gesamtausgaben der Biogasanlagen sind in Abbildung 6-91 dargestellt. Dabei wur-

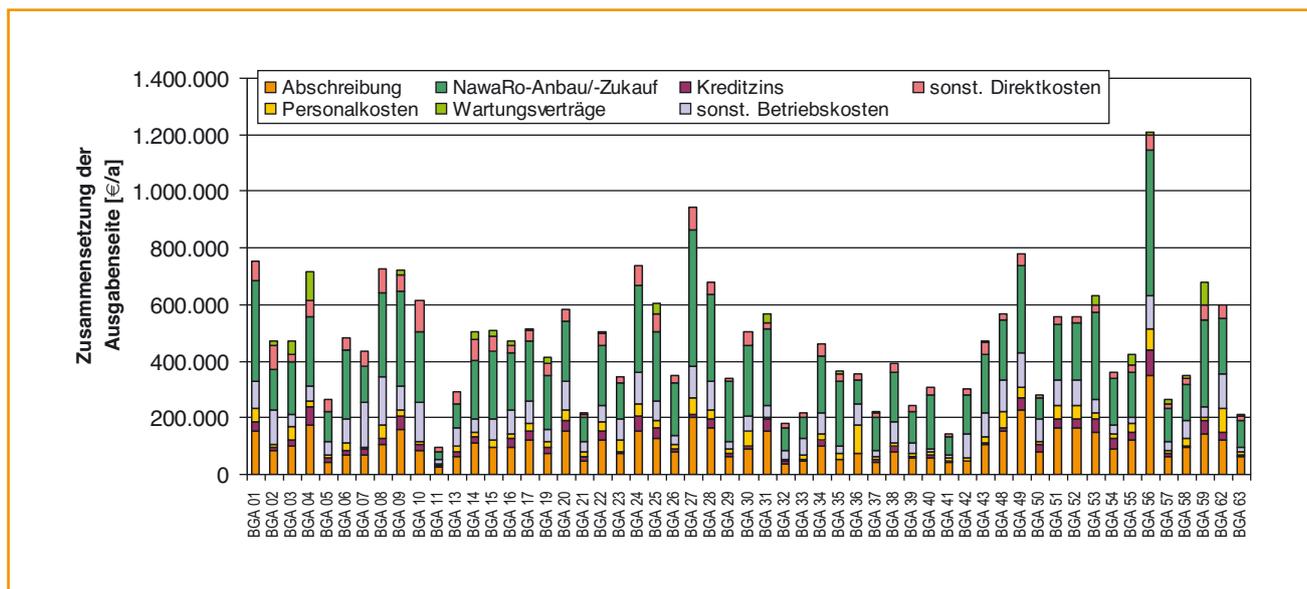


Abb. 6-91: Zusammensetzung der jährlichen Gesamtausgaben der Biogasanlagen in Absolutwerten

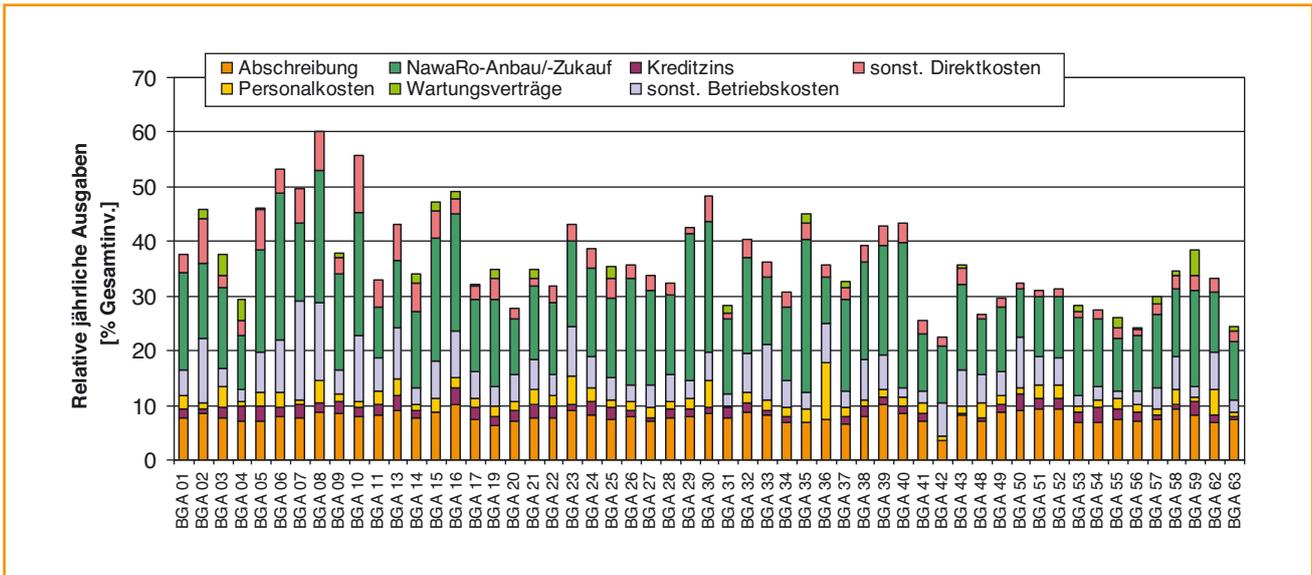


Abb. 6-92: Relative Gesamtkosten bezogen auf die installierte elektrische Leistung, differenziert nach Abschreibung, Kreditzinsen, Personalkosten, Wartungsverträge, sonst. Direktkosten, NaWaRo-Anbau/-Zukauf und sonst. Betriebskosten

den die Gesamtkosten in Abschreibungen, Kosten für Kreditzins, Wartungsverträge, Personalkosten, sonst. Betriebskosten (Zündölkosten, Analysekosten, Versicherung, Eigenstrombedarf, Ersatzteile), sonst. Direktkosten (Gärhilfsstoffe, Wasser, Ausbringkosten, Beiträge und Gebühren, Pacht und Miete) und Kosten für den Anbau von NaWaRo sowie Zukauf von Substraten aufgeteilt.

Die Gesamtausgaben der Anlagen liegen zwischen 94.689 (BGA 11) und 1.210.677 € pro Jahr (BGA 56) (Abbildung 6-91). Bezieht man die jährlichen Ausgaben auf die installierte Leistung so hat die Altanlage BGA 11 den höchsten Wert zu verzeichnen und BGA 56 liegt mit Ausgaben von 573 €/kW_{el} im unteren

Bereich, da bislang noch nicht die gesamte installierte Leistung von 2.112 kW_{el} genutzt werden konnte und die Betriebskosten dementsprechend geringer ausfallen.

Die relativen Gesamtkosten pro installierter kW_{el} belaufen sich auf durchschnittlich 1.082 €/kW_{el} und variieren zwischen 544 (BGA 28) und 2.015 (BGA 11) (Tabelle 6-15).

6.3.4.1 Abschreibung

Die Abschreibungen sind bei den hier vorgestellten Anlagen mit 14,2 % (BGA 10) bis 30,8 % (BGA 63) an

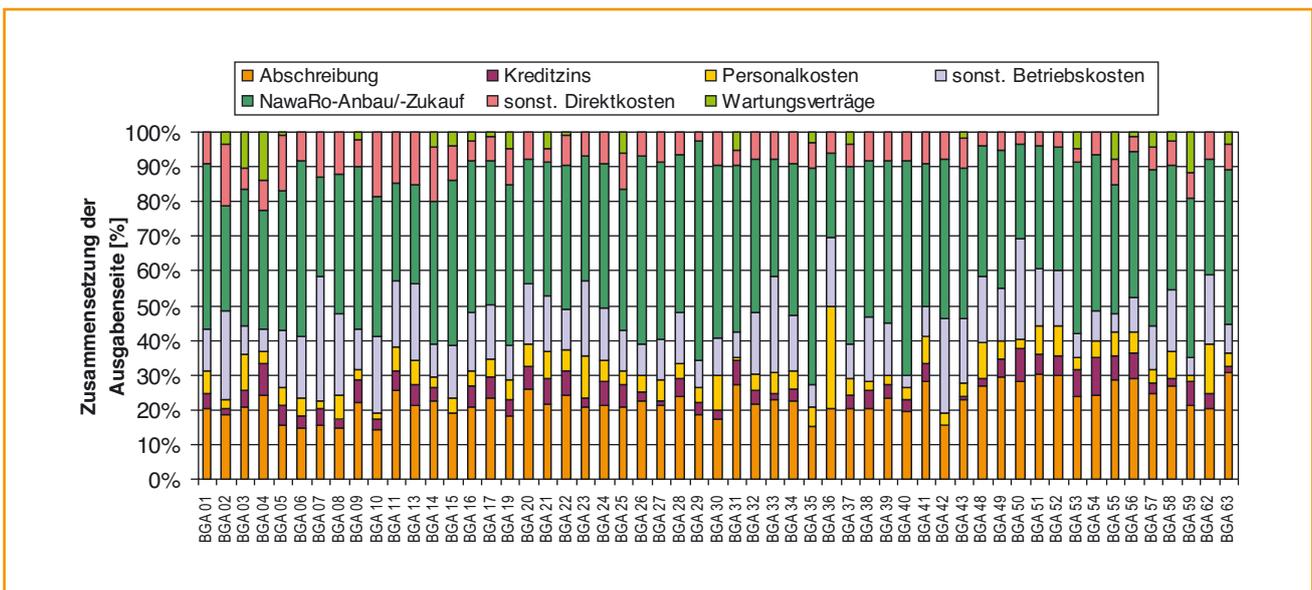


Abb. 6-93: Relative Zusammensetzung der jährlichen Gesamtausgaben, differenziert nach Abschreibung, Kreditzinsen, Personalkosten, Wartungsverträge, sonst. Direktkosten, NaWaRo-Anbau/-Zukauf und sonst. Betriebskosten



den Gesamtausgaben beteiligt (Abbildung 6-93) und weisen einen durchschnittlichen Anteil an den Gesamtkosten von 22,3 % auf (Tabelle 6-15).

6.3.4.2 Kreditzins

Der Anteil für Zinsen an den Gesamtausgaben konnte, aufgrund fehlender Angaben, für die Anlagen BGA 15, 35, 36 und 42 nicht ermittelt werden.

Im Durchschnitt haben die Kreditzinsen einen Anteil von 4,9 % der Gesamtausgaben. Die BGA 54 weist dabei mit 10,7 % den höchsten Wert auf.

6.3.4.3 Sonstige Direktkosten

Die sonstigen Direktkosten haben einen durchschnittlichen Anteil von 8,3 % an den Gesamtkosten. Sie setzen sich zusammen aus den Kosten für Gärhilfsstoffe, Wasser, Beiträge und Gebühren sowie Pacht- und Mietkosten. Den größten Anteil haben dabei die Ausbringkosten, die bis zu 15,9 % an den Gesamtkosten ausmachen können und im Durchschnitt bei 6,4 % der Gesamtkosten liegen.

6.3.4.4 Personalkosten

Die mittleren Personalkosten belaufen sich auf 5,9 % an den Gesamtkosten. Wie in Abbildung 6-93 dargestellt, sind diese bei den Anlagen sehr unterschiedlich, da hier die subjektive Einschätzung der Betreiber eine große Rolle spielte (vgl. Kap. 6.2.9). Bei BGA 36 stellen die Personalkosten einen extrem hohen An-

teil von 29,3 %. Der Betreiber gab an, dass 79.000 Euro pro Jahr für Eigenleistung anzusetzen sind. Laut Angaben für Routinearbeiten im Betriebstagebuch werden wöchentlich 10,4 Stunden geleistet. Bei einem Stundenlohn von 15 Euro belaufen sich die Personalkosten demnach auf ca. 8.100 Euro. Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit werden aber weiterhin die Betreiberangaben aus dem Ökonomie-Fragebogen eingesetzt.

Die Personalkosten variieren zwischen 7,7 und 59,2 % der Betriebskosten und spielen damit eine große Rolle. Ihnen kommt eine große Bedeutung bei der Verminderung von Betriebskosten zu. Dies kann durch einfache Maßnahmen, wie ein geregelter und effizienter Anlagenbetrieb, erreicht werden.

6.3.4.5 Sonst. Betriebskosten

Die sonstigen Betriebskosten inklusive Ersatzteile und Reparaturen stellen einen Anteil von 15,0 % an den Gesamtausgaben dar. Diese variieren ebenfalls sehr stark und liegen zwischen 3,7 (BGA 40) und 36,1 % (BGA 18).

Die Zusammensetzung der Betriebskosten (Abbildung 6-94) ist sehr unterschiedlich. Bei Anlagen mit Zündöl-BHKW haben die Zündölkosten einen sehr großen Anteil an den Betriebskosten. Außerdem decken über 80 % der Anlagen ihren Eigenstrombedarf mit Fremdstrom, da der produzierte Strom komplett in das öffentliche Netz eingespeist wird, sodass bei diesen Anlagen die Kosten zur Deckung des Eigenstrombedarfs bis zu 70 % an den Betriebskosten ausmachen können.

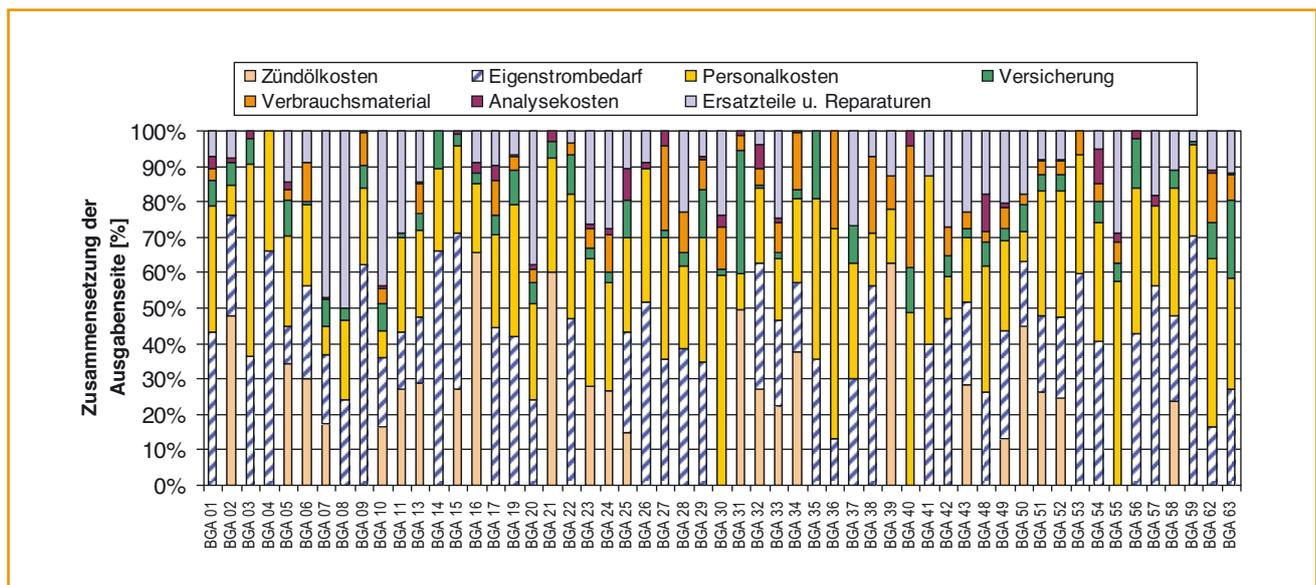


Abb. 6-94: Relative Zusammensetzung der jährlichen Betriebskosten

6.3.4.6 Kosten für NaWaRo-Anbau/-Zukauf

Die Kosten für Substrate belaufen sich auf durchschnittlich 42,1 % der Gesamtausgaben, womit diese den größten Anteil der Gesamtkosten stellen. Sie variieren sehr stark, von 24,1 % (BGA 36) bis 63,2 % (BGA 29) (Tabelle 6-15).

In Abbildung 6-95 sind die spezifischen Kosten für NaWaRo bezogen auf die eingesetzten Mengen an Frischmasse dargestellt. Diese liegen bis auf BGA 29 und BGA 35 zwischen 18 und 51 €/tFM. Im Durchschnitt fallen (inkl. BGA 29 und 35) 32 € pro Tonne Frischsubstrat an.

Die extrem hohen Substratkosten für BGA 29 kommen dadurch zustande, dass 36 % Körnermais-silage, mit einem Preis von 135 €/tFM (Betreiberangaben), eingesetzt werden. Bei BGA 35 haben Ge-

treide und CCM einen Anteil von über 25 % an der Substratmischung. Der Betreiber konnte leider keine Angaben zu den Getreidekosten machen, legte für CCM jedoch einen Preis von 120 €/tFM fest. Für Getreide wurde ein mittlerer Preis von 112 €/tFM⁷ angenommen. Diese hohen Substratkosten spiegeln sich ebenfalls in den hohen Stromgestehungskosten (siehe Abbildung 6-96) wider.

