

Abschlussbericht

im Vorhaben

Ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden
und zukünftigen Biogasanlagen

-

„BGA_OPT“

für das

**Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit**

Verfasser	Dipl.-Ing. (FH) Georg Häring	(Hochschule Ingolstadt)
	Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) Matthias Sonnleitner	(Hochschule Ingolstadt)
	Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner	(Hochschule Ingolstadt)
	Dipl.-Ing. (FH) Elmar Brüggling M.Sc.	(Fachhochschule Münster)
	Dipl.-Ing. (FH) Christin Bücken	(Fachhochschule Münster)
	Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter	(Fachhochschule Münster)
	Dipl.-Ing. U-tech. Regine Vogt	(IFEU Heidelberg)

Ausführende Stelle *Hochschule Ingolstadt*
KOMPETENZFELD ERNEUERBARE ENERGIE
Esplanade 10
D-85049 Ingolstadt

Aktenzeichen 03MAP155

Datum 30.04.2011

I. Zusammenfassung

Im Rahmen des Projekts „Ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen“ wurden je 10 typische Biogasanlagen in Bayern und Nordrhein-Westfalen hinsichtlich Effizienz und Betriebsweise intensiv untersucht.

Ziel des vom *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit* geförderten Vorhabens war es, konkrete, auf den Ergebnissen der Anlagenuntersuchung basierende, technische, in die Praxis umsetzbare Lösungsansätze zu erarbeiten und diese verständlich für Planer, Hersteller und Anlagenbetreiber darzustellen. Die im Projekt entstandenen Konzepte zielen darauf ab, einerseits die Wirtschaftlichkeit von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen zu erhöhen und andererseits die Treibhausgasemissionen zu minimieren und damit die Ökologie von Biogasanlagen zu verbessern. Die Kurzfassung der Ergebnisse wurde bereits in der „Handreichung zur Optimierung von Biogasanlagen“ veröffentlicht.

Im vorliegenden Bericht wird zunächst die Vorgehensweise bei der Datenerhebung und -auswertung dargelegt. Dabei werden die durchgeführten Messungen (z.B. Eigenenergieverbrauch, Biogasleckstellen) detailliert beschrieben und es wird auf die herangezogenen Kennzahlen zur Bewertung von Effizienz, Wirtschaftlichkeit und Klimagasbilanz eingegangen.

Anschließend werden die 20 untersuchten Biogasanlagen hinsichtlich ihrer Betriebsweise und Effizienz beschrieben. Dabei werden allgemeine Kenndaten, der Substrateinsatz, die Funktionsweise, die Strom- und Wärmenutzung und die Steuerung bzw. messtechnische Ausrüstung der jeweiligen Biogasanlagen betrachtet.

Anhand der im Rahmen der Anlagenuntersuchung erfassten Daten findet eine Bewertung des Ist-Stands statt, die in eine Schwachstellenanalyse mündet. Zur Identifikation von Defiziten und Problemen werden die jeweiligen Bewertungsbereiche gemäß des Prozessablaufs gegliedert und die 20 untersuchten Biogasanlagen gegenüber gestellt.

Nach der Identifikation von Schwachstellen werden diese anhand eines Bewertungssystems auf deren Potenzial hinsichtlich Ökonomie, Ökologie und Umsetzung eingestuft und schließlich 10 Konzepte zur ökologischen und ökonomischen Optimierung von Biogasanlagen ausgearbeitet.

Die 10 bedeutsamsten Verbesserungskonzepte sind:

- Verkürzen der Transportwege zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung,
- Auswahl des optimalen Entfeuchtungsverfahrens,
- Erhöhen der Substratausnutzung durch den Einsatz hocheffizienter Blockheizkraftwerke,
- Erhöhen der Substratausnutzung durch Vermeiden von Biogasleckstellen,
- Emissionsminderung und Erhöhen der Substratausnutzung durch Abdecken des Endlagers,
- Verringern des Eigenenergieverbrauchs bei der Entschwefelung per Lufteinblasung,
- Verringern des Eigenenergieverbrauchs bei der Feststoffeinbringung,
- Erhöhen der Wärmenutzung durch strukturierte Vorgehensweise bei der Planung,
- Erhöhen der Wärmenutzung durch Nachrüsten von Wärmemengenzählern,
- Erhöhen des Auslastungsgrads des Blockheizkraftwerks.

II. Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG UND ZIELSETZUNG	19
2	VORGEHENSWEISE BEI DER DATENERHEBUNG UND -AUSWERTUNG	20
2.1	AUSWAHL DER UNTERSUCHTEN ANLAGEN.....	20
2.2	DATENERFASSUNG	22
2.2.1	Analysebogen.....	24
2.2.2	Messgeräte.....	24
2.2.2.1	Leckagedetektor.....	24
2.2.2.2	Gasanalysegerät	25
2.2.2.3	Netzstromanalysator	26
2.2.3	Biochemische Untersuchungen	26
2.3	DATENAUSWERTUNG	27
2.3.1	Kennzahlen der Biogaserzeugung.....	27
2.3.1.1	Kennzahlen der Substratbereitstellung	27
2.3.1.2	Kennzahlen der Betriebsweise	29
2.3.1.3	Kennzahlen der Biogasausbeute.....	30
2.3.2	Kennzahlen der Biogasnutzung	31
2.3.3	Analyse Eigenstromverbrauch.....	33
2.3.4	Bewertung und Quantifizierung von Methanemissionen.....	35
2.3.4.1	Bewertung von Methanemissionsstellen	35
2.3.4.2	Kategorisierung der Ursachen von Methanemissionen	36
2.3.5	Ermittlung der Leckagerate	36
2.3.6	Klimagasbilanz	36
2.3.7	Wirtschaftlichkeit	40
2.3.7.1	Einnahmen	40
2.3.7.2	Kosten	40
3	UNTERSUCHTE BIOGASANLAGEN	42
3.1	BIOGASANLAGE BY 1	42
3.2	BIOGASANLAGE BY 2.....	45
3.3	BIOGASANLAGE BY 3.....	48
3.4	BIOGASANLAGE BY 4.....	51
3.5	BIOGASANLAGE BY 5.....	55
3.6	BIOGASANLAGE BY 6.....	58



3.7	BIOGASANLAGE BY 7	61
3.8	BIOGASANLAGE BY 8	65
3.9	BIOGASANLAGE BY 9	69
3.10	BIOGASANLAGE BY 10	73
3.11	BIOGASANLAGE MS 1	76
3.12	BIOGASANLAGE MS 2	80
3.13	BIOGASANLAGE MS 3	83
3.14	BIOGASANLAGE MS 4	86
3.15	BIOGASANLAGE MS 5	89
3.16	BIOGASANLAGE MS 6	93
3.17	BIOGASANLAGE MS 7	97
3.18	BIOGASANLAGE MS 8	101
3.19	BIOGASANLAGE MS 9	105
3.20	BIOGASANLAGE MS 10	109
4	IST-STAND: BEWERTUNG UND SCHWACHSTELLENANALYSE	113
4.1	SUBSTRATBEREITSTELLUNG	113
4.1.1	Transportentfernung der Anbauflächen	113
4.1.2	Flächenausstattung	114
4.1.3	Substratherkunft: Eigen oder Zukauf	115
4.2	LAGERUNG DER SUBSTRATE	115
4.2.1	Art der Silierung	115
4.2.2	Substratlagervolumen	116
4.3	EINBRINGUNG DER SUBSTRATE	116
4.3.1	Transportweg Substratlager - Einbringsystem	116
4.3.2	Zeitaufwand Befüllung Einbringsystem	118
4.4	BIOGASERZEUGUNG	121
4.4.1	Fermentationsverfahren	121
4.4.1.1	Spezifischer Faulraum	121
4.4.1.2	Gesamtraumbelastung	122
4.4.1.3	Hydraulische Verweilzeit	122
4.4.1.4	Substratausnutzungsgrad	124
4.4.2	Substratzusammensetzung	125
4.4.3	Biologie	126
4.4.3.1	Trockenmasse	126