6.3.4.7 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus den Gesamtkosten bezogen auf die produzierte Strommenge. Dabei erreicht die BGA 09 den höchsten Wert von 0,31 €/kWh_e. Diese Anlage erreichte im Bezugszeitraum nur eine Auslastung von 52 %, sodass die

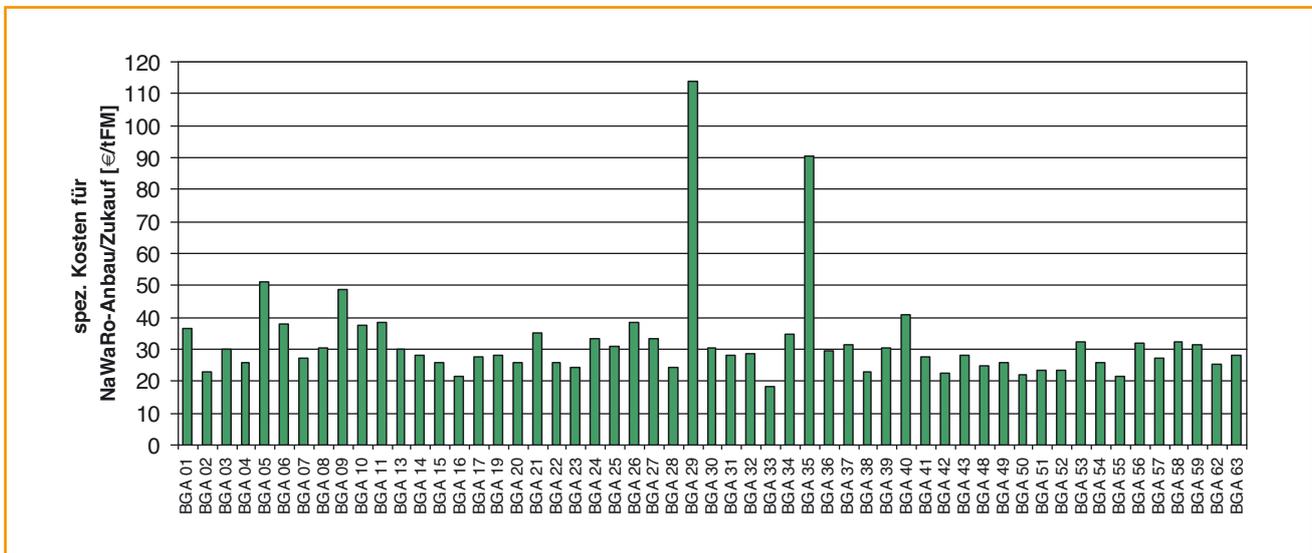


Abb. 6-95: Spezifische NaWaRo-Kosten der Biogasanlagen bezogen auf die eingesetzten Mengen an Frischmasse (Betreiberangaben)

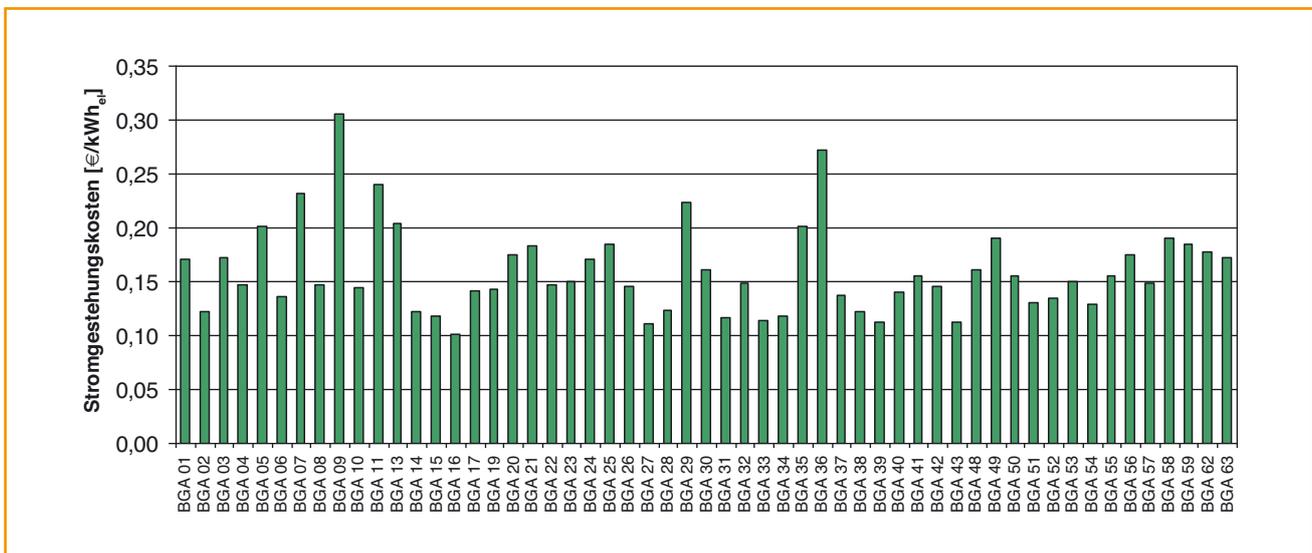


Abb. 6-96: Stromgestehungskosten der Biogasanlagen



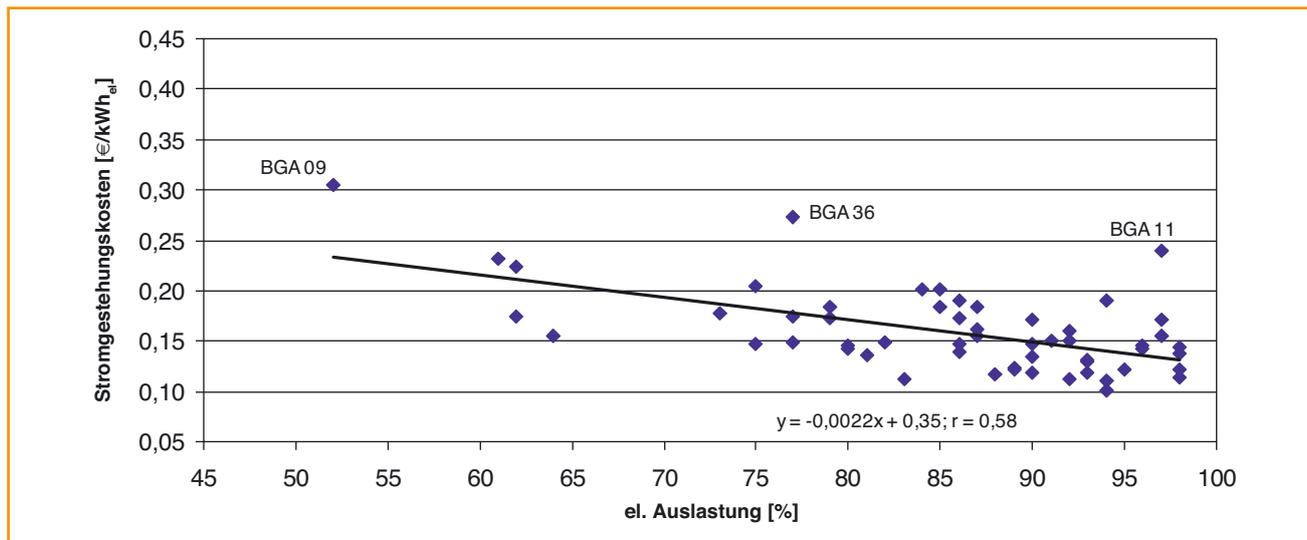


Abb. 6-97: Zusammenhang zwischen elektrischer Auslastung der Biogasanlagen und den Stromgestehungskosten

Stromproduktion zu gering war um kostendeckend zu arbeiten. Dementsprechend ergibt sich auch ein negatives Betriebsergebnis (vgl. Abbildung 6-98).

Die BGA 16 weist hingegen die geringsten Stromgestehungskosten auf, was sich auf die sehr geringen Substratkosten von nur 21,8 €/tFM zurückführen lässt. Zudem wurde eine sehr gute Auslastung erreicht, sodass die Stromproduktion entsprechend hoch war. Diese Anlage hatte demnach auch ein gutes Betriebsergebnis zu verzeichnen (Abbildung 6-98).

Insgesamt liegen die mittleren Stromgestehungskosten der hier untersuchten Anlagen bei 0,16 €/kWh_{el}.

Abbildung 6-97 zeigt den Zusammenhang zwischen der elektrischen Auslastung der Biogasanlagen und den Stromgestehungskosten. Diese sinken

mit zunehmender Auslastung der Anlagen. BGA 49 und 56 sind hier allerdings mit der korrigierten Auslastung bezogen auf eine reduzierte Anlagenleistung von 500 bzw. 1.300 kW_{el} dargestellt.

BGA 09, 36 und 11 liegen auf einem deutlich höheren Niveau, was auf überdurchschnittlich hohe Stromgestehungskosten hinweist. Diese zeigt sich dementsprechend auch im Betriebsergebnis (Abbildung 6-98 bzw. Abbildung 6-100).

6.3.5 Gesamtwirtschaftlichkeit der Anlagen

Das kalkulatorische Betriebsergebnis ist die Differenz aus jährlichen Gesamtkosten und Einnahmen und bildet den Reingewinn. Ergibt sich für eine Biogasanlage ein negatives Betriebsergebnis, wird von einem Verlust gesprochen.

BGA 07, 09, 11, 13, 29, 35 und 36 weisen ein negatives Betriebsergebnis auf (Abbildung 6-98). Alle anderen Anlagen liegen im positiven Bereich, wenn auch teilweise mit sehr minimalen Gewinnen.

Die Differenz aus den strombezogenen Einnahmen und den Stromgestehungskosten in Abbildung 6-99 zeigt sehr deutlich welche Anlagen Verlust bzw. Gewinn erwirtschaften, sodass die bereits erwähnten Anlagen BGA 09, 11 und 36 besonders herausfallen. Diese Werte können auch als Gewinn bzw. Verlust pro produzierter kWh_{el} angesehen werden. Im Durchschnitt wird ein Gewinn von 2,9 Cent/kWh_{el} erzielt (Tabelle 6-16). Im positiven Bereich liegen die Werte zwischen 0,1 (BGA 49) und 7,8 Cent/kWh_{el} (BGA 33); im Mittel bei 4,0 Cent/kWh_{el}.

Wie schon bei den Stromgestehungskosten zeigt sich ebenfalls eine Abhängigkeit von der elektrischen Auslastung der Anlagen (Abbildung 6-100). Es gibt



	Mittelwert	Min – Max
rel. Gesamtkosten [€/kW _{el} installiert]	1.082	544 – 2.015
% der Gesamtkosten	Abschreibung	22,3 14,2 – 30,8
	Kreditzins	4,9 1,0 – 10,7
	Personalkosten	5,9 0,8 – 29,3
	NawaRo-Anbau/-Zukauf	42,1 24,1 – 63,2
	sonst. Betriebskosten	15,0 3,7 – 36,1
	sonst. Direktkosten	8,3 2,6 – 18,5
	Wartungsverträge	2,0 0,0 – 13,8
Stromgestehungskosten [€/kWh _{el}]	0,16	0,10 – 0,31

Tab. 6-15: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Anteile der Einzelpositionen an den Gesamtkosten sowie die Gesamtkosten in Bezug zur Gesamtinvestitionssumme

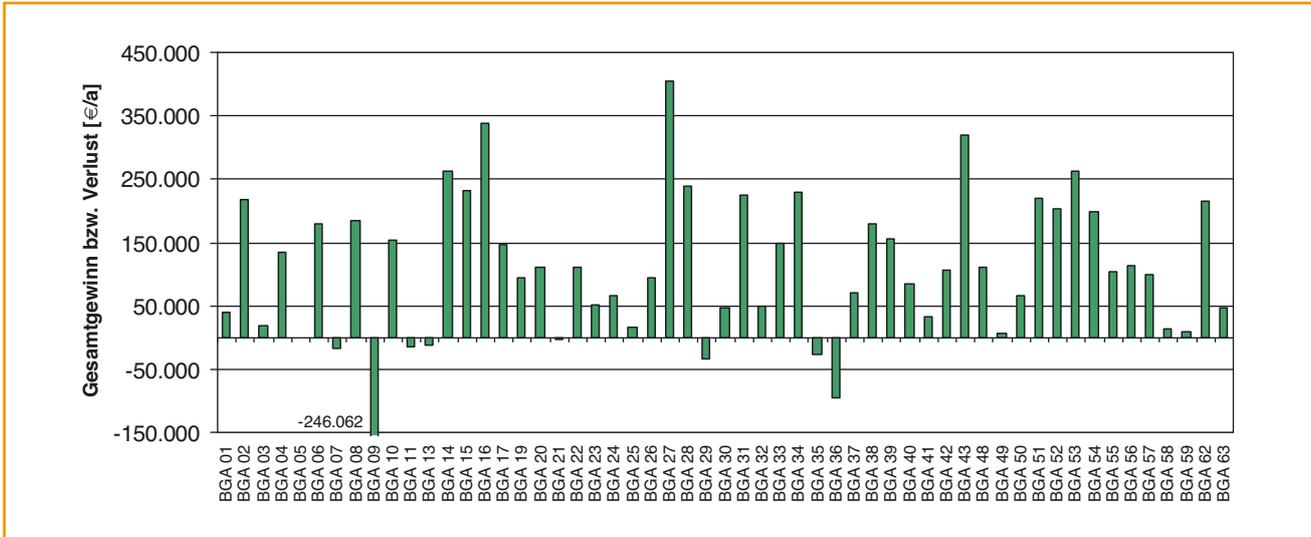


Abb. 6-98: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis bzw. Gesamtgewinn/-verlust der Biogasanlagen

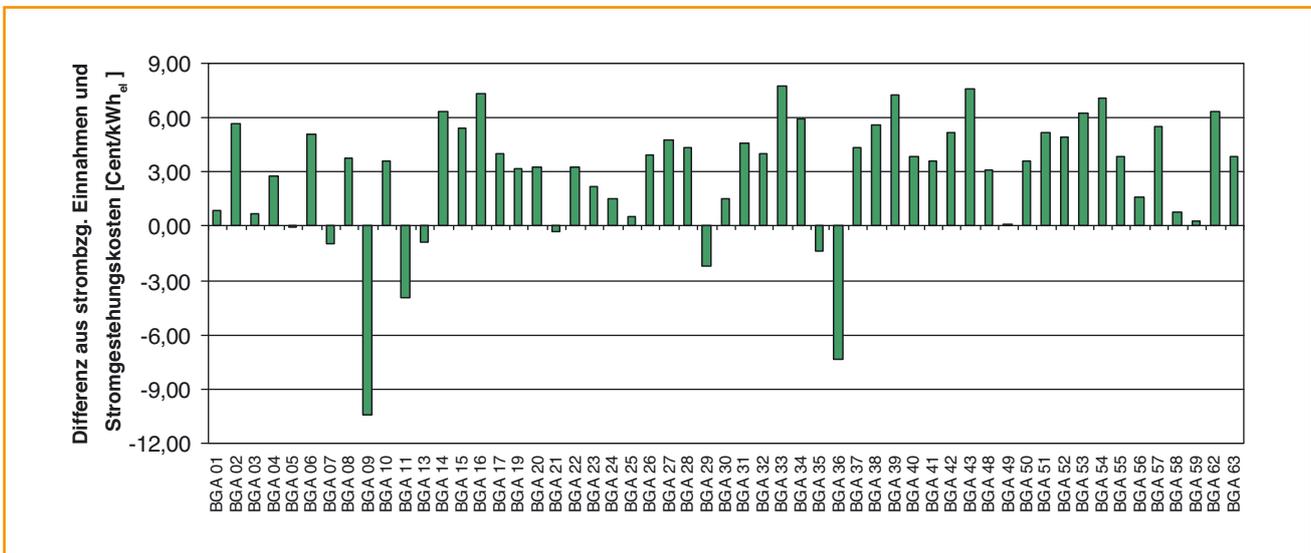


Abb. 6-99: Differenz zwischen strombezogenen Einnahmen und Stromgestehungskosten

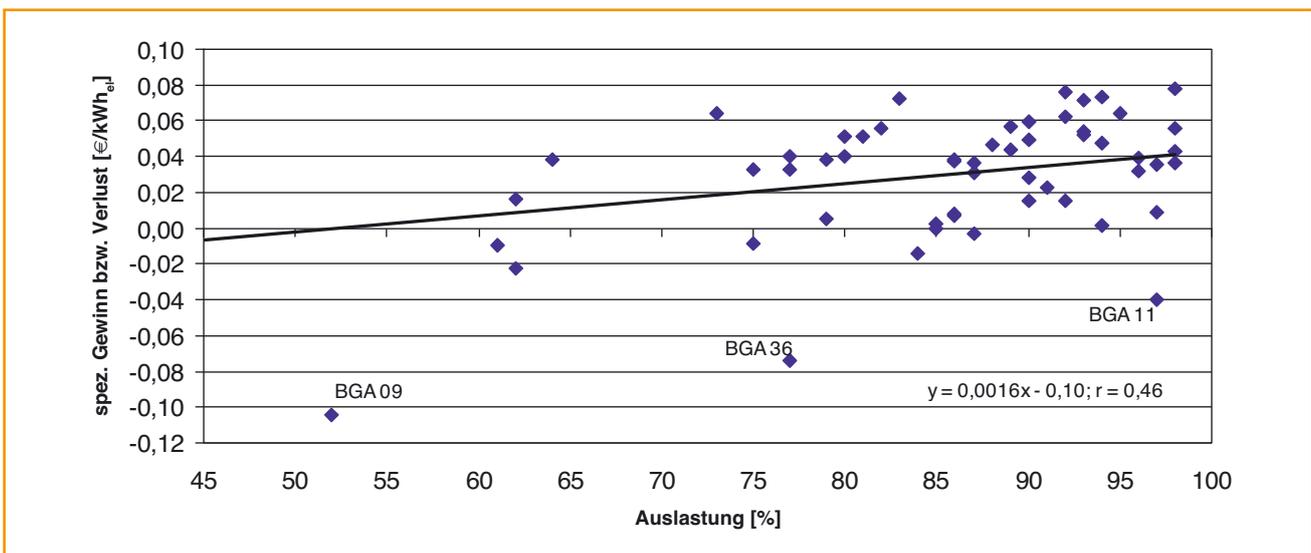


Abb. 6-100: Zusammenhang zwischen der elektrischen Auslastung der Anlagen und dem spezifischen Gewinn bzw. Verlust bezogen auf die Stromproduktion



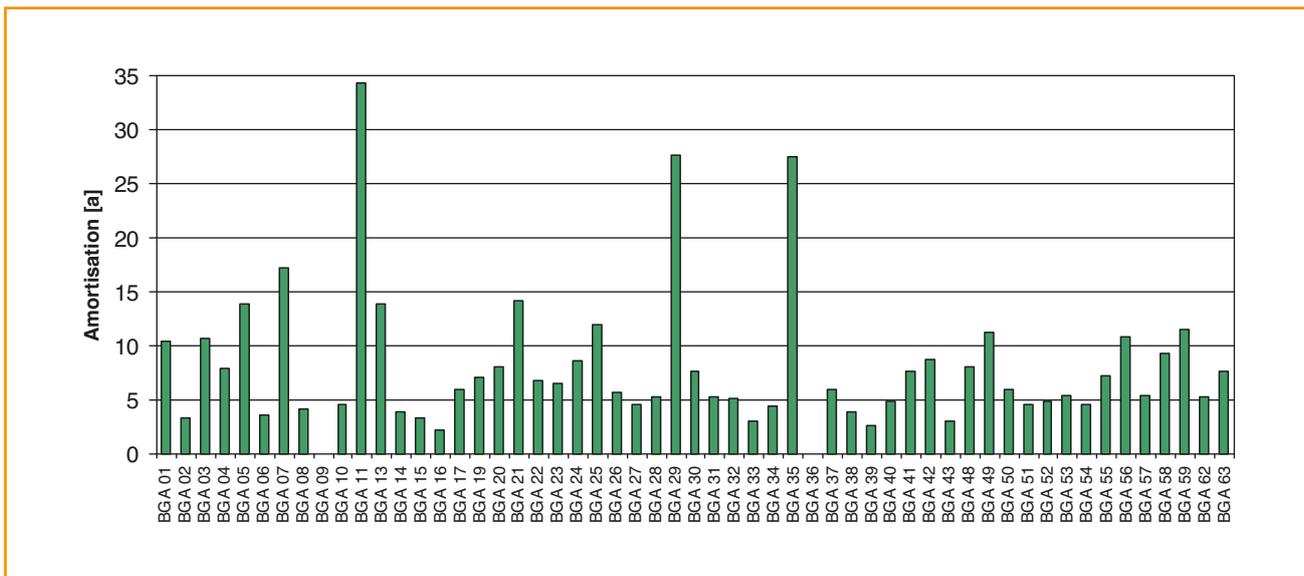


Abb. 6-101: Amortisation der Biogasanlagen

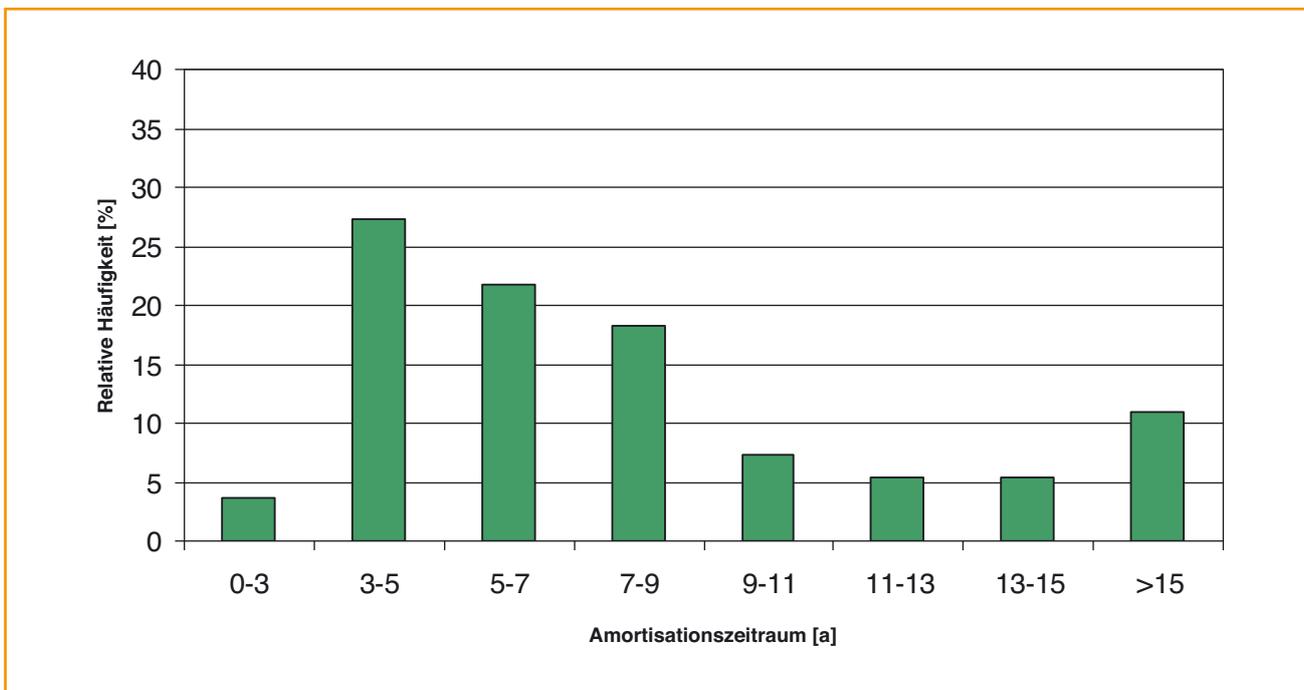


Abb. 6-102: Häufigkeitsverteilung der Amortisationszeit der Biogasanlagen

Gesamtwirtschaftlichkeit		Mittelwert	Min.	Max.
Kalkulatorisches Betriebsergebnis	[€/a]	108.492	-246.062	405.859
Gewinn/Verlust	[Cent/kWh _{el}]	2,9	-10,4	7,8
Amortisation	[a]	8,2	2,2	34,2

Tab. 6-16: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zur Gesamtwirtschaftlichkeit

jedoch eine breite Streuung von ca. 10 Cent/kWh_{el}, sodass auch eine Anlage mit niedriger Auslastung hohe Gewinne erwirtschaften kann.