4.4.3.2 Organische Trockenmasse – Abbaugrad	127
4.4.3.3 pH-Wert	128
4.4.3.4 FOS/TAC-Quotient.....	128
4.4.4 Feststoffeinbringung.....	129
4.4.5 Rührtechnik	131
4.4.6 Pumptechnik.....	136
4.5 GÄRRESTE	136
4.6 GASAUFBEREITUNG	139
4.6.1 Entschwefelung	139
4.6.1.1 Wirksamkeit.....	139
4.6.1.2 Eigenenergiebedarf der Entschwefelung	141
4.6.2 Entfeuchtung	142
4.7 BIOGASNUTZUNG.....	143
4.7.1 Gasspeicherung	143
4.7.2 Blockheizkraftwerk	145
4.7.3 BHKW-Auslastung	147
4.7.4 Ölwechselintervalle	147
4.7.5 Wärmenutzung.....	149
4.7.5.1 Wärmenutzungsgrad.....	149
4.7.5.2 Wärmenutzungskonzepte.....	150
4.7.6 Notfall-Gasentsorgung/ -verwertung	151
4.8 ANLAGENÜBERWACHUNG	153
4.8.1 Anlagendokumentation	153
4.8.2 Messtechnische Ausstattung	153
4.8.2.1 Substrateinsatz	153
4.8.2.2 Biologie- / Fermenterüberwachung	155
4.8.2.3 Gasmessung.....	155
4.8.2.4 Energieverbrauchsmessung.....	158
4.9 EIGENENERGIEVERBRAUCH	158
4.9.1 Komponenten der Biogaserzeugung	159
4.9.2 Komponenten der Stromerzeugung.....	159
4.9.3 Strombezug.....	162
4.9.4 Leistungsspitzen.....	162
4.10 METHANEMISSIONEN	164

4.10.1	Biogasleckstellen.....	164
4.10.1.1	Lagerung der Gülle	164
4.10.1.2	Einbringsystem	164
4.10.1.3	Fermenter	165
4.10.1.4	Gasspeicherung.....	167
4.10.1.5	BHKW	168
4.10.2	Kategorisierung der Ursachen der Methanemissionen	169
4.10.3	Quantifizierung der Methanemissionen	172
4.10.4	Restgaspotenzial im Endlager	174
4.11	KLIMAGASBILANZEN	177
4.11.1	Ergebnisse im Gesamtüberblick.....	177
4.11.2	Ergebnisse Belastungen im Detail.....	180
4.12	WIRTSCHAFTLICHKEIT.....	183
5	KONZEPTENTWICKLUNG	189
5.1	VERKÜRZEN DER TRANSPORTWEGE ZWISCHEN SUBSTRATLAGER UND FESTSTOFFEINBRINGUNG	193
5.2	AUSWAHL DES OPTIMALEN ENTFEUCHTUNGSVERFAHRENS	194
5.3	ERHÖHEN DER SUBSTRATAUSNUTZUNG DURCH EINSATZ HOCHEFFIZIENTER BLOCKHEIZKRAFTWERKE	196
5.4	ERHÖHEN DER SUBSTRATAUSNUTZUNG DURCH VERMEIDEN VON BIOGASLECKSTELLEN.....	199
5.5	EMISSIONSMINDERUNG UND ERHÖHEN DER SUBSTRATAUSNUTZUNG DURCH ABDECKEN DES ENDLAGERS	202
5.5.1	Investitionskosten gasdichter Abdeckungen	202
5.5.2	Vermiedene Methanemissionen und Verringern des Substrateinsatzes durch ein gasdichtes Endlager.....	203
5.6	VERRINGERN DES EIGENENERGIEVERBRAUCHS BEI DER ENTSCHWEFELUNG PER LUFTEINBLASUNG	204
5.6.1	Überdimensionierte Gasgebläse	205
5.6.2	Lufteinblasung mittels Druckluftkompressor.....	205
5.7	VERRINGERN DES EIGENENERGIEVERBRAUCHS BEI DER FESTSTOFFEINBRINGUNG	207
5.8	ERHÖHEN DER WÄRMENUTZUNG DURCH STRUKTURIERTE VORGEHENSWEISE BEI DER PLANUNG	209
5.8.1	Kraft-Wärme-Kopplung bei Biogasanlagen	209
5.8.2	Erschließen zusätzlicher Wärmeabnehmer.....	210
5.9	ERHÖHEN DER WÄRMENUTZUNG DURCH NACHRÜSTEN VON WÄRMEMENGENZÄHLERN.....	212



5.10	ERHÖHEN DES AUSLASTUNGSGRADS DES BLOCKHEIZKRAFTWERKS	214
6	FAZIT UND AUSBLICK	217
	QUELLENANGABEN	
	ANHANG	

III. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Installierte elektrische Leistung und Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland aufgeteilt nach Bundesländern (nach Branchenzahlen Biogas 2010).....	21
Abbildung 2: Substrateinsatz von Biogasanlagen (nach Scholwin und Stinner 2010)	21
Abbildung 3: Leckagedetektor der Firma <i>Dräger</i> (Dräger MSI Sensit HXG 2009).....	24
Abbildung 4: Leckagedetektor der Firma <i>Sewerin</i> (Sewerin Ex-TEC® Snooper 4 2010)	24
Abbildung 5: COMBIMASS® GA-M der Firma <i>Binder</i> (Binder Combimass® GA-m 2009)	25
Abbildung 6: <i>Fluke</i> 435-Netzstromanalysator (Fluke 435-Netzstromanalysator 2009).....	27
Abbildung 7: Gesamtfeuerungswärmeleistung.....	32
Abbildung 8: Messbeispiel: Gesamtenergieverbrauch Biogaserzeugung	34
Abbildung 9: Systemraum für Lebensweganalyse, Beispiel Biogas aus Silomais	38
Abbildung 10: Systemraum für Lebensweganalyse, Beispiel Biogas aus Gülle	39
Abbildung 11: Prozessschema BY1	43
Abbildung 12: Prozessschema BY2	46
Abbildung 13: Prozessschema BY3	49
Abbildung 14: Prozessschema BY4	53
Abbildung 15: Prozessschema BY5	56
Abbildung 16: Prozessschema BY6	59
Abbildung 17: Prozessschema BY7	63
Abbildung 18: Prozessschema BY8	67
Abbildung 19: Prozessschema BY9	71
Abbildung 20: Prozessschema BY10	74
Abbildung 21: Prozessschema MS1	78
Abbildung 22: Prozessschema MS2.....	81
Abbildung 23: Prozessschema MS3.....	84
Abbildung 24: Prozessschema MS4.....	87
Abbildung 25: Prozessschema MS5.....	91
Abbildung 26: Prozessschema MS6.....	95
Abbildung 27: Prozessschema MS7.....	99
Abbildung 28: Prozessschema MS8.....	103
Abbildung 29: Prozessschema MS9.....	107
Abbildung 30: Prozessschema MS10.....	111
Abbildung 31: Entfernungen von der Biogasanlage zur Substratanbaufläche	113
Abbildung 32: Landwirtschaftliche Nutzfläche pro installierter elektrischer Leistung der Stromerzeugung.....	114
Abbildung 33: Aufteilung der Substratherkunft (Eigenes Substrat / Zugekauftes Substrat)	115
Abbildung 34: Häufigkeit von „Folienabdeckung“ oder „ohne Abdeckung“ aller untersuchten Anlagen	116
Abbildung 35: Substrat-Lagervolumen pro kW _{el} Anlagenleistung.....	117