In Abbildung 6-101 ist die Amortisation der Biogasanlagen dargestellt. Sie berechnet sich als Quotient aus Gesamtinvestitionssumme und Gewinn

plus Abschreibungen und stellt den Zeitraum dar, innerhalb dessen die Kosten für die Erstellung der Biogasanlage unter gleich bleibenden Bedingungen wieder erwirtschaftet werden können. Da die Amortisation die Abschreibungen wieder dem Gewinn zuordnet, können auch Anlagen mit Verlust eine

Amortisation erreichen. Diese Anlagen arbeiten nur insgesamt nicht kostendeckend.

Für BGA 09 und BGA 36 kann keine Amortisation angegeben werden (Abbildung 6-101), da selbst bei Vernachlässigung der Abschreibungskosten kein Gewinn erzielt wird. Nach dieser ökonomischen Auswertung wäre keine Amortisation der beiden Anlagen möglich.

Einige Anlagen weisen sehr kurze Amortisationszeiträume von ca. 2,5 Jahren auf, wohingegen die Anlagen BGA 11 (Altanlage), 29 und 35 mit über 25 Jahren eine sehr lange Zeit zur Amortisation benötigen.

Die sehr positiven Betriebszweigergebnisse einiger Anlagen müssen kritisch betrachtet werden. Es ist zu vermuten, dass nicht immer alle angefallenen Kosten angegeben oder nicht der Biogasanlage, sondern dem landwirtschaftlichen Betrieb zugerechnet wurden. Die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung lassen demnach allenfalls einen eingeschränkten Vergleich der Anlagen untereinander zu, da die wichtigsten Einnahmen und Ausgaben auf den Daten der einjährigen Messkampagne basieren. Ein Vergleich der Anlagen ist außerdem durch die Unterteilung in zwei Messkampagnen erschwert, da insbesondere die Substratkosten extremen Schwankungen unterworfen waren.

6.3.6 Sensitivitätsanalyse und Auswirkungen des neuen EEG

Die Sensitivitätsanalyse kann verdeutlichen, welche Parameter bei den einzelnen Biogasanlagen am stärksten zu einer Verbesserung bzw. Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit führen können. Dabei stehen die laufenden Kosten den Einnahmen gegenüber. Betrachtet werden hier die Substratkosten und Zündölkosten, die als Rohstoffe in der Regel starken Preisschwankungen unterliegen. Auf der Einnahmeseite wird die Erhöhung der Einspeisevergütung im Hinblick auf die Novellierung des EEG zum 01.01.2009² betrachtet. Hier gilt die Annahme, dass durch die Erhöhung des NaWaRo-Bonus bzw. des KWK-Bonus um jeweils 1 Cent/kWhel und die Einführung eines Güllebonus um 4 Cent/kWhel eine positive Entwicklung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen erreicht wird. Dem gegenüber stehen die Erhöhung

der Zündölkosten um 50 % bzw. 100 % und eine Änderung der Substratkosten um -25 % bzw. +25 %.

Tabelle 6-18 und Tabelle 6-19 zeigen die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Biogasanlagen. Dargestellt ist die Änderung des Amortisationszeitraums, sowie des Gewinns bzw. Verlustes (Differenz aus strombezogene Einnahmen und Stromgestehungskosten). Dabei wird deutlich, dass sich die Erhöhung der Substratkosten um nur 25 % sehr stark auf die Amortisation auswirkt. Die Ergebnisse fallen für die einzelnen Anlagen deutlich unterschiedlich aus. So verlängert sich der Amortisationszeitraum bei BGA 07 um 27,5 Jahre, wohingegen sich bei vielen Anlagen nur eine Verlängerung um ca. 1 Jahr ergibt. Bezogen auf den Gewinn/Verlust werden bei einer Erhöhung der Substratkosten um 25 % im Durchschnitt 1,7 Cent pro kWh weniger erwirtschaftet (Tabelle 6-17). Wenn die Substratpreise jedoch fallen, so können entsprechend 1,7 Cent pro kWh mehr verdient werden.

Die Erhöhung der Zündölkosten um 50 % bzw. 100 % hat für Anlagen mit Zündöl-BHKW eine deutliche Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit zur Folge. Im Durchschnitt sinken die Einnahmen um 0,6 bzw. 1,2 Cent pro kWh (Tabelle 6-17).

Die Änderung der Einspeisevergütung über den NaWaRo-Bonus um 1 Cent pro kWh kann einen Anstieg der Kosten teilweise kompensieren. Allerdings ist dies bei einem Anstieg der Substratkosten um 25 % nicht mehr möglich, sodass mindestens 2 Cent pro kWh nötig wären. Die Ergebnisse machen deutlich, dass ein gutes Wärmekonzept zum Erhalt des KWK-Bonus und zusätzliche Einnahmequellen wie z. B. Wärme- oder Gärrestverkauf einen höheren Stellenwert erlangen. Die Preisentwicklungen der kommenden Jahre haben einen großen Einfluss auf die Rentabilität der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung. Hier sind insbesondere Anlagen im Vorteil, die betriebseigene Wirtschaftsdünger einsetzen und denen ausreichende Flächen zum Anbau nachwachsender Rohstoffe zur Verfügung stehen.



Änderung	Substratkosten		Zündölpreis		Einspeisevergütung		
	- 25 %	+ 25 %	+ 50 %	+ 100 %	+ 1 Cent	+ 2 Cent	+ 4 Cent
Gewinn/Verlust [Cent/kWh _e]	+1,7	-1,7	-0,6	-1,2	+1	+2	+4

Tab. 6-17: Mittlere Änderungen des Gewinns bzw. Verlusts

Ergebnisse des Biogas-Messprogramms

Anlage	Amortisation [a]	Änderungen des Amortisationszeitraum [a]							
		Substratkosten		Zündölpreis		Einspeisevergütung			
		- 25 %	+ 25 %	+ 50 %	+ 100 %	+ 1 Cent	+ 2 Cent	+ 4 Cent	
BGA 01	2007	10,4	-3,3	9,0			-1,9	-3,3	-5,0
BGA 02	2006	3,4	-0,4	0,4	0,4	0,9	-0,4	-0,7	-1,1
BGA 03	2007	10,7	-3,1	7,2			-2,0	-3,4	-5,2
BGA 04	2007	7,9	-1,3	1,8			-1,1	-1,9	-3,0
BGA 05	2006	13,8	-5,3	22,1	4,1	11,5	-3,3	-5,4	-7,7
BGA 06	2006	3,6	-0,7	1,2	0,3	0,6	-0,4	-0,8	-1,3
BGA 07	2006	17,2	-6,6	27,5	3,6	9,0	-4,7	-7,3	-10,3
BGA 08	2007	4,2	-0,8	1,4			-0,6	-1,1	-1,7
BGA 09	2006	-	-	-	-	-	-	-	-
BGA 10	2007	4,6	-0,9	1,6	0,2	0,5	-0,7	-1,2	-1,9
BGA 11	2006	34,2	-15,2	-	-	-	-10,9	-16,6	-22,3
BGA 13	2006	13,8	-4,1	10,3	4,5	13,5	-3,1	-5,1	-7,4
BGA 14	2007	3,9	-0,5	0,6			-0,4	-0,7	-1,2
BGA 15	2006	3,3	-0,5	0,7	0,1	0,3	-0,4	-0,7	-1,1
BGA 16	2006	2,2	-0,2	0,3	0,2	0,4	-0,2	-0,4	-0,7
BGA 17	2006	6,0	-1,0	1,5			-0,7	-1,3	-2,1
BGA 19	2007	7,1	-1,6	2,8			-1,0	-1,8	-2,9
BGA 20	2007	8,0	-1,3	2,0			-0,9	-1,6	-2,7
BGA 21	2006	14,2	-4,6	13,1	7,9	35,9	-3,0	-5,0	-7,4
BGA 22	2006	6,8	-1,2	2,0			-0,9	-1,5	-2,5
BGA 23	2006	6,5	-1,3	2,2	1,0	2,3	-1,0	-1,8	-2,8
BGA 24	2006	8,6	-2,2	4,6	0,8	1,8	-1,4	-2,4	-3,7
BGA 25	2006	11,9	-3,5	8,7	0,6	1,3	-2,2	-3,7	-5,7
BGA 26	2007	5,6	-1,2	2,1			-0,7	-1,2	-2,0
BGA 27	2006	4,6	-0,8	1,1			-0,6	-1,0	-1,7
BGA 28	2006	5,2	-0,8	1,2			-0,6	-1,1	-1,8
BGA 29	2007	27,7	-18,1	-			-9,6	-14,2	-18,8
BGA 30	2006	7,7	-2,4	6,7			-1,4	-2,4	-3,7
BGA 31	2007	5,3	-0,8	1,2	0,2	0,3	-0,6	-1,1	-1,8
BGA 32	2006	5,1	-0,9	1,5	0,3	0,7	-0,6	-1,1	-1,8
BGA 33	2007	3,0	-0,3	0,3	0,1	0,3	-0,3	-0,5	-0,8
BGA 34	2007	4,5	-0,6	0,8	0,3	0,5	-0,5	-0,9	-1,4
BGA 35	2006	27,5	-18,2	-			-10,5	-15,2	-19,6
BGA 36	2006	-	-	-	-	-	-	-	-
BGA 37	2006	6,0	-1,2	2,0			-0,7	-1,3	-2,1
BGA 38	2007	3,8	-0,6	0,8			-0,4	-0,8	-1,3
BGA 39	2006	2,6	-0,3	0,4	0,2	0,4	-0,2	-0,4	-0,8
BGA 40	2006	4,9	-1,2	2,4			-0,6	-1,1	-1,8
BGA 41	2006	7,7	-1,3	1,9			-0,9	-1,5	-2,6
BGA 42	2006	8,7	-1,6	2,6			-1,0	-1,8	-3,0
BGA 43	2007	3,1	-0,3	0,4	0,1	0,2	-0,3	-0,5	-0,9
BGA 48	2006	8,1	-1,4	2,1			-1,0	-1,7	-2,8
BGA 49	2007	11,2	-2,8	5,5	0,5	1,1	-1,7	-2,9	-4,6
BGA 50	2007	6,0	-0,7	0,9	1,0	2,3	-0,7	-1,2	-2,0
BGA 51	2007	4,6	-0,5	0,7	0,2	0,5	-0,5	-0,8	-1,4
BGA 52	2007	4,8	-0,6	0,7	0,2	0,5	-0,5	-0,9	-1,5
BGA 53	2007	5,4	-0,8	1,2			-0,5	-0,9	-1,6
BGA 54	2006	4,6	-0,6	0,8			-0,4	-0,7	-1,3
BGA 55	2006	7,2	-1,1	1,5			-0,8	-1,4	-2,3
BGA 56	2007	10,8	-2,3	4,1			-1,4	-2,5	-4,0
BGA 57	2006	5,4	-0,8	1,2			-0,5	-1,0	-1,6
BGA 58	2007	9,4	-2,1	3,9	0,9	1,9	-1,4	-2,4	-3,8
BGA 59	2007	11,5	-3,9	11,8			-2,2	-3,7	-5,6
BGA 62	2007	5,3	-0,7	0,9					
BGA 63	2007	7,7	-1,3	2,1			-0,8	-1,4	-2,3

Tab. 6-18: Änderung des Amortisationszeitraums für die Biogasanlagen bei entsprechender Änderung der Einnahme- und Ausgabeseite

Anlage	Gewinn/Verlust [Cent/kWh _e]	Änderung Gewinn/Verlust [Cent/kWh _e]				
		Substratkosten		Zündölpreis		
		- 25 %	+ 25 %	+ 50 %	+ 100 %	
BGA 01	2007	0,9	2,0	-2,0		
BGA 02	2006	5,7	0,9	-0,9	-0,8	-1,6
BGA 03	2007	0,7	1,7	-1,7		
BGA 04	2007	2,8	1,2	-1,2		
BGA 05	2006	0,4	1,9	-1,9	-0,7	-1,4
BGA 06	2006	5,1	1,7	-1,7	-0,5	-0,9
BGA 07	2006	-0,9	1,7	-1,7	-0,5	-0,9
BGA 08	2007	3,7	1,5	-1,5		
BGA 09	2006	-10,4	3,6	-3,6		
BGA 10	2007	3,6	1,5	-1,5	-0,3	-0,6
BGA 11	2006	-4,0	1,7	-1,7	-0,8	-1,7
BGA 13	2006	-0,9	1,5	-1,5	-0,8	-1,7
BGA 14	2007	6,4	1,3	-1,3		
BGA 15	2006	5,4	1,4	-1,4	-0,3	-0,6
BGA 16	2006	7,3	1,1	-1,1	-0,7	-1,4
BGA 17	2006	4,1	1,5	-1,5		
BGA 19	2007	3,2	1,6	-1,6		
BGA 20	2007	3,3	1,6	-1,6		
BGA 21	2006	-0,3	1,8	-1,8	-1,3	-2,7
BGA 22	2006	3,3	1,5	-1,5		
BGA 23	2006	2,2	1,4	-1,4	-0,7	-1,4
BGA 24	2006	1,5	1,8	-1,8	-0,5	-0,9
BGA 25	2006	0,5	1,8	-1,8	-0,2	-0,4
BGA 26	2007	4,0	2,0	-2,0		
BGA 27	2006	4,7	1,4	-1,4		
BGA 28	2006	4,4	1,4	-1,4		
BGA 29	2007	-2,2	3,6	-3,6		
BGA 30	2006	1,5	2,0	-2,0		
BGA 31	2007	4,6	1,4	-1,4	-0,2	-0,5
BGA 32	2006	4,0	1,7	-1,7	-0,5	-0,9
BGA 33	2007	7,8	1,0	-1,0	-0,4	-0,9
BGA 34	2007	5,9	1,3	-1,3	-0,5	-0,9
BGA 35	2006	-1,4	3,2	-3,2		
BGA 36	2006	-8,1	1,7	-1,7		
BGA 37	2006	4,3	1,8	-1,8		
BGA 38	2007	5,6	1,4	-1,4		
BGA 39	2006	7,5	1,3	-1,3	-0,6	-1,3
BGA 40	2006	3,9	2,2	-2,2		
BGA 41	2006	3,5	1,6	-1,6		
BGA 42	2006	5,2	1,7	-1,7		
BGA 43	2007	7,6	1,2	-1,2	-0,4	-0,7
BGA 48	2006	3,1	1,5	-1,5		
BGA 49	2007	0,1	1,9	-1,9	-0,3	-0,5
BGA 50	2007	3,6	1,1	-1,1	-1,1	-2,2
BGA 51	2007	5,2	1,2	-1,2	-0,4	-0,8
BGA 52	2007	4,9	1,2	-1,2	-0,4	-0,8
BGA 53	2007	6,2	1,8	-1,8		
BGA 54	2006	7,1	1,5	-1,5		
BGA 55	2006	3,8	1,5	-1,5		
BGA 56	2007	1,6	1,9	-1,9		
BGA 57	2006	5,6	1,7	-1,7		
BGA 58	2007	0,8	1,7	-1,7	-0,5	-1,0
BGA 59	2007	0,3	2,1	-2,1		
BGA 62	2007	6,4	1,5	-1,5		
BGA 63	2007	3,9	1,9	-1,9		



Tab. 6-19: Änderung von Gewinn bzw. Verlust bei entsprechender Änderung der Ausgabeseite

6.4 Ökologische Bewertung

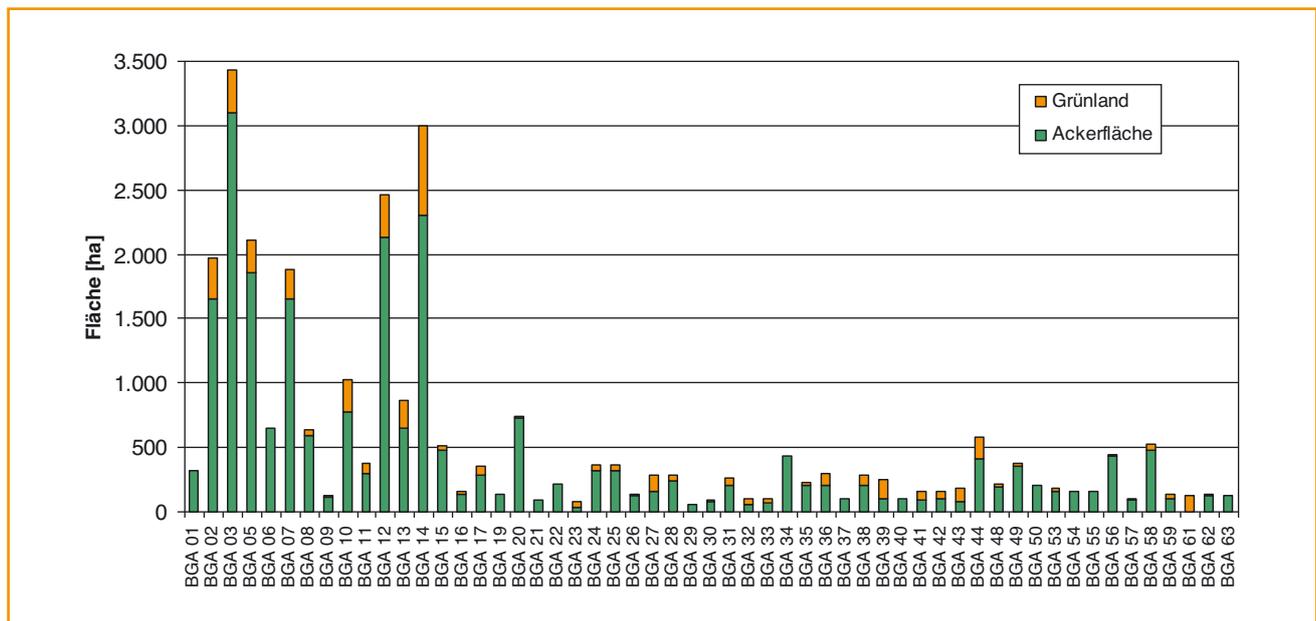
Ziel der ökologischen Bewertung ist es Veränderungen der landwirtschaftlichen Betriebe durch die Errichtung der Biogasanlagen zu erfassen und damit umweltrelevante Aspekte wie Flächennutzung, Betriebsmitteleinsatz und Transportaufwand zu berücksichtigen.