Abbildung 36: Durchschnittliche Entfernung zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung	117
Abbildung 37: Spezifischer Zeitaufwand des Befüllvorgangs der Einbringung	118
Abbildung 38: Transportweg von BY7 (Bayerisches Landesamt für Vermessung und Geoinformation 2010)	119
Abbildung 39: Transportweg von BY8 (Bayerisches Landesamt für Vermessung und Geoinformation 2010)	120
Abbildung 40: Transportweg von MS9 (Kreis Steinfurt – Vermessungs- und Katasteramt n.d.)	120
Abbildung 41: Fermenterbauarten der untersuchten Biogasanlagen	121
Abbildung 42: Spezifischer Faulraum der untersuchten Biogasanlagen	122
Abbildung 43: Raumbelastung der untersuchten Biogasanlagen	123
Abbildung 44: Hydraulische Verweilzeit in Tagen der untersuchten Biogasanlagen	123
Abbildung 45: Substratausnutzungsgrad der untersuchten Biogasanlagen	124
Abbildung 46: Prozentuale Aufteilung Wirtschaftsdünger / NawaRo der untersuchten Biogasanlagen	125
Abbildung 47: Mittelwerte der Trockenmasse aus Substratproben von Fermenter / Nachgärer	126
Abbildung 48: Abbaugrad der organischen Substanz der untersuchten Biogasanlagen	127
Abbildung 49: Mittelwerte der pH-Werte aus Substratproben von Fermenter / Nachgärer	128
Abbildung 50: Mittelwerte des FOS/TAC-Quotienten aus Substratproben von Fermenter / Nachgärer	129
Abbildung 51: Häufigkeit der eingesetzten Technik bzgl. Feststoffeinbringung der untersuchten Anlagen	130
Abbildung 52: Spezifischer Eigenenergiebedarf der Feststoffeinbringung	131
Abbildung 53: Spezifische Rührenergie bezogen auf die zugeführte Frischmasse	132
Abbildung 54: Mittlerer TM-Gehalt und spezifische Rührenergie der untersuchten Anlagen	132
Abbildung 55: Spezifische Rührenergie in den Gärbehältern der untersuchten Biogasanlagen in Bayern	133
Abbildung 56: Häufigkeit der verwendeten Rührwerksarten bei den untersuchten Biogasanlagen	134
Abbildung 57: Laufzeiten der eingesetzten Rührtechniken bei den untersuchten Biogasanlagen	135
Abbildung 58: Spezifischer Rührenergiebedarf der untersuchten Biogasanlagen in Bayern nach Rührwerksart pro Tag und pro Betriebsstunde	135
Abbildung 59: Spezifischer Rührenergiebedarf der untersuchten Biogasanlagen in Nordrhein-Westfalen nach Rührwerksart pro Tag und pro Betriebsstunde	136
Abbildung 60: Häufigkeit der Pumpenarten in den untersuchten Biogasanlagen	137
Abbildung 61: Häufigkeit der Ausstattung der untersuchten Biogasanlagen mit Gärrestaufbereitung	137
Abbildung 62: Spezifischer Energiebedarf der Separatoren der drei untersuchten Biogasanlagen in NRW	138
Abbildung 63: Häufigkeit der Entschwefelungsarten der untersuchten Biogasanlagen	139
Abbildung 64: Erreichte H ₂ S-Gehalte in den untersuchten Biogasanlagen	140
Abbildung 65: Eingeblassener Luftanteil im Verhältnis zur erzeugten Biogasmenge	140

Abbildung 66: Spezifischer Energieverbrauch der Entschwefelungsgebläse der untersuchten Anlagen	141
Abbildung 67: Entschwefelungsgebläse der Biogasanlage BY5	142
Abbildung 68: Häufigkeit der Art der Gaskühlung der untersuchten Biogasanlagen	142
Abbildung 69: Länge der Kühlstrecken der untersuchten Biogasanlagen	143
Abbildung 70: Spezifischer Energieverbrauch für die Biogas-Entfeuchtung der untersuchten Biogasanlagen	144
Abbildung 71: Gasspeichervolumina der untersuchten Biogasanlagen	144
Abbildung 72: Theoretische Gasspeicherdauer der untersuchten Anlagen bei anfangs leerem Gasspeicher.....	145
Abbildung 73: Häufigkeit der verwendeten BHKW-Arten bei den untersuchten Biogasanlagen .	146
Abbildung 74: Elektrische Wirkungsgrade der BHKW der untersuchten Biogasanlagen.....	146
Abbildung 75: Theoretische Auslastung der untersuchten Anlagen	147
Abbildung 76: Ölwechselintervalle der untersuchten Anlagen.....	148
Abbildung 77: Analyseintervalle der Ölqualität der untersuchten BHKW	148
Abbildung 78: Motorölverbrauch der untersuchten BHKW	149
Abbildung 79: Genutzte, prozentuale Wärmemenge für KWK inklusive den Wärmeeigenverbrauch durch Fermenter- und Nachgärer-Heizung der untersuchten Biogasanlagen	150
Abbildung 80: Häufigkeitsverteilung der Wärmenutzungspfade der untersuchten Anlagen	151
Abbildung 81: Häufigkeit von Notfall-Gasentsorgungs- bzw. -verwertungssystemen der untersuchten Biogasanlagen	152
Abbildung 82: Häufigkeit der Form der Betriebstagebuchführung bei den untersuchten Biogasanlagen	154
Abbildung 83: Aufzeichnungsintervalle bei der Führung des Betriebstagebuchs der untersuchten Anlagen	154
Abbildung 84: Häufigkeit der Wiegetechnik an den untersuchten Biogasanlagen	155
Abbildung 85: Häufigkeit verschiedener vor Ort vorhandenen Messtechnik zur Biologie- / Fermenterüberwachung an den untersuchten Biogasanlagen	156
Abbildung 86: Häufigkeit der unterschiedlichen externen Untersuchungen an den untersuchten Anlagen	156
Abbildung 87: Häufigkeit der Abstände der extern durchgeführten Analysen an den untersuchten Anlagen	157
Abbildung 88: Häufigkeit der Analyse einzelner Gaskomponenten bei den untersuchten Biogasanlagen	157
Abbildung 89: Häufigkeit der Messung des Eigenstromverbrauches und der Prozesswärme bei den untersuchten Biogasanlagen	158
Abbildung 90: Eigenenergieanteile der untersuchten Anlagen	159
Abbildung 91: Eigenenergieanteile der Komponenten der Biogaserzeugung	160
Abbildung 92: Mittelwerte der Eigenenergieanteile der Komponenten der Biogaserzeugung.....	160
Abbildung 93: Eigenenergieanteile der Komponenten der Stromerzeugung	161
Abbildung 94: Mittelwerte der Eigenenergieanteile der Komponenten der Stromerzeugung	161
Abbildung 95: Leistungsaufnahme Antrieb Fräser Einbringung BY5.....	162

Abbildung 96: Häufigkeit der Strombezugsform der untersuchten Biogasanlagen.....	163
Abbildung 97: Beispielhafter Verlauf der elektrischen Leistungsaufnahme vergleichbarer Rührwerke mit und ohne FU.....	163
Abbildung 98: Beispielhafter Verlauf der elektrischen Leistungsaufnahme der Biogaserzeugung der Biogasanlage BY4	164
Abbildung 99: Eintragsschnecke mit Biogasleckagestelle bei Übergangsstelle Schnecke-Substrat (links) und beschädigte Abdichtung der Fermenterdurchführung (rechts)	165
Abbildung 100: Offener Überlauf	165
Abbildung 101: Biogasleckagestelle Seildurchführung-Tauchmotorrührwerk.....	166
Abbildung 102: Methanaustritt an der Verankerung des Rührwerks	166
Abbildung 103: Biogasleckagestellen an Über- und Unterdrucksicherungen, Unzulänglichkeiten bei der Montage (links) und durch mangelnde Wartung (rechts)	166
Abbildung 104: Biogasleckagestelle an der Redoxpotenzialmessung auf dem Betondach eines Fermenters.....	167
Abbildung 105: Biogasleckagestelle an der Notfallöffnung auf einem Betondach	167
Abbildung 106: Unsachgemäß ausgeführte Installation eines Schauglases.....	168
Abbildung 107: Unfachmännisch platzierter Gassack (links) und Risse im Folienspeicher (rechts)	168
Abbildung 108: Biogasleckagestelle an der Flanschverbindung vor und nach dem Gasverdichter (zu wenig Schrauben montiert).....	168
Abbildung 109: Anzahl und Kategorisierung der an den untersuchten Biogasanlagen detektierten Methanemissionsquellen	169
Abbildung 110: Methanemissionsquelle an der Höhenverstellung eines Tauchmotorrührwerks von BY7.....	169
Abbildung 111: Methanemissionsquelle am Deckendurchgang einer Förderschnecke von BY7	170
Abbildung 112: Methanemissionsquelle an einem offenen Überlauf von BY7	170
Abbildung 113: Deutliche Auflösungserscheinungen der Silikonabdichtung am Revisionschacht einer Betondecke (links) und eine provisorische abgedichtete Gasleitung (rechts).....	171
Abbildung 114: Häufigste Methanemissionsstellen an den untersuchten Biogasanlagen.....	171
Abbildung 115: Rechnerisch ermittelte Methanverlustrate der untersuchten Biogasanlagen bei Druckstufen von 1...3 mbar	173
Abbildung 116: Häufigkeit der Abdeckung der Endlager bei den untersuchten Biogasanlagen..	174
Abbildung 117: Restgaspotenziale der untersuchten Biogasanlagen	175
Abbildung 118: Restgaspotenzial der untersuchten Biogasanlagen in Abhängigkeit der Verweilzeit	176
Abbildung 119: Restgaspotenzial der untersuchten Biogasanlagen in Abhängigkeit der Raumbelastung.....	176
Abbildung 120: Nettoergebnisse der Treibhausgasbilanzen	178
Abbildung 121: Ergebnisse Treibhausgasbilanzen nach Sektoren	178
Abbildung 122: Treibhausgasbelastungen unterteilt nach Ursache	181
Abbildung 123: Belastungen ausschließlich aus Methanemissionen nach Sektoren	182

Abbildung 124: Gesamtkapitalrentabilität der untersuchten Biogasanlagen in den Jahren 2008 und 2009	183
Abbildung 125: Langfristige Auswirkungen einer Veränderung des Substratpreises auf die Gesamtkapitalrentabilität einer Biogasanlage	186
Abbildung 126: Preisentwicklung für Körnermais (nach FH Münster – Landwirtschaftskammer NRW).....	186
Abbildung 127: Erzeugerpreis für leichtes Heizöl der letzten Jahre (nach Statistisches Bundesamt 2010)	187
Abbildung 128: Gesamtkapitalrentabilität in Abhängigkeit der Wärmenutzung.....	188
Abbildung 129: Jahreskosten eines Kühlaggregates bzw. einer Kühlstrecke in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung.....	195
Abbildung 130: Gaskühlaggregat an einer 500 kW _{el} -Anlage	196
Abbildung 131: Auswirkungen unterschiedlicher BHKW-Kombinationen.....	199
Abbildung 132: Jährliches Einsparpotenzial durch Vermeiden unnötiger Biogasleckstellen	201
Abbildung 133: Gasdichtes Endlager	202
Abbildung 134: Substratkosteneinsparpotenzial durch die gasdichte Abdeckung des Endlagers	204
Abbildung 135: Leistungsaufnahme des Druckluftkompressors beim Betrieb der Entschwefelung und der Pumpstation.....	206
Abbildung 136: Leistungsaufnahme des Druckluftkompressors ohne Entschwefelung.....	206
Abbildung 137: Wärmetauscher zur Auskopplung der Wärme für Heizzwecke.....	210
Abbildung 138: Typischer Verlauf des Wärmeleistungsbedarfs im Geschoßwohnbau.....	211
Abbildung 139: Inhalte eines Grobkonzepts zur Erschließung von Wärmeabnehmern.....	212
Abbildung 140: Wärmemengenzähler (Wärmemengenzähler 2010).....	212
Abbildung 141: Kosten und Erträge durch Nutzen des KWK-Bonus bei einer beispielhaften Biogasanlage	214
Abbildung 142: Einflussfaktoren auf die BHKW-Auslastung.....	214

IV. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ausgewählte Biogasanlagen in Bayern (BY) und NRW (MS).....	23
Tabelle 2: Messzellen COMBIMASS® GA-M (nach Binder GmbH 2007).....	25
Tabelle 3: Parameter der biochemischen Untersuchungen.....	28
Tabelle 4: Klassifizierung der Methanemissionsquellen.....	35
Tabelle 5: Beispiel zur Auswertung von Methanemissionsquellen.....	35
Tabelle 6: Treibhauspotenzial der wichtigsten Treibhausgase (nach Intergovernmental Panel on Climate Change 2007).....	37
Tabelle 7: Verwendete Methanemissionsfaktoren der Lagerung von Rohgülle.....	39
Tabelle 8: Parameter zur Gesamtkapitalrentabilität (nach Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft 2010, Leibnitz Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim e.V. 2010).....	41
Tabelle 9: Datenblatt BY1.....	44
Tabelle 10: Datenblatt BY2.....	47
Tabelle 11: Datenblatt BY3.....	50
Tabelle 12: Datenblatt BY4.....	54
Tabelle 13: Datenblatt BY5.....	57
Tabelle 14: Datenblatt BY6.....	60
Tabelle 15: Datenblatt BY7.....	64
Tabelle 16: Datenblatt BY8.....	68
Tabelle 17: Datenblatt BY9.....	72
Tabelle 18: Datenblatt BY10.....	75
Tabelle 19: Datenblatt MS1.....	79
Tabelle 20: Datenblatt MS2.....	82
Tabelle 21: Datenblatt MS3.....	85
Tabelle 22: Datenblatt MS4.....	88
Tabelle 23: Datenblatt MS5.....	92
Tabelle 24: Kenndaten MS6.....	96
Tabelle 25: Datenblatt MS7.....	100
Tabelle 26: Datenblatt MS8.....	104
Tabelle 27: Datenblatt MS9.....	108
Tabelle 28: Datenblatt MS10.....	112
Tabelle 29: Laufzeiten der Gasfackel bei zwei Biogasanlagen in NRW.....	153
Tabelle 30: Bewertungskriterien.....	189
Tabelle 31: Bewertung der identifizierten Schwachstellen.....	190
Tabelle 32: Vergleich von Kosten und Treibhausgas-Emissionen zweier Anlagen mit unterschiedlichen Wegstrecken zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung.....	193
Tabelle 33: Beispielhafter Kostenvergleich und THG-Emissionen für unterschiedliche Varianten der Entfeuchtung für verschiedene Anlagengrößen.....	195
Tabelle 34: Auswirkungen durch Einsatz eines hocheffizienten BHKW.....	197
Tabelle 35: Auswirkungen unterschiedlicher BHKW-Kombinationen.....	198