Die Datenaufnahme zu den ökologischen Fragestellungen gestaltete sich sehr schwierig, da teilweise die erforderlichen Daten nur unvollständig erfasst werden konnten oder betriebsbedingte Ungenauigkeiten aufweisen, die nicht quantifiziert werden können. Die Qualität der Daten zwischen den Anlagen ist daher sehr unterschiedlich. Aufgrund dessen ist die Datenbasis für die Auswertungen „landwirtschaftlicher Betrieb“, „Betriebsmitteleinsatz“ und „Transport“ nicht einheitlich. Für Anlagen, die von Betreibergemeinschaften mit mehr als 2 Betreibern geführt werden, war keine Auswertung der Fragebögen möglich, da eine Zuordnung der Leistungen für die BGA nicht immer eindeutig bestimmt werden konnte.

Die folgenden Ergebnisse geben daher nur ein eingeschränktes Gesamtbild der Anlagen wieder und stellen nur Einzelhofanlagen bzw. Anlagen mit höchstens 2 Betreibern dar. Darüber hinaus sind die Betriebsdaten nur als Momentaufnahme für den Untersuchungszeitraum im Rahmen des Projektes zu betrachten, da sich die Flächennutzungen von Betriebsjahr zu Betriebsjahr unterscheiden.



Abb. 6-103: Flächen der landwirtschaftlichen Betriebe differenziert nach Ackerfläche und Grünland



6.4.1 Landwirtschaftlicher Betrieb und NaWaRo-Anbau

In Abbildung 6-103 sind die Flächen der landwirtschaftlichen Betriebe von 55 Biogasanlagen dargestellt.

Dabei wird die unterschiedliche Agrarstruktur der Regionen deutlich. Die Anlagen der nordöstlichen Region (BGA 01 bis BGA 14) bewirtschaften wesentlich größere Flächen von bis zu 3.434 ha (BGA 03). Die BGA 29 in der südöstlichen Region hat mit 56 ha die kleinste Anbaufläche.

Die Unterschiede zwischen den Regionen werden demnach auch bei der Betrachtung der Flächen für den NaWaRo-Anbau deutlich (Abbildung 6-104). In der nordöstlichen Region macht der NaWaRo-Anbau für die Biogasanlage in der Regel nur einen sehr geringen Anteil aus. Lediglich die Anlagen 01, 06 und 08 der nordöstlichen Region bauen NaWaRo auf über 40 % der Ackerfläche an.

In den anderen Regionen werden oft bereits über 50 % bis zu 100 % der Ackerfläche für die Biogasanlage eingesetzt (Abbildung 6-104). Im Durchschnitt werden bei den hier aufgeführten Anlagen 57 % der betriebseigenen Flächen für den NaWaRo-Anbau genutzt.

Veränderungen in der Flächenbewirtschaftung, die sich in Zusammenhang mit dem Bau der Anlage ergeben haben, konnten nur für 36 Betriebe ermittelt werden.

Wie die Ergebnisse in Kap. 6.2.1 zeigen, bildet Maissilage das Hauptsubstrat und wird bei 98 % der bewerteten Anlagen eingesetzt. Aufgrund dessen werden die Veränderungen der Maisanbauflächen genauer betrachtet (Abbildung 6-105). Bei 32 Betrie-

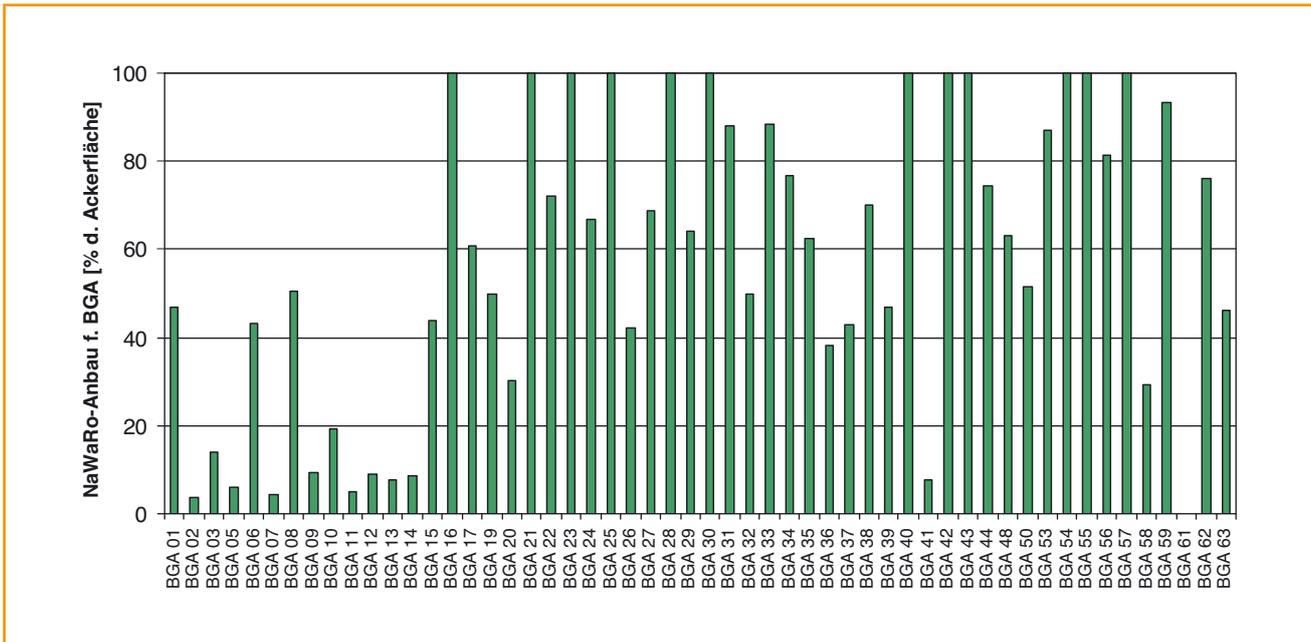


Abb. 6-104: NaWaRo-Anbau auf den betriebseigenen Flächen für die Biogasanlage in % der Ackerfläche

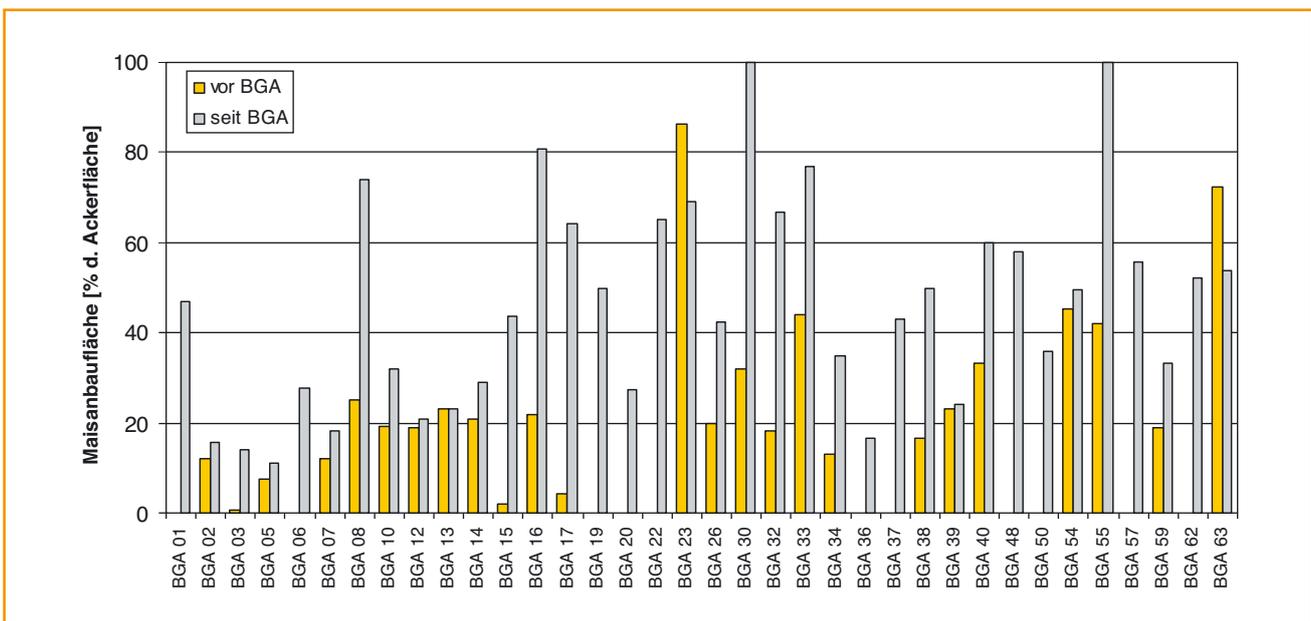
ben wurden die Anbauflächen für Mais im Zusammenhang mit dem Betrieb der Biogasanlage ausgedehnt. 2 Anlagen hatten einen Rückgang im Maisanbau zu verzeichnen und bei weiteren 2 Anlagen gab es keine Änderungen. Generell ist festzustellen, dass die Anbauflächen für Mais bei den hier untersuchten Biogasanlagen zugenommen haben. Vorher wurden im Durchschnitt auf 18 % der Flächen Mais angebaut. Nach dem Bau einer Biogasanlage wurden im Durchschnitt 46 % der zur Verfügung stehenden Ackerflächen für Maisanbau genutzt.

Eine Betrachtung der Fruchtfolgen vor und nach dem Bau der BGA ergab bei 25 % der Anlagen keine Änderung. Bei 22 % der Anlagen wurde eine grö-

ßere Anzahl von Feldfrüchten angebaut. Auffällig waren bei einer Reduzierung der Anzahl an Feldfrüchten häufig der Wegfall von Körnermais, Zuckerrüben und Raps (Abbildung 6-106).

Die Ergebnisse zeigen, dass der mit der Novellierung des EEG 2004 eingeführte NaWaRo-Bonus in den meisten Fällen zu einer Ausdehnung des NaWaRo-Anbaus, insbesondere für Silomais, geführt hat.

Abb. 6-105: Gesamt-Maisanbauflächen vor dem Bau der BGA und seit Inbetriebnahme in % der gesamten Ackerfläche



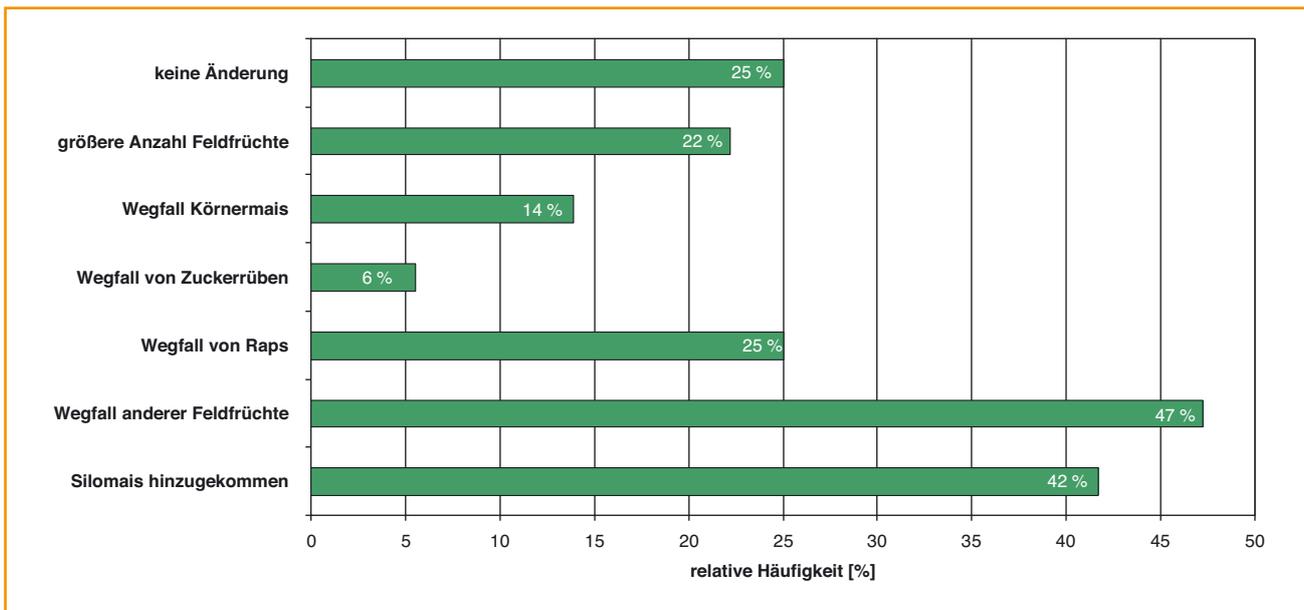


Abb. 6-106: Relative Häufigkeit von Änderungen in der Fruchtfolge

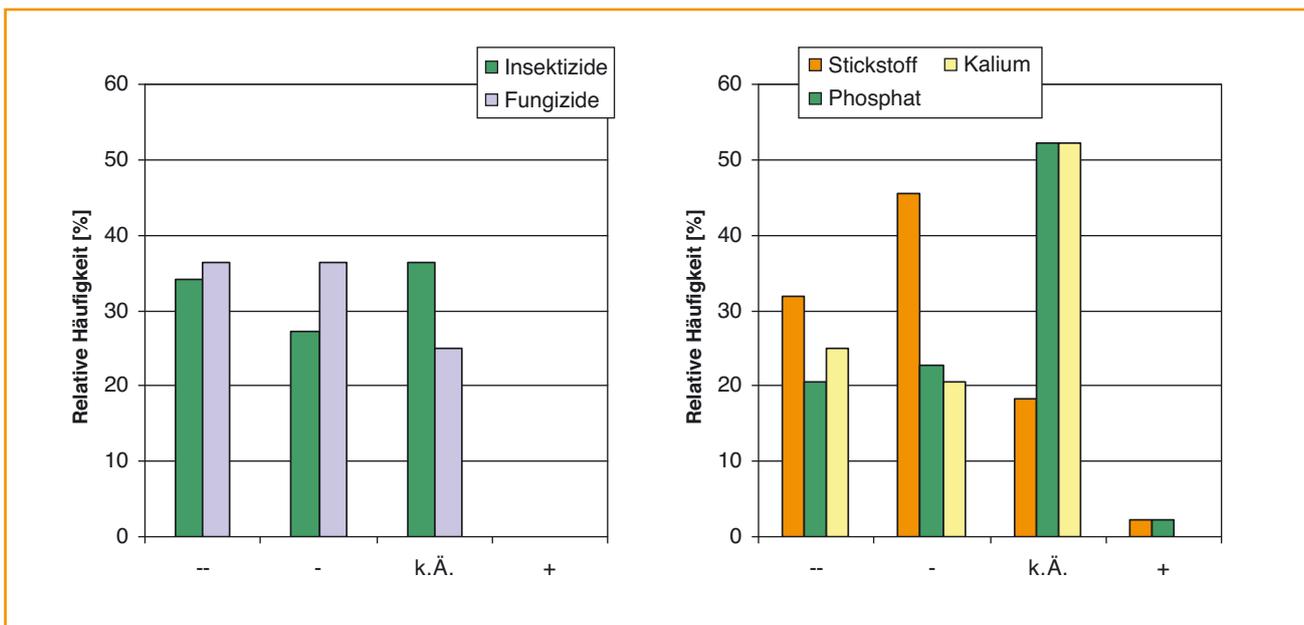


Abb. 6-107: Relative Häufigkeitsverteilung der Veränderungen im Betriebsmitteleinsatz mit Errichtung der BGA nach Angaben der Betreiber in „deutlich weniger“, „weniger“, „keine Änderung“, „mehr“ (links der Einsatz von Fungi-/Insektiziden; rechts der Einsatz von Mineraldünger)

6.4.2 Betriebsmitteleinsatz

Zur Ermittlung der Veränderungen im Betriebsmitteleinsatz mit Errichtung der BGA wurde nur grob unterschieden zwischen „deutlich weniger“, „weniger“ oder „mehr“ Betriebsmittel sowie „keine Änderung“ in der Bewirtschaftung. Hier kann nur ein subjektives Bild wiedergegeben werden, da die Einordnung in die vier Kategorien je nach Betrieb sehr unterschiedlich ist.

Wie in Abbildung 6-107 und Abbildung 6-108 dargestellt, hat sich der Betriebsmitteleinsatz für Pflan-

zenschutzmittel und Mineraldünger mit Ausnahme von Treibstoff verringert. Für Insektizide und Fungizide ergibt sich ein ähnliches Bild mit einer gleichmäßigen Verteilung von ca. 30 % für „deutlich weniger“, „weniger“ und „keine Änderung“ (Abbildung 6-107, links). Der Einsatz von Mineralstickstoffdünger wurde bei 76 % der Anlagen verringert, wohingegen sich bei Kalium und Phosphat bei über 50 % der Anlagen keine Änderung ergeben hat.

Für den Treibstoffverbrauch geht die Tendenz in die andere Richtung. Fast 40 % der Anlagen weisen einen höheren Verbrauch auf. Die Gesamtintensität

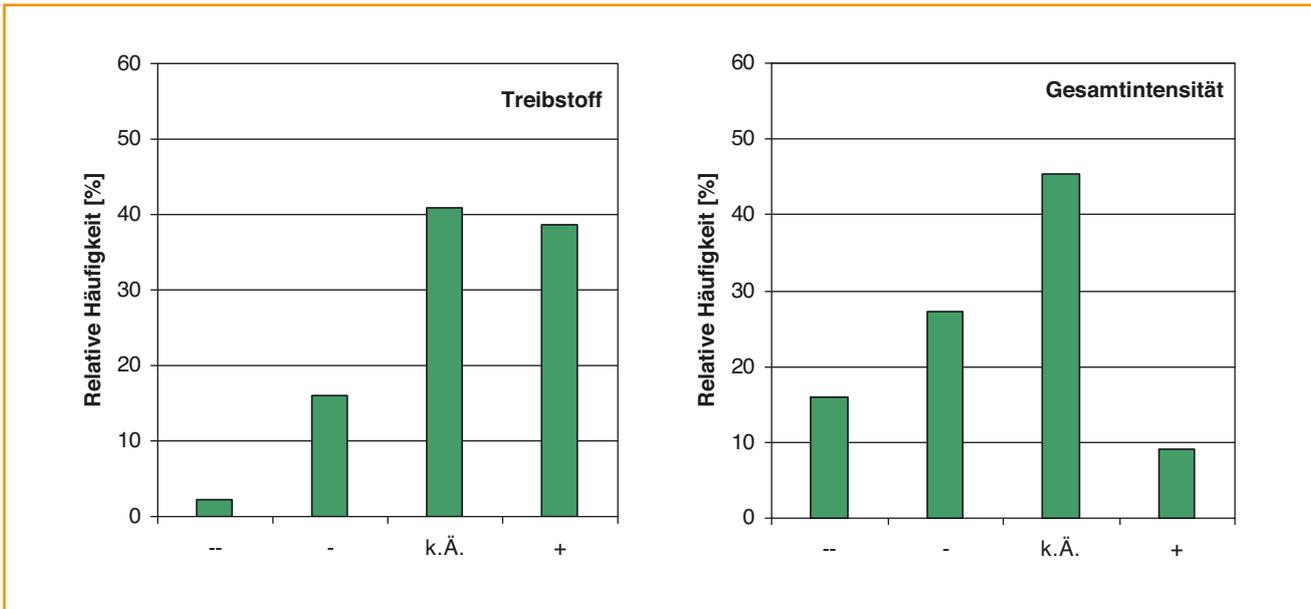


Abb. 6-108: Relative Häufigkeitsverteilung der Veränderungen im Einsatz von Treibstoff (links) und der Gesamtintensität der Flächennutzung (rechts) nach Angaben der Betreiber in „deutlich weniger“, „weniger“, „keine Änderung“, „mehr“

der Flächennutzung hat sich nach Einschätzung der Betreiber verringert (43 %) oder ist gleich geblieben (45 %). Nur 9 % der Betreiber gaben an, dass die Intensität zugenommen hat.