Tabelle 36: Häufig anzutreffende Biogasleckagestellen	200
Tabelle 37: Auswirkungen durch Nutzung des Restgaspotenzials	203
Tabelle 38: Vergleich der Platzierung verschiedener Substrateinbringssysteme mit ihrem spezifischen Stromverbrauch	207
Tabelle 39: Kostenvergleich und THG-Emissionen für unterschiedliche Einbringungsvarianten .	208
Tabelle 40: Kaufpreis von Wärmemengenzählern unterschiedlicher Nenndurchflüsse	213
Tabelle 41: Mehreinnahmen durch Erhöhung der BHKW-Auslastung	215
Tabelle 42: Checkliste zur Überwachung des Biogasanlagenbetriebs (Weiland et al. 2009)	216

V. Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung	Einheit
a	Jahr	
A_G	Abschreibungssatz Gebäude	%
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen	
$A_{Leckage}$	Oberfläche einer Leckagestelle	m^2
A_T	Abschreibungssatz Technik	%
BHKW	Blockheizkraftwerk	
B_R	Faulraumbelastung	$kg_{oTM}/m^3_{Arbeitsvolumen} \cdot d$
BS	Buttersäure	g/l
BY	(Biogasanlagen in) Bayern	
CCM	Corn-Cob-Mix	
CH_4	Methan	%
CO_2	Kohlendioxid	%
CS	Capronsäure	g/l
D	Tag	
D	Deutschland	
$E_{Brutto, Tag}$	tägliche Bruttostromerzeugung	kWh_{el}/d
EC	Leitfähigkeit	mS/cm
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz	
$E_{el, Brutto, d}$	tägliche Bruttostromerzeugung	kWh_{el}/d
$E_{el, Brutto, Jahr}$	jährliche Bruttostromerzeugung	kWh_{el}/a
$E_{el, Brutto, Literatur}$	theoretische jährliche Bruttostromerzeugung	kWh_{el}/a
$E_{el, Eigen}$	Eigenenergieverbrauch	kWh_{el}/d
$E_{Komponente}$	Eigenenergieverbrauch einer Systemkomponente	kWh_{el}/d
$E_{Methan, Tag}$	täglich eingesetzte Energiemenge	kWh/d
Endl.	Endlager	
ES	Essigsäure	g/l
$E_{spez. \frac{Einbr.}{t_{FM}}}$	spezifischer Energiebedarf der Feststoffeinbringung pro t Frischmasse	kWh_{el}/t_{FM}
$E_{spez. \frac{Rühr}{t_{FM}}}$	spezifische Rührleistung pro Tonne Frischmasse	kWh_{el}/t_{FM}
$E_{spez. \frac{Rühr}{Arbeitsvol.}}$	spezifische Rührleistung pro 100 m ³ Arbeitsvolumen	$kWh_{el}/100m^3_{Arbeitsvolumen} \cdot d$
$E_{th\ genutzt}$	genutzte Wärmemengen	kWh_{th}/a
$E_{th\ Prozess}$	Prozesswärme	kWh_{th}/a
$E_{th, gesamt}$	jährliche Wärmeproduktion	kWh_{th}/a
EVU	Energieversorgungsunternehmen	
f	Anteil Fremdfinanzierung	%

Abkürzung	Beschreibung	Einheit
Ferm.	Fermenter	
F_G	Finanzierungskosten für Gebäude	€
FM	Frischmasse	
FOS	flüchtige Organische Säuren	g HAc _{eq} /l
F_T	Finanzierungskosten für Technik	€
FU	Frequenzumrichter	
GPS	Ganzpflanzensilage	
GVE	Großvieheinheit	
h	Stunde	
H ₂ S	Schwefelwasserstoff	ppm
ha	Hektar	
HAc-ÄQ	Essigsäureäquivalent	g HAc _{eq} /l
HEL	Heizöl	
HRT	mittlere hydraulische Verweilzeit	d
Hu _{Methan, Norm}	Heizwert Methan	kWh/m ³
i	Zinssatz Fremdfinanzierung	%
iBS	Iso-Buttersäure	g/l
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH	
I_G	Kostenanteil für die Gebäude	%
I_T	Kostenanteil für die Technik	%
I_V	Investitionsvolumen	€
iVS	Iso-Valeriansäure	g/l
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft	
kW	Kilowatt	
kWh	Kilowattstunde	
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	
lfm	laufender Meter	
\dot{m}	zugeführte oTM je Zeiteinheit	kg _{oTM} /d
$\dot{m}_{FM, Tag}$	zugeführte Substratmenge	t _{FM} /d
MS	(Biogasanlagen im) Münsterland	
NawaRo	nachwachsender Rohstoff	
NG	Nachgärer	
NH ₃	Ammoniak	ppm
NH ₄ ⁺ -N	Ammoniumstickstoff	g/l
NRW	Nordrhein-Westfalen	
O ₂	Sauerstoff	%
oTM	organische Trockenmasse	g/kg

Abkürzung	Beschreibung	Einheit
P_B	elektrische Nennleistung	kW_{el}
PE-Leitung	Rohrleitung aus der Kunststoffart Polyethylen	
$P_{Komponente}$	Wirkleistungsaufnahme einer Komponente	kW_{el}/d
ppm	parts per million	
PS	Propionsäure	g/l
R_G	Reparaturkosten- und Wartungskosten für Gebäude	€
R_T	Reparaturkosten- und Wartungskosten für Technik	€
t	Zeit	
TAC	Pufferkapazität	g HAc_{eq}/l
TBN	Total Base Number	
THG	Treibhausgas	
TM	Trockenmasse	g/kg
$\dot{V}_{Leckage}$	Volumenstrom an austretendem Gas	m^3/s
$V_{Methan, Tag}$	täglich benötigtes Gasvolumen	Nm^3/d
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft	
V_R	Arbeitsvolumen	$m^3_{Arbeitsvolumen}$
VS	Valeriansäure	g/l
Δp	Druckdifferenz zwischen Fermenter und Umgebung	Mbar
$\eta_{elektrisch, Datenblatt}$	elektrischer Wirkungsgrad des BHKW laut Hersteller	%
$\eta_{thermisch Datenblatt}$	thermischer Wirkungsgrad des BHKW laut Hersteller	%
ρ_{Biogas}	Dichte Biogas	kg/m^3
$\sum E_{Rührer}$	Summe des Stromverbrauchs der Rührwerke pro Tag	kWh_{el}/d

VI. Danksagung

Der vorliegende Schlussbericht fasst die Ergebnisse des vom *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)* in Form einer Zuwendung unterstützten Forschungsvorhabens „*Leitfaden für die ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen (BGA_OPT)*“ (FKZ 03MAP155) zusammen. Die Autoren bedanken sich für die Förderung sehr herzlich.

Fachlich begleitet wurde das Projekt in exzellenter Weise seitens des *BMU* von Herrn Dipl.-Ing. (FH) Uwe Holzhammer. Herrn Holzhammer gebührt unser ausdrücklicher Dank für seine engagierte, kooperative Unterstützung und Zusammenarbeit sowie für seine weitsichtige und zielorientierte Koordination.

Für die professionelle technische Projektabwicklung möchten wir Frau Dr. Sabine Kleemann vom *Projekträger Jülich* unseren herzlichen Dank aussprechen.

Die Autoren danken insbesondere auch den Betreibern der untersuchten Anlagen, ohne deren Bereitschaft, Engagement und Interesse die Durchführung des Vorhabens nicht möglich gewesen wäre.

Weiter gebührt besonderer Dank den Teilnehmern der im Rahmen des Vorhabens durchgeführten Expertengespräche, deren konstruktive Kommentare einen wesentlichen Beitrag zum Projekterfolg geleistet haben.

1 Einleitung und Zielsetzung

Mit der Verabschiedung des Erneuerbare Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 und den Novelierungen der Jahre 2004 und 2009 wurde die Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb von Biogasanlagen geschaffen. Dies führte zu einem enormen Zubau von Biogasanlagen. Somit sind derzeit etwa 6.000 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von über 2.000 MW_{el} in Deutschland in Betrieb (Fachverband Biogas e.V. 2010).

Doch erfüllen nicht alle Biogasanlagen die Erwartungen an eine nachhaltige und klimaschonende Strom- und Wärmeerzeugung. Übereilt durchgeführte und damit unvollständige Planung und qualitativ fragwürdige Ausführung stellen die Hauptprobleme bei Biogasanlagen dar. Die Auswirkungen finden sich sowohl im ökonomischen als auch im ökologischen Bereich (Sonnleitner und Zörner 2007). Im Rahmen des Projekts „Ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen“ wurden deshalb je 10 typische Biogasanlagen in Bayern (BY) und Nordrhein-Westfalen (MS) hinsichtlich ihrer Effizienz und Betriebsweise intensiv untersucht.

Ziel des Vorhabens war es, konkrete, auf den Ergebnissen der Anlagenuntersuchung basierende und in die Praxis umsetzbare Lösungsansätze zu erarbeiten und diese verständlich für Planer, Hersteller und Anlagenbetreiber darzustellen. Die Konzepte zielen darauf ab, einerseits die Wirtschaftlichkeit von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen zu erhöhen und andererseits die Treibhausgasemissionen zu minimieren und damit die Ökologie von Biogasanlagen zu verbessern. Die wichtigsten Ergebnisse wurden inzwischen in der „*Handreichung zur Optimierung von Biogasanlagen*“ veröffentlicht.

Im vorliegenden Projektabschlussbericht wird zunächst die Vorgehensweise bei der Datenerhebung und -auswertung dargestellt. Es werden die durchgeführten Messungen (z.B. Eigenenergieverbrauch, Biogasleckstellen) detailliert beschrieben und auf die herangezogenen Kennzahlen zur Bewertung von Effizienz, Wirtschaftlichkeit und Klimagasbilanz eingegangen.

Anschließend werden die 20 untersuchten Biogasanlagen hinsichtlich ihrer Betriebsweise und Effizienz beschrieben. Dabei werden allgemeine Kenndaten, der Substrateinsatz, die Funktionsweise, die Strom- und Wärmenutzung und die Steuerung bzw. messtechnische Ausrüstung der jeweiligen Biogasanlagen betrachtet.

Anhand der im Rahmen der Anlagenuntersuchung erfassten Daten findet eine Bewertung des Ist-Standes statt, die in eine Schwachstellenanalyse mündet. Zur Identifikation von Defiziten und Problemen werden die jeweiligen Bewertungsbereiche gemäß dem Prozessablauf gegliedert und die 20 untersuchten Biogasanlagen gegenübergestellt.

Nach der Identifikation von Schwachstellen werden diese anhand eines Bewertungssystems auf deren Potenzial hinsichtlich Ökonomie, Ökologie und Umsetzung eingestuft und schließlich 10 Konzepte zur ökologischen und ökonomischen Optimierung von Biogasanlagen ausgearbeitet.

2 Vorgehensweise bei der Datenerhebung und -auswertung

2.1 Auswahl der untersuchten Anlagen

Bei der Auswahl der innerhalb der Anlagenanalyse untersuchten Biogasanlagen wird besonderer Wert darauf gelegt, jeweils das typische Anlagenspektrum der beiden Bundesländer Bayern und Nordrhein-Westfalen abzudecken. Hierfür werden die Anlagen nach folgenden Kriterien ausgewählt:

- installierte elektrische Nennleistung der Stromerzeugung,
- Motorart der Blockheizkraftwerke,
- eingesetzte Substrate,
- unterschiedliche Hersteller,
- Fermenter-Bauart.

Installierte elektrische Nennleistung der Stromerzeugung

Die installierte elektrische Leistung der Biogasanlagen stellt sich in den betrachteten Bundesländern unterschiedlich dar. Während in Bayern viele Anlagen mit einer geringen Leistung betrieben werden, sind in Nordrhein-Westfalen eher weniger Anlagen mit höherer Nennleistung in Betrieb (Fachverband Biogas e.V. 2009).

Im Jahr 2009 lag die Anlagenanzahl in Bayern bei 1.691, was einem Anteil von 34 % aller in Deutschland befindlichen Anlagen entspricht. Bei einer installierten elektrischen Leistung von 424 MW_{el} ergibt sich eine durchschnittliche installierte Leistung von 251 kW_{el} je Biogasanlage in Bayern (Fachverband Biogas e.V. 2009). Demgegenüber ist die Anlagenanzahl mit 329 in Nordrhein-Westfalen deutlich geringer als in Bayern, jedoch werden diese mit der höheren durchschnittlichen elektrischen Leistung von 383 kW_{el} betrieben (Abbildung 1) (Fachverband Biogas e.V. 2009).

Der Unterschied in der Anlagenstruktur der beiden Bundesländer wird dahingehend berücksichtigt, indem Biogasanlagen im Leistungsspektrum von 30 bis 3.000 kW_{el} ausgewählt werden. Somit kann ein repräsentativer Querschnitt der in Deutschland bestehenden Biogasanlagen abgebildet werden.

Motorart der Blockheizkraftwerke

In Bayern werden mit einem Anteil von 72 % Blockheizkraftwerke mit Gas-Otto-Motoren eingesetzt, um das produzierte Biogas energetisch zu nutzen (Röhling und Wild 2008). In Nordrhein-Westfalen hingegen übersteigt der Anteil von Zündstrahlmotoren mit 52 % jenen der Gas-Otto-Motoren (Dahlhoff 2010).

Bei der Auswahl der Biogasanlagen in Bayern und Nordrhein-Westfalen wird darauf geachtet, beide Motorentypen zu berücksichtigen.

Eingesetzte Substrate

In Abbildung 2 sind die eingesetzten Substrate dargestellt, die im Rahmen einer Betreiberumfrage in Biogasanlagen in Deutschland ermittelt wurden. Vorrangig werden Wirtschaftsdünger und nachwachsende Rohstoffe in den Anlagen fermentiert (Scholwin und Stinner 2010). Dementsprechend werden Anlagen ausgewählt die primär diese Substrate einsetzen.

Da etwa 15 % der Biogasanlagen in Nordrhein-Westfalen mit Co-Fermenten betrieben werden (Dahlhoff 2010), setzt eine ausgewählte Biogasanlage Speisereste und Fette ein.