Allgemein ist die Gesamtintensität der Bewirtschaftung mit dem Bau einer Biogasanlage eher zurückgegangen, was auf den reduzierten Einsatz von Pflanzenschutzmitteln und Mineraldünger zurückzuführen ist. Der Einsatz von Treibstoff hat dagegen in fast 40 % der Fälle zugenommen.

	NaWaRo-Transport	Gärrest-transport	Gesamt
Mittlere Entfernung [km]	5,4	4,2	4,8
Mittlere Menge pro Fahrt [t]	15,0	15,7	15,3
Transportstrecke pro Jahr [km/a]	4.200	4.786	8.985

Tab. 6-20: Zusammenstellung der Ergebnisse zum NaWaRo- bzw. Gärresttransport

6.4.3 Transport

Bei einer Datenbasis von 34 Anlagen ergibt sich eine mittlere Transportentfernung von 4,8 km mit einer Menge von 15,3 t pro Fahrt (Tabelle 6-20).

Abbildung 6-109 zeigt eine differenzierte Darstellung der Transportentfernungen. Demnach sind die Transportwege für NaWaRo mit 5,4 km länger als für Gärreste mit 4,2 km. Für die Lieferung der NaWaRo müssen teilweise Strecken von über 10 km zurückgelegt werden, wohingegen für den Gärrest nur

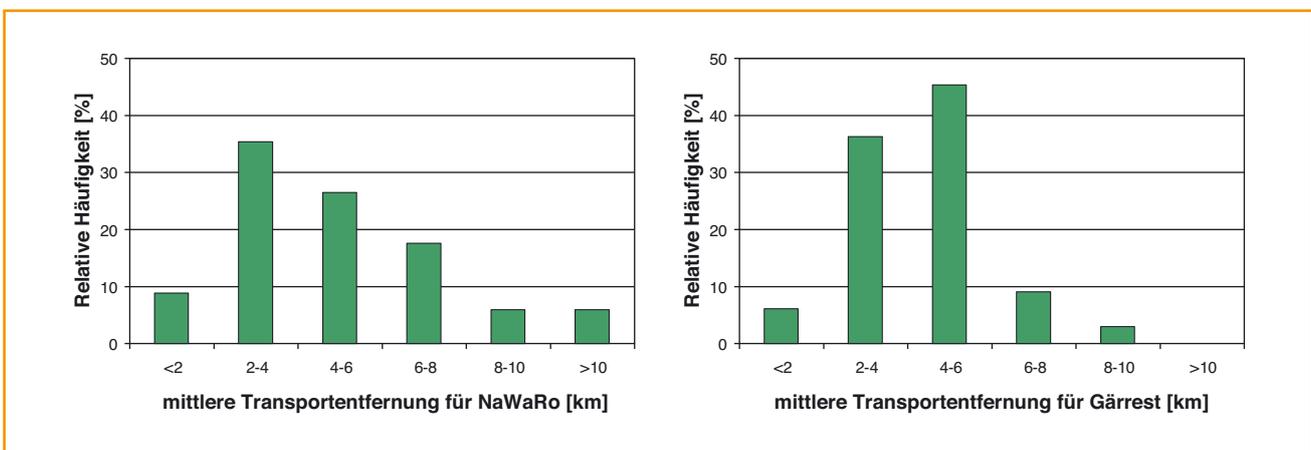


Abb. 6-109: Relative Häufigkeitsverteilung der mittleren Transportentfernung differenziert für NaWaRo (links) und Gärrest (rechts)



Ergebnisse des Biogas-Messprogramms

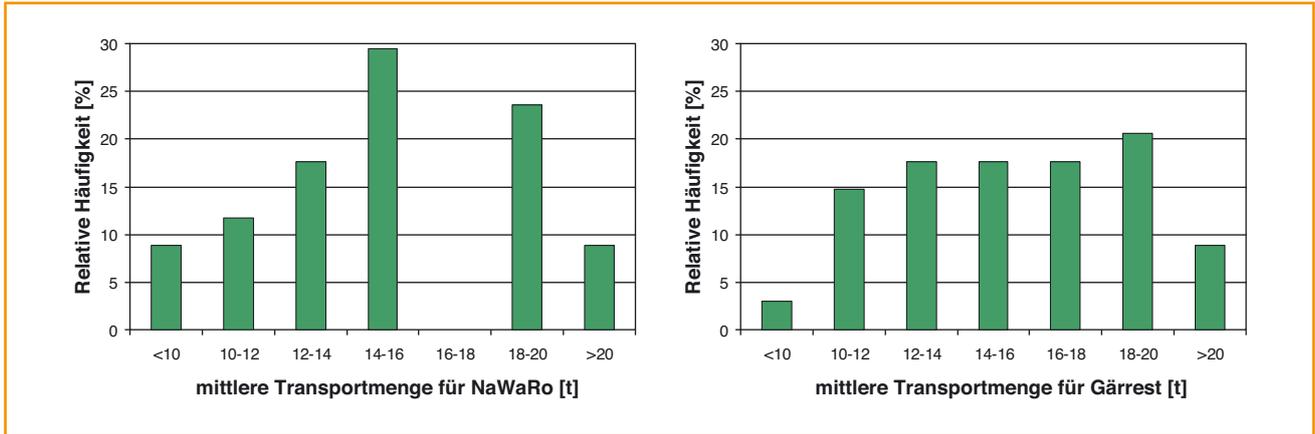


Abb. 6-110: Relative Häufigkeitsverteilung der mittleren Transportmengen pro Fahrt differenziert für NaWaRo (links) und Gärrest (rechts)

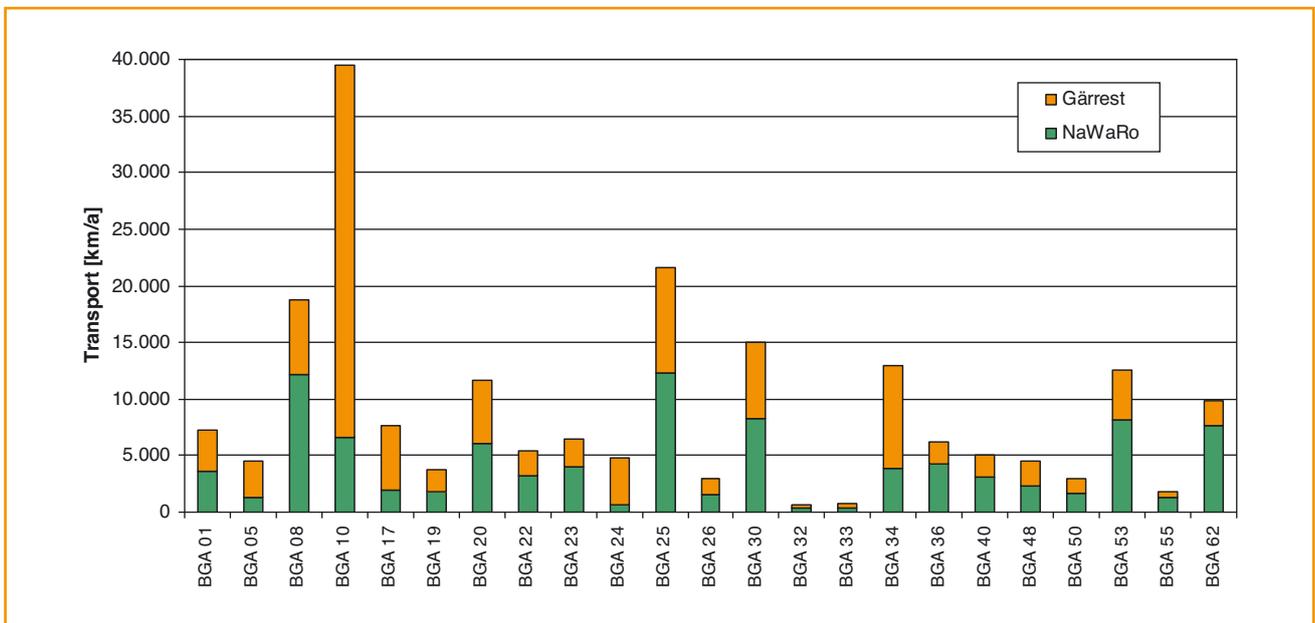


Abb. 6-111: Strecke [km], die im Jahr für den Transport von NaWaRo und Gärrest aufgewendet wurde

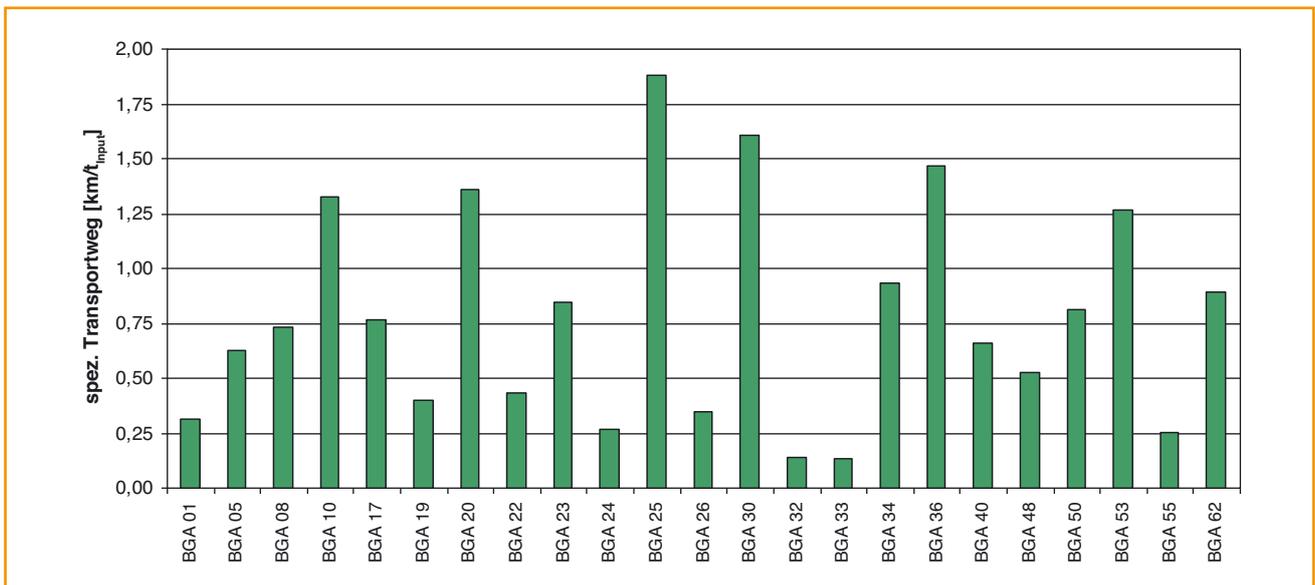


Abb. 6-112: Spezifischer Transportweg bezogen auf die Menge an zugeführtem Material



bei einer Anlage eine Entfernung von größer 8 km zurückgelegt werden muss und alle anderen Anlagen darunter bleiben.

Die mittleren transportierten Mengen beim Gärresttransport sind im Durchschnitt nur geringfügig höher als für die nachwachsenden Rohstoffe (Tabelle 6-20).

Für 23 Anlagen konnten die gesamten Transportwege eines Jahres für NaWaRo und Gärreste anhand der Jahresmengen ermittelt werden. Die mittleren Transportentfernungen zum Feld werden doppelt gezählt, um den Rückweg vom Feld in die Gesamttransportstrecke pro Jahr mit einzubeziehen.

Die Anlagen erreichen im Durchschnitt 8.985 Transportkilometer pro Jahr (Tabelle 6-20), wobei die Werte zwischen 684 km (BGA 32) und 39.520 km (BGA 10) schwanken (Abbildung 6-111). BGA 10 ist mit einem Substratumsatz von fast 30.000 t/a auch die größte der hier dargestellten Anlagen und weist eine überdurchschnittlich hohe Transportentfernung von 9 km auf.

Bezieht man die pro Jahr zurückgelegte Strecke auf die Menge an zugeführtem Material, so liegt BGA

10 mit $1,3 \text{ km}/t_{\text{Input}}$ im mittleren Bereich und BGA 25 erreicht den höchsten Wert von über $1,8 \text{ km}/t_{\text{Input}}$ (Abbildung 6-112). BGA 32, 33 und 55 weisen bei dieser Betrachtung die geringsten Werte auf. Bei BGA 55 ist dies auf die sehr niedrige mittlere Entfernung von nur 1 km zurückzuführen. Bei BGA 32 und 33 sind die Mengenangaben der Betreiber vermutlich nicht korrekt, sodass die Transportkilometer unterschätzt werden.

Aufgrund der begrenzten Datengrundlage von nur 23 Anlagen sind allgemeine Aussagen über die Aufwendungen für den Transport von NaWaRo und Gärresten hier nur eingeschränkt möglich.

Wie die Auswertungen zum Betriebsmitteleinsatz bereits gezeigt haben, ist der Verbrauch von Treibstoff mit Errichtung einer Biogasanlage in den meisten Fällen angestiegen. Aus ökonomischer wie auch aus ökologischer Sicht sollte zur Minimierung der Transportkilometer, schon bei der Planung einer Biogasanlage darauf geachtet werden, dass eine optimale Einbindung in die landwirtschaftliche Region gegeben ist und die Transportwege somit möglichst kurz gehalten werden können.





Vergleichende Bewertung der Biogasanlagen

Eine vergleichende Bewertung der kontinuierlich betriebenen Biogasanlagen erfolgt anhand folgender Kriterien, mit denen eine Beurteilung von Anlagenbetrieb, Substratausnutzung und Wirtschaftlichkeit möglich wird:

- Methanausbeute [$\text{Nm}^3 \text{CH}_4 / \text{t}_{\text{oTR}}$]
- Spez. Stromproduktion [$\text{kWh}_{\text{el}} / \text{t}_{\text{oTR}}$]
- elektrische Auslastung [%]
- Relatives Restgaspotenzial [% d. CH_4 -Ausbeute]
- Kalkulatorisches Betriebsergebnis – Gewinn/Verlust [$\text{Cent} / \text{kWh}_{\text{el}}$]
- Wärmenutzung/thermische Auslastung [%].

Die Methanausbeute pro t_{oTR} kann als ein Parameter für die Effizienz des anaeroben Abbaus in einer Biogasanlage eingesetzt werden. In Abbildung 7-1 ist die Methanausbeute in Abhängigkeit der Verweilzeit im Gesamtsystem dargestellt. Einstufige Anlagensysteme, die in der Regel mit relativ kurzen Verweilzeiten von unter 100 Tagen betrieben werden, erreichen keine Methanausbeuten größer $420 \text{ Nm}^3 \text{CH}_4 / \text{t}_{\text{oTR}}$. Ein Zusammenhang zur Verweilzeit wird außerdem durch einige mehrstufige Anlagen mit sehr kurzen Verweilzeiten und gleichzeitig nied-

rigen Methanausbeuten bestätigt. Aufgrund der bereits angesprochenen Problematik bei der Gasmengenerfassung und der dadurch teilweise nicht korrekt bestimmten Methanausbeute, wird bezüglich der Effizienz der Substratausnutzung die spezifische Stromproduktion pro t_{oTR} herangezogen.

Dabei erreichen die Anlagen der nordöstlichen Region (BGA 01 bis BGA 14) mit hohen Gülleanteilen teilweise geringere Werte (Abbildung 7-2). Diese Anlagen werden mit sehr kurzen Verweilzeiten betrieben. In Abbildung 7-3 ist die spez. Stromproduktion in Abhängigkeit der Gesamtverweilzeit dargestellt. Es wird deutlich, dass Anlagen mit Verweilzeiten über 100 Tagen mindestens $1.200 \text{ kWh} / \text{t}_{\text{oTR}}$ erreichen. Bei den Verfahren mit kurzen Verweilzeiten gibt es aber durchaus Anlagen, die eine sehr hohe spez. Stromproduktion erreichen und damit dennoch einen effizienten Substratumsatz erzielen.