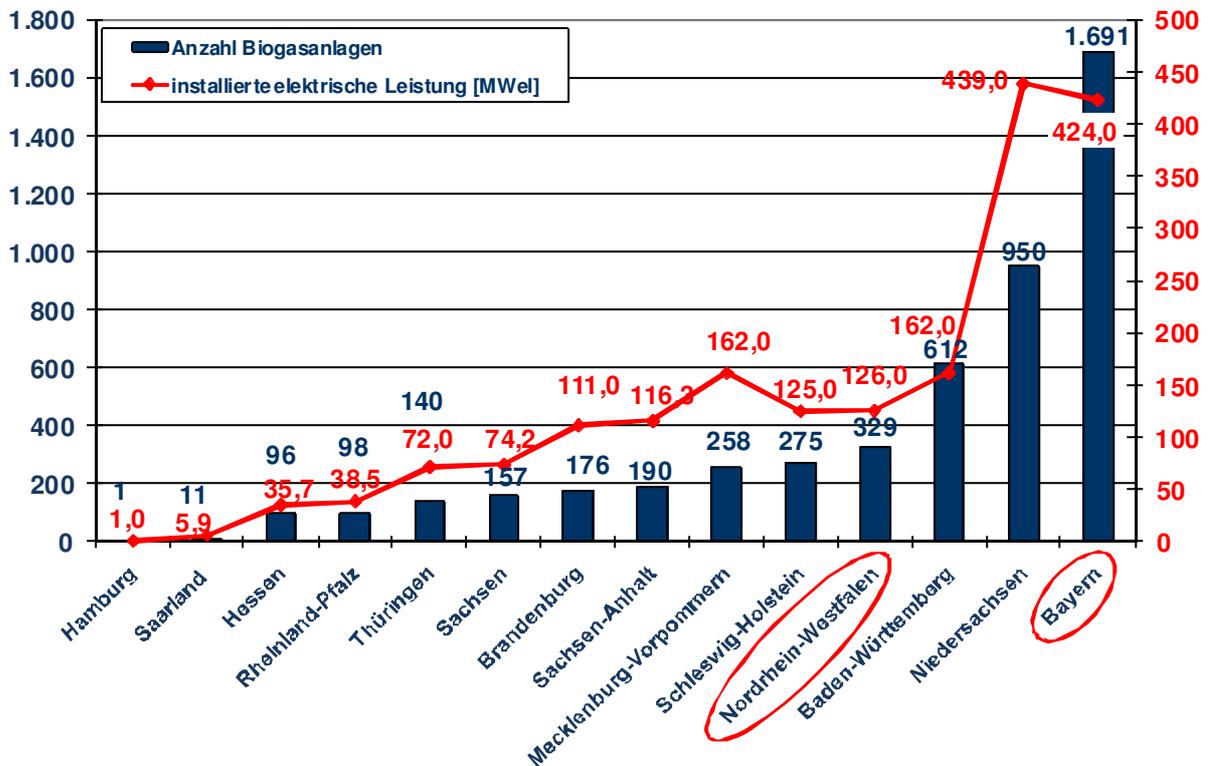


Abbildung 1: Installierte elektrische Leistung und Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland aufgeteilt nach Bundesländern (nach Branchenzahlen Biogas 2010)

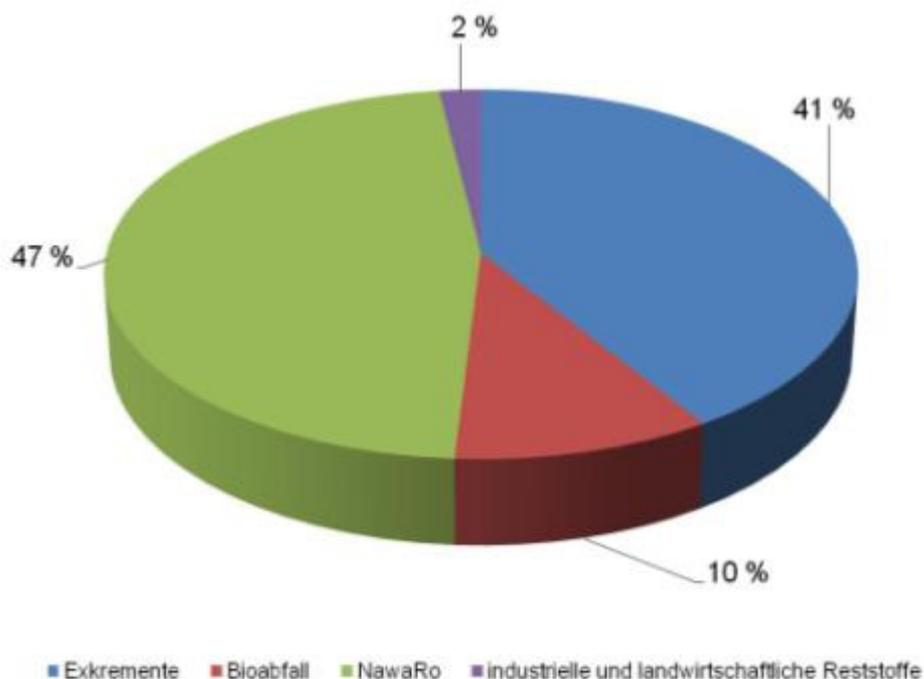


Abbildung 2: Substrateinsatz von Biogasanlagen (nach Scholwin und Stinner 2010)

Unterschiedliche Hersteller

In Bayern und Nordrhein-Westfalen befindet sich eine Vielzahl von Herstellern für Biogasanlagen. Aus diesem Grund wird darauf geachtet, ein möglichst großes Spektrum von Herstellern bei der Untersuchung zu berücksichtigen. Neben den schlüsselfertig gebauten Biogasanlagen werden auch Anlagen von Landwirten größtenteils selbst geplant und gebaut (Göbel und Zörner 2006), wodurch sich eine klare Einordnung zu einem Hersteller nicht darstellen lässt.

Somit werden insgesamt 11 verschiedene Anlagenhersteller und 5 Biogasanlagen, die in Eigenregie gebaut wurden, ausgewählt.

Fermenterbauart

In Bayern setzen sich die Biogasanlagen im Schnitt aus 2 beheizten Gärbehältern und einem Gärrestelager ohne Gaserfassung, d.h. ohne gasdichte Abdeckung, zusammen (Röhling und Wild 2008). Zudem zeigt eine Auswertung der *FAL Braunschweig*, dass die zwischen 2004 und 2007 in Deutschland gebauten Biogasanlagen die Vergärung zu 93 % in einem stehenden Rundbehälter betreiben (Ehrmann und Köhnlein 2008). Bei der Auswahl der Anlagen wird diese Konfiguration beachtet. Zudem werden 2 Biogasanlagen mit liegendem Pfropfenstromfermenter ausgewählt.

In Nordrhein-Westfalen sind 79 % der Biogasanlagen mit einem Fermenter und Nachgärer ausgestattet. Lediglich 21 % der Endlager sind dabei gasdicht abgedeckt (Dahlhoff 2010). Das spiegelt sich in der Auswahl wider, da je zwei Anlagen einstufig betrieben werden und über ein gasdichtes Endlager verfügen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Auswahl verschiedene Anlagentypen berücksichtigt und einen Querschnitt der Anlagenstruktur in den jeweiligen Regionen Deutschlands repräsentiert (Tabelle 1). Auf diese Weise können Biogasanlagenbetreiber, anhand der im Projekt erarbeiteten Optimierungsmöglichkeiten, sensibilisiert werden und Rückschlüsse auf ihre eigenen Anlage ziehen.