Bei Betrachtung der Abbildung 7-4, in welcher die spez. Stromproduktion in Abhängigkeit des Gülleanteils an der Substratmischung dargestellt ist, wird deutlich, dass überwiegend Anlagen mit hohem Gülleanteil eine sehr geringe spez. Stromproduktion erreichen. Diese Anlagen werden häufig mit einem

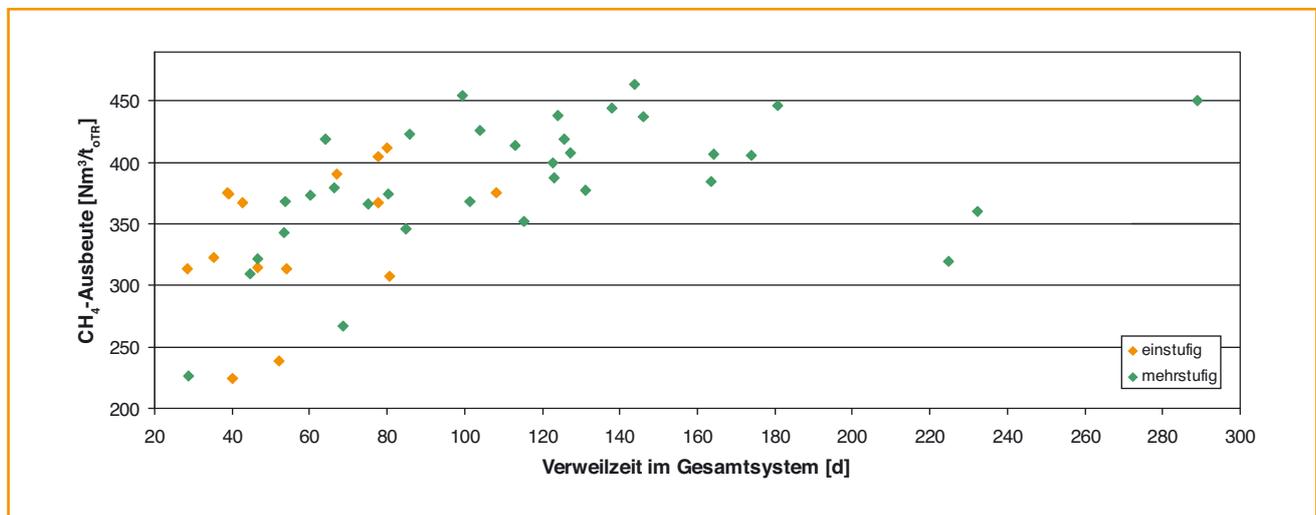


Abb. 7-1: Zusammenhang zwischen der Verweilzeit im Gesamtsystem und der Methanausbeute pro t_{oTR}

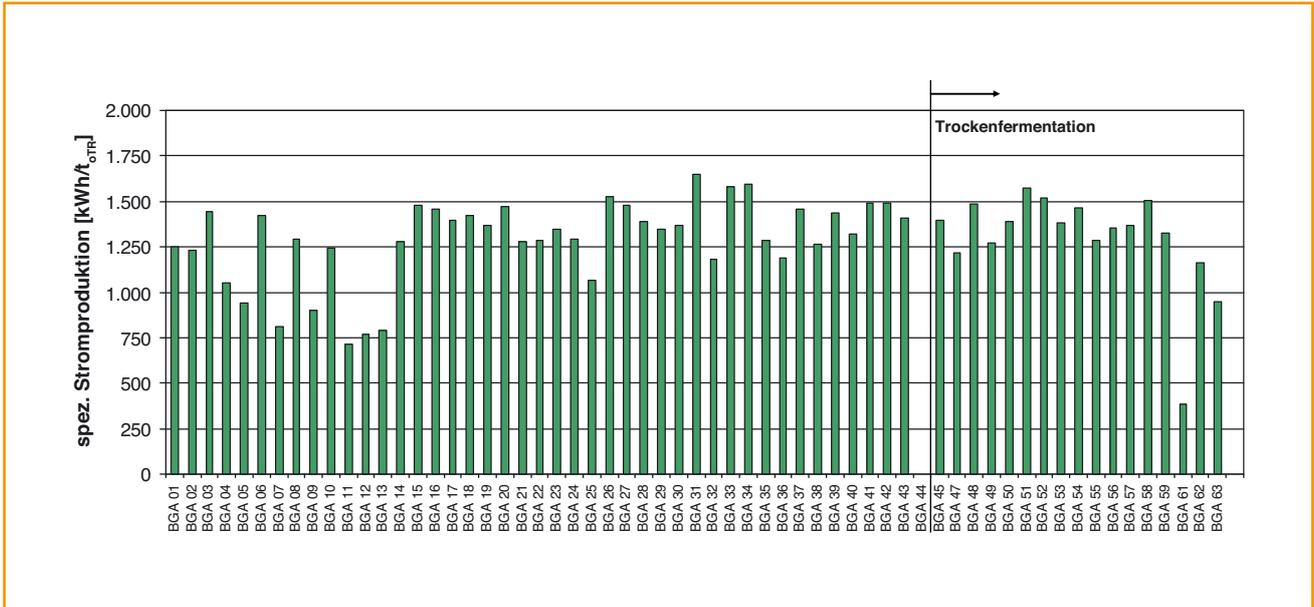


Abb. 7-2: Spezifische Stromproduktion der Biogasanlage pro t oTR

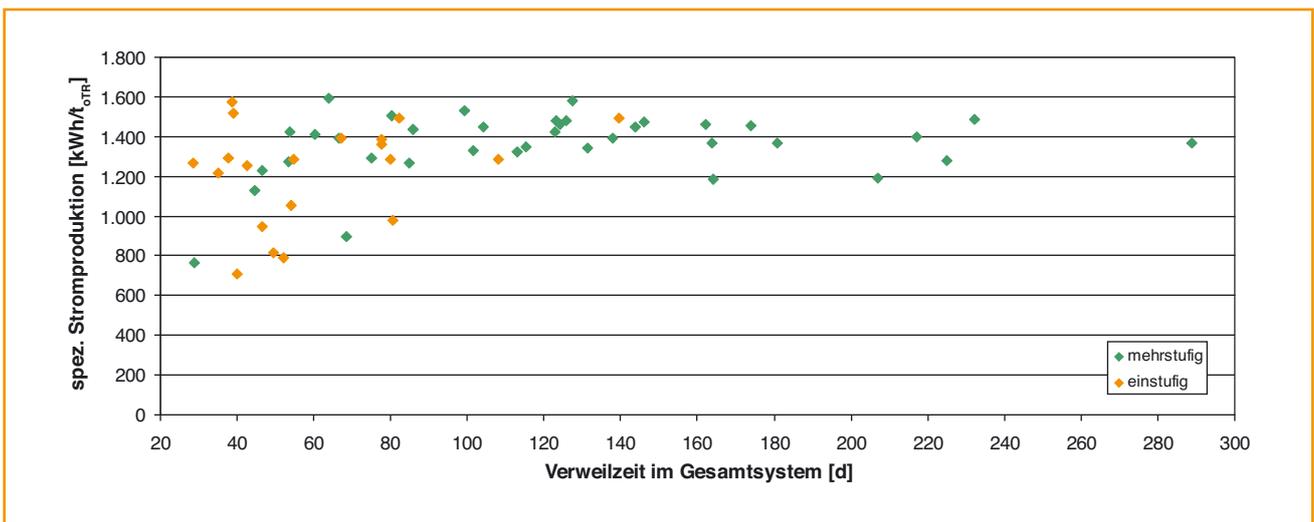


Abb. 7-3: Zusammenhang zwischen der Verweilzeit im Gesamtsystem und der spezifischen Stromproduktion der Biogasanlagen

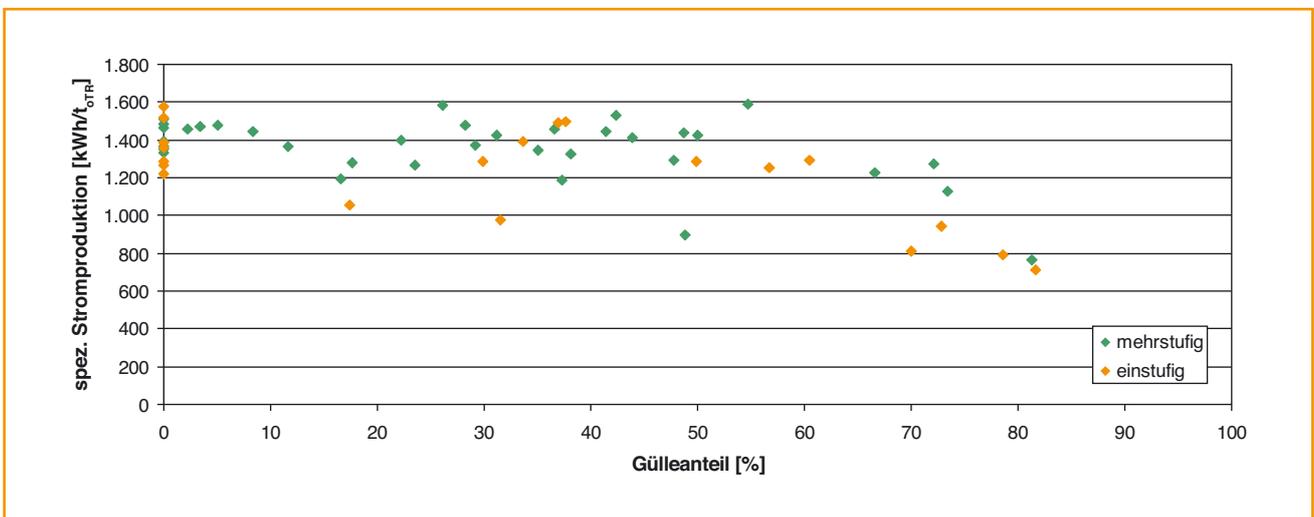


Abb. 7-4: Zusammenhang zwischen dem Gülleanteil an der Substratmischung und der spez. Stromproduktion pro t oTR



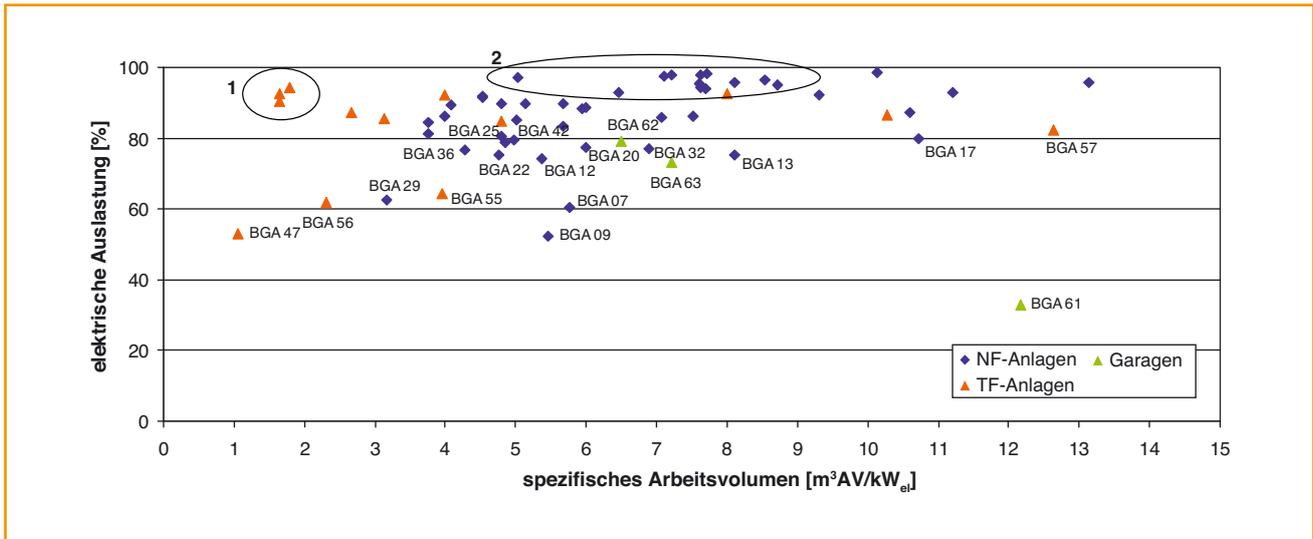


Abb. 7-5: Zusammenhang zwischen spezifischem Arbeitsvolumen und theoretischem Gesamt-Volllaststunden der Biogasanlagen (1: BGA 49, 51, 52) (2: NF-Anlagen mit sehr hohen Volllaststunden bei gleichzeitig mittlerem spez. Arbeitsvolumen)

hohen Substratdurchsatz mit kurzen Verweilzeiten betrieben. Hinzu kommt, dass die Substratmischungen einen wesentlich geringeren Energiegehalt als Anlagen mit hohen Anteilen an nachwachsenden Rohstoffen aufweisen.

Das Restgaspotenzial ist ebenfalls ein Kriterium für einen effizienten Substratumsatz. Wie in Kap. 6.2.7 dargestellt, besteht ein deutlicher Zusammenhang zwischen Restgaspotenzial und Verweilzeit des Substrates. Einstufig betriebene Anlagen hatten besonders hohe Restgaspotenziale zu verzeichnen. Aufgrund dessen ist eine Abdeckung der Gärrückstandslager dringend erforderlich, um dort gebildetes Biogas energetisch nutzen zu können und Emissionen zu reduzieren.

Die elektrische Auslastung einer Anlage ist neben der effizienten Nutzung des Substrates ein weiteres Kriterium für eine vergleichende Bewertung der Anlagen.

In Abbildung 7-5 ist der Zusammenhang zwischen dem spezifischen Arbeitsvolumen und der el. Auslastung der BHKW-Gesamtleistung differenziert für Trocken- und Nassfermentationsanlagen dargestellt. Damit ist es möglich, größenunabhängige Daten einander gegenüberzustellen und zu überprüfen, warum planungsseitig ähnliche Anlagen (= ähnliches spez. Arbeitsvolumen) zu deutlich unterschiedlicher Effizienz führen (= Auslastung). Der Vorteil hieran ist zudem, dass diese Werte ebenfalls unabhängig von der häufig fehlerhaft bestimmten Gasproduktion sind.

Aufgrund der starken Streuung der in Abbildung 7-5 dargestellten Daten, ist ein Zusammenhang nicht eindeutig festzustellen. Dennoch ist erkennbar, dass ab einem spezifischen Arbeitsvolumen von

6 m³ AV/kW_{el} die Auslastung mindestens 75 % beträgt. Eine Ausnahme stellen dabei die Garagenanlagen BGA 61 und 62. Es scheint, dass großzügiger dimensionierte Anlagen eine höhere Garantie für einen reibungslosen Anlagenbetrieb bieten. Dennoch gibt es einige Anlagen die mit einem geringen spez. Arbeitsvolumen eine gute Auslastung der Gesamtleistung erreichen (Abbildung 7-5, 1).

In dem Bereich über 90 % liegen mit Ausnahme von BGA 49, 51, 52, 53 und 54 nur Nassfermentationsanlagen (Abbildung 7-5, 2). Besonders niedrige Werte werden von BGA 07, 09, 47, 55 und 56 erreicht. Hier lagen die Gründe in der großen Zahl an Störfällen während des Beobachtungszeitraums, die eine reduzierte Auslastung der BHKW bewirken. Bei BGA 29 wurde im Verlauf des Messprogramms ein zweites BHKW installiert, sodass hier die Auslastung zunächst relativ niedrig war und erst zum Ende des Untersuchungszeitraums gesteigert werden konnte. Dennoch wurden auch zum Ende hin nur knapp 70 % Auslastung erreicht. Diese Anlage war planungsseitig auf sehr energiereiche Substrate, wie Getreide eingestellt, musste aber aufgrund der Preisentwicklung vermehrt Getreide GPS und Maissilage einsetzen. Dadurch konnte die angestrebte Auslastung nicht erreicht werden.

BGA 17, die trotz des hohen spez. Arbeitsvolumens von 10,7 m³ AV/kW_{el} nur 80 % Auslastung erreichte, hatte erhebliche prozessbiologische Probleme aufgrund einer unregelmäßigen Substratzuführung und schlechter Durchmischung. Für die niedrige Auslastung von BGA 57 waren ebenfalls prozessbiologische Probleme verantwortlich. Aufgrund technischer Probleme konnte kein stabiles

Temperaturniveau eingehalten werden. Zum Ende des Untersuchungszeitraums erreichte die Anlage aber wieder eine Auslastung von über 90 %.

Die Betrachtung der elektrischen Auslastung in Bezug auf das spez. Arbeitsvolumen zeigt, dass es möglich ist, auch mit einem geringen spez. Arbeitsvolumen eine hohe Auslastung der Gesamtleistung zu erreichen, sofern ein störungsarmer Anlagenbetrieb gewährleistet ist und der planungsgemäße Substratmix eingesetzt wird.

In Tabelle 7-1 sind die mittleren, minimalen und maximalen Betriebsdaten der kontinuierlichen Biogasanlagen zusammenfassend dargestellt.

Eine Vergleichende Bewertung der Anlagen erfolgt über den Bezug zum Mittelwert der ausgewählten Kriterien Methanausbeute, spez. Stromproduktion, el. Auslastung, Restgaspotenzial, Wirtschaftlichkeit und Wärmenutzung (Tabelle 7-2). Sofern der Wert einer Anlage über dem Mittelwert bzw. für das Restgaspotenzial darunter liegt, so ist das

Kriterium erfüllt. Über die Anzahl der erfüllten Kriterien kann eine Rangfolge der Anlagen ermittelt werden, wie sie in Abbildung 7-6 dargestellt ist. Anlagen, bei denen aufgrund fehlender Gasmengenerfassung bzw. Angaben zur Wirtschaftlichkeit keine Ergebnisse vorhanden sind, können nicht vollständig bewertet werden, sind aber dennoch mit aufgeführt. BGA 51 und 52 weisen zwar ein sehr hohes Restgaspotenzial auf, erfüllen dieses Kriterium aber aufgrund der gasdicht abgedeckten Gärrestlager.

In Tabelle 7-3 sind die Anlagen mit mindestens 5 erfüllten Kriterien noch einmal zusammenfassend dargestellt. Diese werden mit Ausnahme von BGA 51, 52 und 53 zweistufig betrieben und sind überwiegend Nassfermentationsanlagen, was darauf hindeutet, dass diese Wahl des Anlagenkonzeptes einen effizienten, stabilen und weniger stör anfälligen Biogasprozess zulässt.

BGA 09, 12, 13, 35 und 47 erfüllen keines der ausgewählten Kriterien. Allerdings ist diese Einordnung

Allgemeine Informationen	Einheit	Mittelwert	Min	Max
el. Leistung	[kW]	495	47	2.128
Arbeitsvolumen	[m ³]	2.668	410	8.100
Substratzufuhr	[t/d]	33	8	99
Substratumsatz	[t/a]	11.987	2.944	36.122
Betriebstemperatur	[°C]	41,8	35,4	54,2
Substratumsatz				
oTR-Raumbelastung	[kg oTR/(m ³ AVd)]	3,0	1,1	9,9
Verweilzeit	[d]	101	29	289
oTR-Abbau	[%]	76	59	89
CH ₄ -Produktivität	[Nm ³ CH ₄ /(m ³ AVd)]	1,1	0,3	3,2
CH ₄ -Ausbeute pro t Substrat	[Nm ³ CH ₄ /t _{Sub}]	86	28	141
CH ₄ -Ausbeute pro t oTR	[Nm ³ CH ₄ /t _{oTR}]	371	224	464
CH ₄ -Ausbeute pro t CSB	[Nm ³ CH ₄ /t _{CSB}]	275	171	366
Gasverwertung				
el. Auslastung	[%]	85	52	98
th. Auslastung	[%]	23	2	67
theor. Volllaststunden	[h/a]	7.468	4.576	8.598
Wirkungsgrad	[%]	36,5	30,5	42,4
Verstromungsfaktor	[kWh/Nm ³ BG]	1,9	1,6	2,2
spez. Stromproduktion pro t oTR	[kWh/t _{oTR}]	1.296	629	1.646
spez. Stromproduktion pro t Substrat	[kWh/t _{Sub}]	325	95	519
Eigenstrombedarf	[% d. Prod.]	7,9	5,0	20,6
spez. Eigenstrombedarf	[kWh/t _{Sub}]	26,3	7,4	47,3
Eigenwärmebedarf (theor. Ausl.)	[%]	11,5	5,5	21,5
rel. Restgaspotenzial				
bei 37 °C	[% d. CH ₄ -Ausbeute]	7,1	1,2	21,8
bei 20 – 22 °C	[% d. CH ₄ -Ausbeute]	2,3	0,1	8,5

Tab. 7-1: Zusammenstellung ausgewählter Betriebsdaten der kontinuierlich betriebenen Biogasanlagen



Vergleichende Bewertung der Biogasanlagen

	Methanausbeute	spez. Stromproduktion	el. Auslastung	Restgaspotenzial (20–22 °C)	Gewinn/Verlust	th. Auslastung	Anzahl der erfüllten Kriterien (1–6)
	> 371	> 1.296	> 85	< 2,1	> 2,9	> 23	
	[Nm ³ CH ₄ /t _{OTR}]	[kWh/t _{OTR}]	[%]	[% d. CH ₄ -Ausbeute]	[Cent/kWh]	[%]	
BGA 01			x			x	2
BGA 02			x		x		2
BGA 03	x	x	x	x			4
BGA 04			x			x	2
BGA 05			x				1
BGA 06		x		x	x	x	4
BGA 07						x	1
BGA 08			x		x	x	3
BGA 09							0
BGA 10			x	x	x		3
BGA 11			x				1
BGA 12							0
BGA 13							0
BGA 14			x		x		2
BGA 15	x	x	x	x	x		5
BGA 16	x	x	x	x	x		5
BGA 17		x			x		2
BGA 18	x	x	x	x			4
BGA 19	x	x	x	x	x		5
BGA 20	x	x		x	x	x	5
BGA 21			x	x			2
BGA 22	x				x		2
BGA 23		x	x				2
BGA 24			x	x		x	3
BGA 25				x			1
BGA 26	x	x	x	x	x	x	6
BGA 27	x	x	x	x	x		5
BGA 28	x	x	x	x	x		5
BGA 29	x	x		x			3
BGA 30	x	x	x	x			4
BGA 31	x	x	x	x	x		5
BGA 32	x			x	x	x	4
BGA 33	x	x	x	x	x		5
BGA 34	x	x	x	x	x		5
BGA 35							0
BGA 36						x	1
BGA 37	x	x	x	x	x		5
BGA 38			x	x	x	x	4
BGA 39	x	x		x	x	x	5
BGA 40	x	x	x	x	x		5
BGA 41		x	x		x		3
BGA 42		x			x	x	3
BGA 43	x	x	x	x	x	x	6
BGA 44		x	x				2
BGA 45	x	x		x		x	4
BGA 47				x			1
BGA 48		x	x	x	x		4
BGA 49			x	x			2
BGA 50	x	x	x	x	x		5
BGA 51	x	x	x	x	x		5
BGA 52	x	x	x	x	x		5
BGA 53	x	x	x	x	x	x	6
BGA 54		x	x		x		3
BGA 55	x			x	x		3
BGA 56		x		x			2
BGA 57	x	x		x	x		4
BGA 58	x	x	x	x			4
BGA 59		x		x			2

Tab. 7-2: Einordnung der Anlagen anhand bestimmter Bewertungskriterien (orange markiert: keine Ergebnisse)

für BGA 12 und 47 nur eingeschränkt gültig, da keine Angaben zur Wirtschaftlichkeit gemacht wurden. BGA 09 und BGA 47 konnten aufgrund vieler Störfälle nicht die erwünschte Anlagenleistung erreichen. BGA 12 konnte mit einem sehr hohen Gülleanteil von über 80 % und kurzer Verweilzeit keine effiziente Substratausnutzung erreichen, sodass die installier-

te Leistung nur unzureichend ausgenutzt wurde. Bei BGA 35 konnte zusätzlich zu Problemen am BHKW-Motor kein positives Betriebsergebnis erreicht werden. Hier hatten die hohen Kosten für die auf Getreide basierende Substratmischung einen entscheidenden Einfluss.

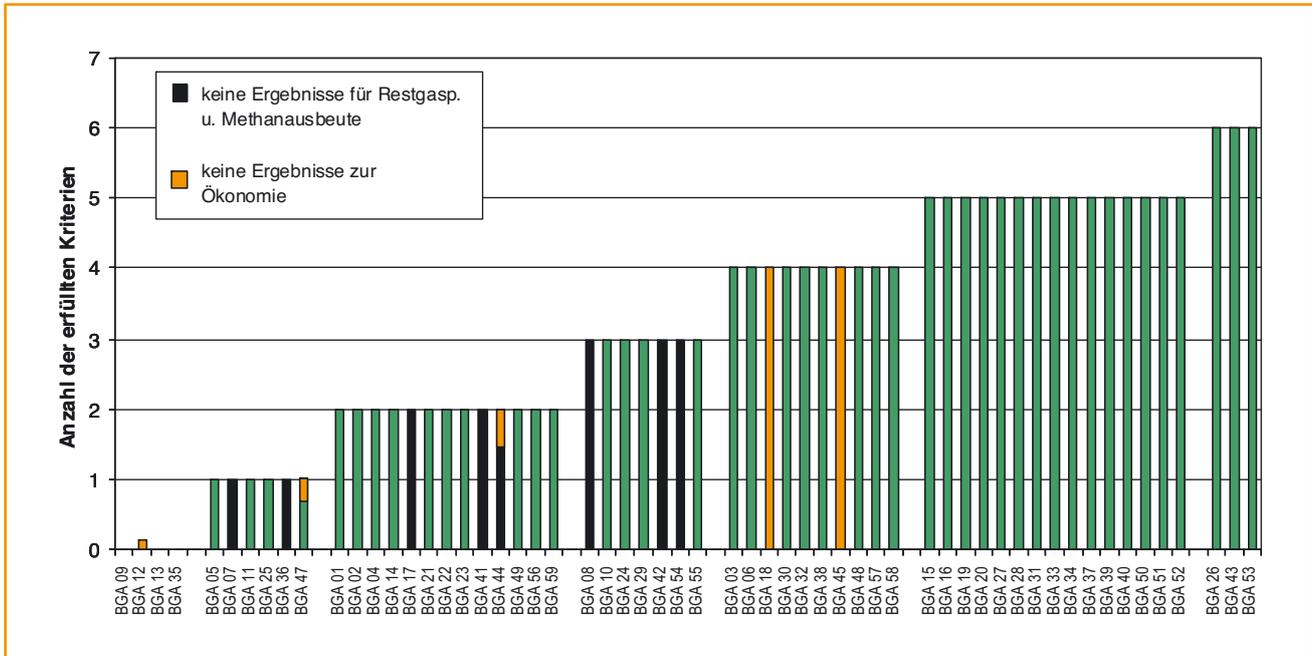
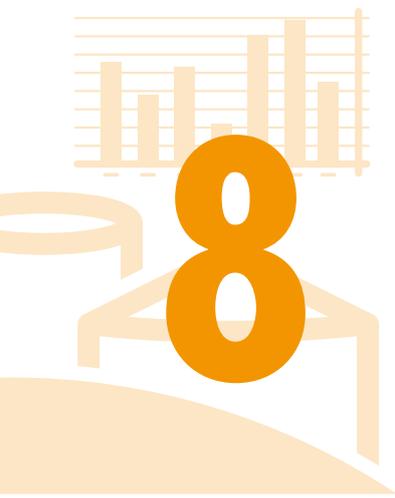


Abb. 7-6: Rangfolge der Anlagen nach Anzahl erfüllter Kriterien

Anlage	el. Nennleistung [kW]	Anteil WD an Substratmischung [% FM]	NF / TF	Prozessführung	Verweilzeit [d]	Raumbelastung [kg oTR/(m³AVd)]
BGA 53	526	5,4	TF	einstufig	78	4,0
BGA 43	530	60,7	NF	zweistufig	60	3,2
BGA 26	290	42,4	NF	zweistufig	99	1,9
BGA 52	530	0,0	TF	einstufig	39	8,2
BGA 51	530	0,0	TF	einstufig	39	8,3
BGA 50	240	0,0	TF	zweistufig	66	4,6
BGA 40	325	38,6	NF	zweistufig	113	2,2
BGA 39	300	49,3	NF	zweistufig	86	2,2
BGA 37	190	36,5	NF	zweistufig	124	1,6
BGA 34	500	57,1	NF	zweistufig	64	2,6
BGA 33	225	26,2	NF	zweistufig	127	1,7
BGA 31	706	8,4	NF	zweistufig	144	2,1
BGA 28	1250	0,0	NF	zweistufig	138	2,0
BGA 27	1052	29,6	NF	zweistufig	126	2,0
BGA 20	500	3,4	NF	zweistufig	146	2,2
BGA 19	350	29,1	NF	zweistufig	181	1,3
BGA 16	600	2,3	NF	zweistufig	174	1,8
BGA 15	535	10,4	NF	zweistufig	123	2,3

Tab. 7-3: Auflistung der Anlagen, die mindestens fünf Kriterien erfüllen





Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Ergebnisse des Messprogramms zeigen, dass die Biogaserzeugung einen wirtschaftlich sehr interessanten Betriebszweig der Landwirtschaft darstellt, sofern die Anlagentechnik und Betriebsweise optimal an die stofflichen Anforderungen der Substrate angepasst sind und der Standort der Biogasanlage eine effiziente Biomassebereitstellung und Verwertung des erzeugten Gases ermöglicht. Neben der Verfügbarkeit kostengünstiger Substrate sind vor allem ein störungsarmer Betrieb, eine vollständige Substratausnutzung sowie eine optimale Auslastung der Anlage der Schlüssel zum wirtschaftlichen Erfolg.

Die Bewertung der 61 Biogasanlagen macht deutlich, dass in vielen Bereichen noch erhebliche Verbesserungen möglich sind, die einen effizienteren Anlagenbetrieb sowie höhere Erlöse ermöglichen. Von besonderer Bedeutung sind hohe Volllaststunden des BHKW, die einen störungsarmen Betrieb, eine sorgfältige Dimensionierung aller Anlagenelemente und eine gleichmäßige Zusammensetzung der Gärsubstrate voraussetzen.

Der Einsatz neuer Eintragstechniken für Feststoffe sowie die häufig nicht an die hohen Feststoffgehalte der Gärsubstrate angepasste Rührtechnik führte teilweise zu einem vermehrten Auftreten von Störungen im technischen und biologischen Pro-

zessablauf. Die dafür eingesetzten Aggregate müssen durch eine geeignete Materialauswahl und für die Dauerbelastung ausgelegte robuste Dimensionierung besser an die stofflichen Eigenschaften der NaWaRo-Substrate angepasst werden, um Stillstandszeiten zu vermeiden, die schnell hohe Verluste verursachen können. Die an den Motoren der Blockheizkraftwerke häufig aufgetretenen Störungen, die zu Abschaltungen führten, können vielfach bereits durch eine regelmäßige und professionelle Wartung vermieden werden. Gleichzeitig können hierdurch dauerhaft hohe Wirkungsgrade und geringe Abgasemissionen sichergestellt werden.

Neben dem störungsarmen Anlagenbetrieb ist eine effiziente energetische Ausnutzung der eingesetzten Substrate wichtig. Die Ergebnisse zur Methanausbeute und zur spezifischen Stromproduktion aber auch zum Restgaspotenzial des Gärrückstands zeigen, dass für die Substratausnutzung die Verweilzeit des Substrates die bestimmende Größe ist. Insbesondere Anlagen mit relativ kurzen Verweilzeiten von unter 100 Tagen und einstufiger Prozessführung weisen eine nur unvollständige Substratausnutzung auf, die bei offener Gärrestlagerung zusätzlich zu unerwünschten klimawirksamen Methanemissionen führt. Da die Substrate mit durch-

schnittlich 42 % an den Betriebskosten beteiligt sind, sollten kurze Verweilzeiten grundsätzlich vermieden werden, sofern nicht durch eine vorgeschaltete Substrataufbereitung ein beschleunigter Substratabbau erreicht wird oder ein gasdicht abgedecktes Gärrestlager zum Einsatz kommt. Letzteres ist nicht nur im Hinblick auf die erhöhte Gasverwertung und die Vermeidung von klimaschädlichen Methanemissionen sinnvoll, sondern trägt gleichzeitig zur Vermeidung von Geruchsemissionen, zur Erhöhung der Gasspeicherkapazität und zur Vermeidung des Eintrags von Regenwasser in den Gärrestspeicher bei.

Für eine optimale Auslastung des BHKW gehört die richtige Dimensionierung von Fermenter und Blockheizkraftwerk mit zu den wichtigsten Planungsaufgaben. Voraussetzung dafür ist, dass das für die Anlagenplanung verwendete Substratspektrum beim späteren Anlagenbetrieb auch zum Einsatz kommt. Die Ergebnisse zeigen, dass im Zuge der hohen Kostensteigerung bei Körnergetreide dieses häufig durch Maissilage ersetzt wurde. Aufgrund der wesentlich geringeren Energiedichte kann das BHKW dann nur unvollständig ausgelastet werden, wodurch der elektrische Wirkungsgrad abnimmt. Daher sollte bei der Planung darauf geachtet werden, dass bei Einsatz von besonders energiereichen Sub-

straten deren Verfügbarkeit und Kosten möglichst langfristig mit ausreichender Zuverlässigkeit abgeschätzt werden.

Die ökonomische Bewertung hat gezeigt, dass die Vergütung durch das EEG keine Garantie für einen wirtschaftlichen Erfolg des Anlagenbetriebs ist. Neben der effizienten Ausnutzung der Substrate und einer hohen elektrischen Auslastung des BHKW spielt die Wärmenutzung ökonomisch aber auch in ökologischer Hinsicht eine wichtige Rolle. Die Ergebnisse zeigen, dass durch den Wärmeverkauf bis zu 20 % der Einnahmen realisiert werden können. Für den weiteren Ausbau der Biogaserzeugung ist daher ein umfassendes Wärmekonzept aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen von zentraler Bedeutung. Nur wenn es gelingt, die im produzierten Biogas verfügbare Energie nahezu vollständig zu nutzen, wird der Einsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen dauerhaft zur Wertschöpfung in der Landwirtschaft beitragen. Dem Ersatz von teurem Mineraldünger durch den Gärrest aus Biogasanlagen kommt dabei eine wichtige Bedeutung zu, da hierdurch je nach Bewirtschaftung bis zu 250 €/ha eingespart werden können.





Zusammenfassung

Ziel des Biogas-Messprogramms II (BMP II) war es, für eine repräsentative Anzahl reiner Biomasse-Biogasanlagen (NaWaRo-Anlagen), eine Bewertung von Leistung, Funktion und Betriebszuverlässigkeit unterschiedlicher Anlagensysteme durchzuführen. Dabei wurden für jede Anlage über einen Untersuchungszeitraum von einem Jahr alle relevanten technischen, stofflichen sowie wirtschaftlichen Parameter bestimmt, sodass eine umfassende Bewertung auch im Hinblick auf veränderte Rahmenbedingungen durch die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) möglich ist.

Auf Basis einer bundesweiten Fragebogenaktion an 413 Biogasanlagen zur Erfassung technischer und substratbezogener Rahmendaten, wurden 63 repräsentative Biogasanlagen mit unterschiedlichen Anlagentechniken und Betriebsweisen ausgewählt, von denen zwei Anlagen infolge technischer Probleme nicht abschließend beurteilt werden konnten. Während des einjährigen Untersuchungszeitraums jeder Anlage wurden in wöchentlicher Auflösung der Substratinput sowie Gas- und Energieproduktion über ein Betriebstagebuch erfasst. Des Weiteren erfolgte eine monatliche Analyse zur stofflichen Charakterisierung der eingesetzten Substratmischungen sowie des Fermentermaterials und Gärrückstands. Zum Abschluss der Evaluierung wurden die ökonomischen Daten der Biogasanlagen anhand von Abrechnungen, Verträgen und Betreiberbefragungen aufgenommen.

Die Ergebnisse aus der bundesweiten Datenerhebung an 413 Biogasanlagen machen deutlich, dass der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen für die Biogaserzeugung mit einem mittleren Anteil von 63 % an der Substratmischung einen großen Stellenwert erreicht hat. Maissilage kommt bei über 94 % aller Biogasanlagen zum Einsatz und bildet somit das Hauptsubstrat mit einem Massenanteil von 48 %. Bundesweit dominieren kleinere Anlagen im Leistungsbereich $250 \text{ kW}_{\text{el}}$ und einem durchschnittlichen Fermentervolumen von 3.000 m^3 . Der Anlagenbetrieb

erfolgt zu 70 % mehrstufig und überwiegend im mesophilen Temperaturbereich.

Von den repräsentativ ausgewählten Anlagen für die Bewertung werden 67 % im mehrstufigen Anlagenbetrieb geführt. 82 % der Anlagen arbeiten mit mesophiler Temperaturführung. Nur 10 % sind rein thermophil betriebene Anlagen. Innerhalb des Messprogramms erfolgte eine Aufteilung in Nassfermentations- und sogenannte Trockenfermentationsanlagen, die über die Gewährung des Technologie-Bonus (nach EEG 2004) für den Einsatz von TR-reichem Substrat abgegrenzt werden. Dabei handelt es sich sowohl um diskontinuierlich betriebene Garagenverfahren als auch um Verfahren mit kontinuierlicher Betriebsweise.

Das Arbeitsvolumen der ausgewählten 61 Biogasanlagen liegt zwischen 410 und 8.100 m^3 , die über eine installierte elektrische Leistung von 46 bis $2.128 \text{ kW}_{\text{el}}$ verfügen. Das pro kW installierte elektrische Leistung errichtete Arbeitsvolumen liegt dementsprechend zwischen $1,1$ und $13,1 \text{ m}^3 \text{ AV}/\text{kW}_{\text{el}}$.

Die jährlich umgesetzte Gesamtsubstratmenge umfasst entsprechend der unterschiedlichen Fermentergröße und Substratmischungen der 61 Anlagen zwischen 1.000 und 36.000 t/a . Nachwachsende Rohstoffe haben einen Anteil von durchschnittlich 67 % FM an der Gesamtsubstratmischung, was den hohen Stellenwert der NaWaRo deutlich macht. Dabei wird von 98 % der ausgewählten 61 Biogasanlagen Maissilage eingesetzt, die einen mittleren Massenanteil von 50 % hat. Entsprechend des Anteils an nachwachsenden Rohstoffen variieren die Gehalte an organischer Trockensubstanz (oTR) der Substratmischungen zwischen 11,0 und 34,7 % FM. Durch die anaerobe Vergärung findet eine Reduktion des oTR-Gehaltes auf durchschnittlich 6,0 % FM statt.

Bedingt durch die unterschiedlichen Betriebsweisen werden die untersuchten Biogasanlagen mit Raumbelastungen von $1,1$ bis hin zu $9,8 \text{ kg oTR}/(\text{m}^3 \text{ AVd})$ betrieben. Dabei zeichnen sich einige Trockenfermentationsanlagen durch sehr hohe Raum-

belastungen aus. Die hydraulischen Verweilzeiten des Substrates im Gesamtsystem liegen zwischen 29 und 289 Tagen, wobei sich eine Abhängigkeit vom oTR-Gehalt der Substratmischung für mehrstufige Anlagen zeigt. Je höher der oTR-Gehalt desto längere Verweilzeiten werden für den Anlagenbetrieb gewählt. Einstufige Anlagensysteme werden in der Regel mit deutlich geringeren Verweilzeiten von überwiegend unter 100 Tagen betrieben.

Die erzielten Methanausbeuten pro Tonne oTR-Input liegen zwischen 224 und 464 Nm³ CH₄/t_{oTR}. Im Durchschnitt werden 371 Nm³ CH₄/t_{oTR} erreicht. Unabhängig von der oftmals unzuverlässigen Messtechnik zur Gasmengenerfassung beträgt die Stromproduktion pro Tonne oTR-Input durchschnittlich 1.296 kWh/t_{oTR}.

Die Verwertung des produzierten Biogases mit einem durchschnittlichen Methangehalt von 52 % erfolgt zu 45 % in Zündstrahl- und 55 % in Gas-BHKW. Die elektrische Auslastung der installierten BHKW-Gesamtleistung beträgt im Durchschnitt 85 % und liegt, je nach Anzahl aufgetretener Störfälle oder geringer Gasproduktion, zwischen 52 und 98 %.

Der Eigenstrombedarf der Biogasanlagen beträgt im Durchschnitt 7,9 % der Stromproduktion. Bezogen auf den Substratinput besteht ein eindeutiger Zusammenhang zwischen dem spez. Eigenstrombedarf und dem Gülleanteil an der Substratmischung. Je höher der Gülleanteil, desto geringer ist der Stromverbrauch pro Tonne eingesetztem Substrat.

Bereits 93 % der Anlagen realisieren eine Nutzung der produzierten Wärme. Die theoretische thermische Auslastung beträgt im Durchschnitt jedoch nur 23 %. Eine Auslastung von über 50 % erreichen lediglich 9 % der Anlagen.

Die Gesamtinvestitionssummen der bewerteten Biogasanlagen variieren zwischen 290.000 € und 5,0 Mio. €, wobei die auf die installierte elektrische Anlagenleistung bezogenen spez. Investitionskosten zwischen 1.529 und 6.140 €/kW_{el} liegen. Die Kosten für die BHKW haben einen durchschnittlichen Anteil von 22,5 % an der Gesamtinvestitionssumme.

Die jährlichen Einnahmen werden überwiegend aus dem Stromverkauf und damit über die Vergütungen durch das EEG gedeckt. Der Wärmeverkauf spielt nur eine untergeordnete Rolle und hatte lediglich bei einer Anlage einen Anteil von 20 % an den Gesamteinnahmen. Die jährlichen Ausgaben werden mit 42 % überwiegend durch die Substratkosten bestimmt. Im Durchschnitt müssen pro Tonne Substrat 32 € aufgewendet werden. Die gesamtwirtschaftliche Betrachtung der Biogasanlagen fiel sehr unterschiedlich aus. Die Differenz aus strombezogenen Einnahmen und Stromgestehungskosten, die den

Verlust bzw. Gewinn pro produzierter kWh darstellt, lag zwischen -10,4 und +7,8 Cent/kWh_{el}. Dabei zeigt sich eine deutliche Abhängigkeit des Betriebsergebnisses von der elektrischen Auslastung der Biogasanlagen. Der hohe Verlust einzelner Biogasanlagen macht deutlich, dass teilweise noch ein erheblicher Optimierungsbedarf bezüglich der Anlagentechnik und Betriebsweise besteht.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass eine Veränderung bei den Substratkosten große Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen hat und durch eine Erhöhung der Einspeisevergütung um 1 Cent/kWh_{el} ein Anstieg der Substratkosten um 25 % nur teilweise kompensiert werden kann.

Für eine vergleichende Bewertung der Biogasanlagen wurden, neben der el. Auslastung, als Kriterium für die Effizienz der Biogasproduktion, auch die Methanausbeute und die spez. Stromproduktion herangezogen. Beide Parameter zeigten eine deutliche Abhängigkeit von der Verweilzeit und weisen bei einstufigen Anlagen mit hohem Gülleanteil die geringsten Werte auf. Für eine umfassende Bewertung wurde zusätzlich das Restgaspotenzial der Gärreste betrachtet, was auch im Hinblick auf die Methanemissionen von Biogasanlagen ein wichtiges Kriterium ist. Nur 20 % der Anlagen weisen ein abgedecktes Gärrückstandslager auf, sodass bei 80 % der Anlagen das vorhandene Methanpotenzial nicht vollständig ausgenutzt wird und gleichzeitig klimaschädliche Methanemissionen freigesetzt werden. Das betrifft insbesondere sämtliche Anlagen, die mit kurzen Verweilzeiten von weniger als 100 Tagen betrieben werden.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass hinsichtlich Funktion, Leistung und Betriebssicherheit sowie im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit große Unterschiede zwischen den Anlagen bestehen. Es wird deutlich, dass die Vergütung durch das EEG kein Garant für die Rentabilität des Anlagenbetriebes ist. Die richtige Dimensionierung der Anlage in Verbindung mit einer optimalen Auswahl der Gärsubstrate ist zusammen mit einer hohen Auslastung des BHKW bei gleichzeitiger Nutzung der anfallenden Wärme der Schlüssel für den wirtschaftlichen Erfolg der Biogaserzeugung. Nicht zuletzt spielt die Qualifikation des Betreibers eine wichtige Rolle.





Anhang

10.1 Glossar

- Abbau Zerlegung org. Verbindungen in einfachere Verbindungen oder Moleküle durch biotische oder abiotische Prozesse.
- Abbaubarkeit. Die Eigenschaft eines Stoffes, durch biochemische, chemische oder physikalische Reaktionen umgewandelt werden zu können. Endprodukte der Reaktionen sind entweder andere Verbindungen (Metabolite) oder im Falle der vollständigen Mineralisierung z. B. CH₄, CO₂, H₂O, NH₃.
- Abbaugrad (η_{OTR} ; η_{CSB}) Der Grad des biologischen oder chemischen Abbaus organischer Verbindungen, beispielhaft für den CSB dargestellt:
Gasphasenabbaugrad (nur bei CSB möglich!):

$$\eta_{CSB} [\%] = (\text{CH}_4 G_{wp} [\text{m}^3] / 350 [\text{m}^3/\text{t}_{CSB}]) / (\text{Sub}_{wzu} [\text{t}] * \text{CSB}_{zu} [\text{kg}/\text{t}] / 1000 [\text{kg}/\text{t}]) * 100$$
Flüssigphasenabbaugrad:

$$\eta_{CSB} [\%] = (\text{Sub}_{wzu} [\text{t}] * \text{CSB}_{zu} [\text{kg}/\text{t}] - (\text{Sub}_{wzu} [\text{t}] - \text{MV}_{wzu} [\text{t}]) * \text{CSB}_{out} [\text{kg}/\text{t}]) / (\text{Sub}_{wzu} [\text{t}] * \text{CSB}_{zu} [\text{kg}/\text{t}]) * 100$$
- Abschreibung Jährlich in einer ökonomischen Bilanz zu berücksichtigender Betrag, der der Neubeschaffung einer Investition dient. Die Abschreibungszeiträume werden entsprechend der Lebensdauer angesetzt (bspw. technische Investitionen kürzere als Baumaßnahmen).
- Acetogenese. Bildung von Essigsäure, H₂ und CO₂ aus den Abbauprodukten der Hydrolyse.
- Ammoniak (NH₃) Stickstoffhaltiges Gas, entsteht aus dem Abbau stickstoffhaltiger Verbindungen wie z. B. Eiweiß, Harnstoff und Harnsäure.
- Amortisation Zeitraum, in dem Gesamtinvestitionssumme über Reingewinn zuzüglich der Abschreibungsbeträge erwirtschaftet werden kann.
- Anaerobe Bakterien Mikroorganismen, die in einer Umgebung leben und sich reproduzieren, in der kein freier oder gelöster Sauerstoff vorkommt.
- Anaerober biol. Abbau. Abbau organischer Substanzen durch anaerobe Bakterien, teilweise unter Freisetzung von Biogas.
- Aufbereitung Verfahrensschritt zur Vorbehandlung (z. B. Zerkleinern, Abtrennung von Störstoffen, Homogenisierung...).

- BHKW-Auslastung (Al) prozentualer Anteil der theoretischen Vollzeitleistung an der installierten (hier: bezogen auf eine Woche):

$$AlP_{el} = (\text{Strom}_{wp} [\text{kWh}] / 168 [\text{h}]) / P_{el} * 100 \%$$
Bei entsprechendem BHKW-Betrieb kann AlP_{el} identisch mit P_{nutz} sein.
- BHKW-Leistungsausnutzung Prozentualer Anteil der tatsächlichen Leistung an der installierten:
 (P_{nutz})
$$P_{nutz} [\%] = (\text{Strom}_{wp} [\text{kWh}] / Bh_w [\text{h}]) / \text{install. Leistung} * 100 \%$$
- Biogas Produkt des anaeroben biologischen Abbaus organischer Substrate. Enthält ca. 45–60 % Methan, 30–55 % Kohlendioxid, geringe Mengen an Stickstoff, Schwefelwasserstoff und anderer Spurengase.
- Blockheizkraftwerk (BHKW) Aggregat zur Erzeugung von Elektro- und Wärmeenergie auf der Basis eines Motors und eines daran gekoppelten Generators.
- C/N-Verhältnis Verhältnis der Kohlenstoff- zur Stickstoffmenge. Das C/N-Verhältnis im zu vergärenden Gut ist für einen optimalen Gärprozess wichtig (ideal: 13/30). Das C/N-Verhältnis im vergorenen Gut lässt eine Aussage über die Stickstoffverfügbarkeit bei der Düngung zu (ideal ca. 13).
- Deckungsbeitrag Jährliche Einnahme abzüglich jährliche laufende Kosten (Gesamtkosten abzüglich Fixkosten).
- Durchsatz Die einer Anlage zugeführte und verarbeitete Menge je Zeiteinheit.
- Emission Wenn etwas an die Umwelt abgegeben wird, bezeichnet man das als Emission. Emittiert werden können Rauch, Gase, Staub, Abwasser und Gerüche, aber auch Geräusche, Erschütterungen, Licht, Wärme und Strahlen.
- Erneuerbare-Energie-Gesetz Gesetz zur Regelung der Mindestvergütungssätze für Strom aus regenerativen Energiequellen.
(EEG)
- Entschwefelung Verfahrensschritt (biologisch oder chemisch) zur Entfernung des Schwefelanteils aus dem Biogas.
- Essigsäureäquivalent Summe der auf die Masse von Essigsäure normierten Konzentrationen organischer Säuren.
- Fermenter Behälter, in dem der mikrobiologische Abbau des Substrates bei gleichzeitiger Biogasbildung stattfindet (Synonym: Reaktor, Gärbehälter, Faulbehälter).
- Feststoffeinbringung Verfahren zum Einbringen von nicht pumpfähigen Substraten oder Substratgemischen direkt in den Fermenter.
- FOS/TAC Parameter zur Beurteilung der Prozessstabilität; Quotient aus den durch Titration von V [ml], zentrifugiertem Reaktormaterial mit 0,1 N H₂SO₄ bestimmte Mengen an flüchtigen organischer Säuren (pH 5,0 bis 4,4; B) und der Pufferkapazität (Ausgangs-pH bis pH 5,0; A):

$$TAC = 20 [\text{ml}] / V [\text{ml}] * A * 250$$

$$FOS = (20 [\text{ml}] / V [\text{ml}] * B * 1,66 - 0,15) * 500$$
- Gärgut/Gärgemisch (Auch: Fermentermaterial) Material aus Fermenter einer Biogasanlage.
- Gärrückstand/Gärrest Rückstand der Biogasgewinnung, Output des Fermenters, Gärgut.

Anhang

- Gärrückstandslager/Gärrestlager. . Behälter oder Erdbecken, in dem das vergorene Substrat vor der weiteren Nutzung gelagert wird.
- Gasdom Aufsatz auf Gärbehälter, in dem das Biogas gesammelt und abgezogen wird.
- Gaslager Raum oder Bereich, in dem der Gasspeicher untergebracht ist.
- Gasspeicher Gasdichter Behälter oder Foliensack, in dem das Biogas zwischengespeichert wird.
- Hydraulische Verweilzeit (T) Durchschnittliche, theoretische Verweildauer des in einen Fermenter zugegebenen Materials: $T [d] = AV [m^3] / Sub_{zu} [m^3/d]$; durch Rückführung von vergorenem Material kann die Summe der Verweilzeiten aller Fermenter deutlich von der Gesamtverweilzeit abweichen.
- Hydrolyse Der Methanogenese und Acetogenese vorangehender mikrobieller Abbauprozess der Aufspaltung des organischen Materials bis hin zu kurzkettigen organischen Säuren und Alkoholen (C1 bis C4).
- Hygienisierung Verfahrensschritt zur Reduzierung und/oder Eliminierung von Seuchenerregern und/oder Phytopathogenen. Hinweise zu Verfahren geben BioAbfV oder EG-Hygiene-VO.
- Input Gesamtheit der zugeführten Substrate.
- Kondensat Im Fermenter entstandenes Biogas ist wasserdampfgesättigt und muss vor Verwertung im BHKW entwässert werden. Die gezielte Kondensation erfolgt über eine ausreichend angelegte Erdleitung in einen Kondensatabscheider oder über eine Trocknung des Biogases.
- Kosubstrat Zur Vergärung bestimmter organischer Stoff, der kein Wirtschaftsdünger ist.
- Kraft-Wärme-Kopplung [KWK]. Gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische (oder mechanische) Energie und in Wärme, die zur energetischen Nutzung bestimmt ist (Nutzwärme).
- Leistung (P) Pro Zeiteinheit verrichtete Arbeit:
 $P_{el} [kW] = Strom_{wp} [kWh] / Bh_w [h]$ bzw. $P_{th} [kW] = Wärme_{wp} [kWh] / Bh_w [h]$
- Massenverlust (MV). Tonnage, welche durch produziertes Biogas dem Fermenter entnommen wird ($CO_2 + CH_4 + H_2O$). Dabei wird von wasserdampfgesättigtem Gas ausgegangen. Die prozentuale Verteilung auf die einzelnen Stufen erfolgt überschlägig über den CSB-Abbau.
- Mehrstufige Prozessführung Reihenschaltung mehrerer Fermenter mit dem Ziel verbesserter Methanausbeuten und höherer Prozessstabilität. Dabei gibt es zwei Varianten:
Variante 1: Reihenschaltung von Reaktoren, in denen alle mikrobiellen Abbauschritte gleichzeitig ablaufen
Variante 2: räumliche Trennung der Hydrolyse von der Methanogenese (zwei-phasig).

- Methanausbeute (A) Pro Tonne zugeführten Materials erzielte Methanmenge:
Substratausbeute:
 $A_{\text{sub}} [\text{m}^3 \text{CH}_4 / \text{t}_{\text{sub}}] = \text{CH}_4 G_{\text{wp}} [\text{m}^3] / \text{Sub}_{\text{wzu}} [\text{t}]$
oTR-Ausbeute:
 $A_{\text{oTR}} [\text{m}^3 \text{CH}_4 / \text{t}_{\text{oTR}}] = \text{CH}_4 G_{\text{wp}} [\text{m}^3] / \text{oTS}_{\text{wzu}} [\text{t}]$
CSB-Ausbeute:
 $A_{\text{CSB}} [\text{m}^3 \text{CH}_4 / \text{t}_{\text{CSB}}] = \text{CH}_4 G_{\text{wp}} [\text{m}^3] / \text{CSB}_{\text{wzu}} [\text{t}]$
- Methanogenese Mikrobielle Methanbildung entweder aus Essigsäure und H_2 bzw. CO_2 und H_2 .
- Mittlere Nennleistung Da bei einigen Anlagen im Untersuchungszeitraum BHKW nachgerüstet oder außer Betrieb genommen wurden, wird für diesen Fall nicht die Summe aller Leistungen als die gesamte Leistung der Biogasanlage gewertet, sondern die jeweils im Betrieb befindliche.
- Nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) Sammelbegriff für stofflich und energetisch genutzte Biomasse (keine Futter- und Lebensmittel). Es handelt sich hierbei i. d. R. um land- und forstwirtschaftlich erzeugte Rohstoffe wie Zuckerstoffe und Stärke aus Rüben, Kartoffeln oder Mais, die nach der Aufbereitung einer weiteren stofflichen oder energetischen Anwendung zugeführt werden.
- Produktivität ($P_{\text{BG}}, P_{\text{CH}_4}$) Pro m^3 Arbeitsvolumen und Tag produzierte Menge an Biogas bzw. Methan:
 $P_{\text{BG}} [\text{m}^3 / (\text{m}^3 \text{d})] = (\text{BG}_{\text{wp}} [\text{m}^3] / 7) / \text{AV} [\text{m}^3]$ bzw.
 $P_{\text{CH}_4} [\text{m}^3 / (\text{m}^3 \text{d})] = (\text{CH}_4 G_{\text{wp}} [\text{m}^3] / 7) / \text{AV} [\text{m}^3]$
- Puffer Eigenschaft eines Säure-/Basenpaares, H^+ - bzw. OH^- -Ionen zu binden. Die stärkste Pufferung tritt auf, wenn der pH gleich dem pKs des Säure-/Basenpaares ist.
- Pufferkapazität Vermögen eines Systems, H^+ - bzw. OH^- -Ionen zu binden und so den pH-Wert stabil zu halten. Im Biogasreaktor stellen vor allem der Carbonatpuffer und bei hohen Ammoniumgehalten der Ammoniumpuffer die Pufferkapazität.
- Raumbelastung (B_{R}) Täglich pro m^3 Arbeitsvolumen zugeführte Menge an oTR bzw. CSB:
 $B_{\text{RoTR}} [\text{m}^3 / (\text{m}^3 \text{d})] = \text{Sub}_{\text{zu}} [\text{m}^3 / \text{d}] * (\text{oTR} [\%] / 100) * 1000 [\text{kg} / \text{m}^3] / \text{AV} [\text{m}^3]$ bzw.
 $B_{\text{RCSB}} [\text{m}^3 / (\text{m}^3 \text{d})] = \text{Sub}_{\text{zu}} [\text{m}^3 / \text{d}] * \text{CSB}_{\text{zu}} [\text{kg} / \text{m}^3] / \text{AV} [\text{m}^3]$
- Spez. Reaktorvolumen [$\text{m}^3 / \text{kW}_{\text{el}}$] . Berechnet sich aus dem Reaktor- bzw. Arbeitsvolumen und der installierten bzw. realisieren elektrischen Leistung einer Anlage; hohe Werte deuten auf die Verwertung von schwerer abbaubarem, geringe Werte auf die von energiereichem Substrat hin.
- Stufe (einer Biogasanlage) Beheizter Reaktor einer Biogasanlage, der bei einer mehrstufigen Biogasanlagen in einer speziellen Anordnungsbeziehung zu anderen Reaktoren steht.
- Substrat Zur Vergärung, mit dem Ziel der Biogasgewinnung, vorgesehene organisches und biologisch abbaubares Material.
- Theor. Auslastung Wärmeleistung [%] Relativer Anteil, den Wärmenutzer (bspw. Fremdnutzer oder Fermenterheizung) an der installierten Wärmeleistung nutzen. Dazu wird aus der Wärmeabnahme eine potenzielle Leistung (genutzte kWh/168h) errechnet und diese zur installierten mittleren thermischen Nenn-Leistung in Bezug gesetzt.

- Verstromungsfaktor (VF) Pro m³ Biogas produzierte Strommenge, ohne Zündöl:
$$VF \text{ [kWh/m}^3] = \text{Strom}_{\text{wp}} \text{ [kWh/Woche]} * (1 - Z_{\text{ÖL}} \text{ [%]} / 100) / \text{BG}_{\text{wp}} \text{ [m}^3/\text{Woche]}$$
- Volllaststunden (Vh) Der Zeitraum, den das BHKW theoretisch benötigt, um die real produzierte Strommenge unter Volllast zu produzieren:
$$Vh \text{ [h]} = \text{Strom}_{\text{wp}} \text{ [kWh/Woche]} * 52 / P_{\text{el}} \text{ [kW]}$$
- Wirkungsgrad (η_{el} ; η_{th}) Prozentualer Anteil der produzierten an zugeführter Energie (Strom bzw. Wärme):
$$\eta_{\text{el}} \text{ [%]} = \text{Strom}_{\text{wp}} \text{ [kWh/Woche]} / (E_{\text{wÖL}} + E_{\text{wBG}}) * 100\%$$

$$\eta_{\text{th}} \text{ [%]} = \text{Wärme}_{\text{wp}} \text{ [kWh/Woche]} / (E_{\text{wÖL}} + E_{\text{wBG}}) * 100\%$$
- Zündölanteil ($Z_{\text{ÖL}}$) Beitrag des Zündöls an der Gesamtenergiezufuhr ins BHKW:
$$Z_{\text{ÖL}} \text{ [%]} = E_{\text{wÖL}} \text{ [kWh]} / (E_{\text{wÖL}} \text{ [kWh]} + E_{\text{wBG}} \text{ [kWh]}) * 100$$

10.2 Quellenverzeichnis

- ¹ Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Vom 21. Juli 2004; <http://217.160.60.235/BGBL/bgbl1f/bgbl104s1918.pdf>
- ² Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. Vom 25. Oktober 2008; <http://www.bgblportal.de/BGL/bgbl1f/bgbl108s2074.pdf>
- ³ DLG (2006): Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen. Arbeiten der DLG – Band 200; DLG-Verlag; Frankfurt am Main
- ⁴ Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (2005): Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. Hrsg. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Gülzow
- ⁵ Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (2006): Betriebsplanung Landwirtschaft 2006/07. 20. Auflage, Darmstadt
- ⁶ Landwirtschaftskammer Niedersachsen (2007): Richtwert- Deckungsbeiträge 2007.
- ⁷ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (2008): Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht (Projekt-Nr. 2223004); Leipzig



Herausgeber

Fachagentur Nachhaltige Rohstoffe e.V. (FNR)
Hofplatz 1 • 18276 Gülzow
Tel.: 0 38 43 / 69 30-0
Fax: 0 38 43 / 69 30-1 02
www.fnr.de • info@fnr.de

Gefördert durch das Bundesministeriums für
Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.

ISBN 978-3-9803927-8-5