2.2 Datenerfassung

Zur ganzheitlichen Erfassung der Biogasanlagen werden alle verfügbaren Informationen der Anlagen gesammelt und geordnet. So werden anfänglich Begehungen der Anlage und Gespräche mit den Anlagenbetreibern durchgeführt, woraus sich die Basisinformationen, wie der grundsätzliche Aufbau, der Substrat-Mix und die Betriebsweise der Anlage, erschließen. Weiterhin wird eine Fotodokumentation erstellt und vorhandene Betriebstagebücher ausgewertet. Schließlich wird gemeinsam mit dem Anlagenbetreiber ein ausführlicher Analysebogen bearbeitet. Zudem werden temporäre Vorort-Messungen durchgeführt hinsichtlich

- Eigenenergieverbrauch,
- Biologie,
- Methanemissionsquellen,
- Biogaszusammensetzung.

Tabelle 1: Ausgewählte Biogasanlagen in Bayern (BY) und NRW (MS)

	kW _{el}	BHKW-Motor	Einsatzstoffe	Hersteller	Fermenter-Bauart	Inbetriebnahme
BY1	30	Zündstrahl	Gülle+ NawaRo	Eigenbau	stehend	1999
BY2	100	Gas	Gülle+ NawaRo	Eigenbau	stehend	2002
BY3	175	Gas	Gülle+ NawaRo	UTS Biogastechnik GmbH/Eigenbau	stehend	2001/2004
BY4	250	Gas	Gülle+ NawaRo	UTS Biogastechnik GmbH	stehend	2005
BY5	190	Gas	Gülle+ NawaRo	UTS Biogastechnik GmbH	stehend	2005
BY6	320	4 x Zündstrahl	Gülle+ NawaRo	Schmack Biogas AG	stehend/liegend	2001
BY7	380	2 x Gas	Gülle+ NawaRo	Ing. Büro Dyckhoff/Eigenbau	stehend	2005
BY8	380	2 x Gas	NawaRo	NQ Anlagentechnik GmbH	stehend	2004/2006
BY9	526	Gas	Gülle+ NawaRo	Cowatec AG	stehend/liegend	2006
BY10	560	2 x Gas	Gülle+ NawaRo	Biogas Hochreiter GmbH	stehend	2002
MS1	250/440	Zündstrahl/ Gas	Gülle+ NawaRo	Plan ET Biogastechnik GmbH	stehend	2006/2009
MS2	300	Gas	Gülle+ NawaRo	Eigenbau	stehend	2004
MS3	350	Gas	Gülle+ NawaRo	EnviTec AG	stehend	2006
MS4	500	Gas Zündstrahl	Gülle+ NawaRo	Lipp GmbH	stehend	2004
MS5	500	Gas	Gülle+ NawaRo	EnviTec AG	stehend	2005
MS6	860	2 x Gas Zündstrahl	Gülle+ NawaRo	Plan ET Biogastechnik GmbH	stehend	2004
MS7	590	2 x Gas	Gülle+ NawaRo Co- Substrate	Biogas Nord GmbH	stehend	1998/2006/ 2009
MS8	1.022	2 x Gas	NawaRo	Ing. Büro Richter & Hüls	stehend	2004
MS9	1.590	2 x Gas	Gülle+ NawaRo	Eigenbau	stehend	2006
MS10	2.896	5 x Gas	NawaRo	Eigenbau	stehend	2002/2008

2.2.1 Analysebogen

Der Analysebogen (vgl. Anhang) deckt allgemeine Informationen, wie Unternehmerdaten, Standort, Ackerbau/Substrat, Lagerung der Substrate, über anlagenspezifische Informationen, wie Einbringung der Substrate, Biogaserzeugung, Gärreste, Biogas- und Wärmenutzung, messtechnische Ausstattung, bis hin zu betriebswirtschaftlichen Aspekten ab und ermöglicht somit einen umfassenden und genauen Überblick über die jeweilige Anlage.

2.2.2 Messgeräte

Die Datenerfassung stützt sich nicht nur auf Informationen der Anlagenbetreiber, sondern wird durch eigene Messungen erweitert. Besonderes Augenmerk wird dabei auf Gaszusammensetzung, Methanemissionen und Eigenstromverbräuche gelegt. Hierfür wurden im Vorfeld drei verschiedene Messgeräte ausgewählt und beschafft, die im Weiteren vorgestellt werden.

2.2.2.1 Leckagedetektor

Zum Aufspüren von Methanleckagestellen werden zwei unterschiedliche Messgeräte mit gleichen Eigenschaften eingesetzt. Die *Hochschule Ingolstadt* verwendet ein Messgerät der Firma *Dräger* (siehe [Abbildung 3](#)).



Abbildung 3: Leckagedetektor der Firma *Dräger* (Dräger MSI Sensit HXG 2009)

Die *Fachhochschule Münster* setzt ein Messgerät der Firma *Sewerin* ein (siehe [Abbildung 4](#)).



Abbildung 4: Leckagedetektor der Firma *Sewerin* (Sewerin Ex-TEC[®] Snooper 4 2010)

Beide Geräte sind mit einem biegsamen Hals ausgestattet, an dessen Ende sich ein auf Methan kalibrierter Halbleiter-Sensor mit einer Empfindlichkeit von 10 ppm Methan befindet. Die Geräte sind kalibrierbar und haben eine einstellbare Tick-Rate, was das Aufspüren von Gasaustrittsstellen erleichtert. Bei den Untersuchungen der Biogasanlagen auf Methanleckagestellen wird jede in

Frage kommende Austrittsstelle mit dem Leckagedetektor überprüft und die Ansprechzeit des Sensors abgewartet.

2.2.2.2 Gasanalysegerät

Das COMBIMASS[®] GA-M der Firma *Binder Engineering* (Abbildung 5) ist ein tragbares Infrarot-Gasanalysegerät mit Druck- und Temperaturkompensation, mit dem es möglich ist, die drei Hauptbestandteile von Biogas, Methan (CH₄), Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Sauerstoff (O₂) sowie die Konzentration der Bestandteile von Schwefelwasserstoff (H₂S) und Ammoniak (NH₃) zu messen. Die Messbereiche der einzelnen Messzellen des COMBIMASS[®] GA-M sind in Tabelle 2 aufgeführt. Das Gerät gibt somit Aufschluss über die Zusammensetzung des Biogases, womit sich Rückschlüsse auf die Biogaserzeugung treffen lassen.



Abbildung 5: COMBIMASS[®] GA-M der Firma *Binder* (Binder Combimass[®] GA-m 2009)

Tabelle 2: Messzellen COMBIMASS[®] GA-M (nach Binder GmbH 2007)

Messzelle	Messbereich	Messprinzip
CH ₄	0...100 %	Infrarot verschleißfrei
CO ₂	0...100 %	Infrarot verschleißfrei
O ₂	0...25 %	elektrochemisch
H ₂ S	0...2.000 ppm	elektrochemisch
NH ₃	0...1.000 ppm	elektrochemisch

In Kombination mit dem COMBIMASS[®] oem-bio L-Massedurchfluss-Messsystem ist es darüber hinaus möglich, den Normvolumenstrom des Biogases zu bestimmen. Dieses Messsystem arbeitet nach dem thermischen Prinzip (Konstant-Leistung bzw. Konstant-Strom) und misst unabhängig von Druck und Temperatur den Gasmassen- bzw. Normvolumenstrom. Die für die korrekte Messung des Volumenstroms wichtigen Angaben des Rohrinneindurchmessers und der Zusammensetzung des Biogases erhält das Gerät über eine vorab durchgeführte Eingabe bzw. Messung mit dem Gasanalysegerät (Binder GmbH 2007, Binder GmbH 2008).

Die Biogas-Volumenstrommessung soll zu einer detaillierteren Anlagenanalyse beitragen und zur Bestimmung der Methanausbeute, der Methanproduktivität des BHKW-Wirkungsgrades und somit des Gesamtwirkungsgrades dienen.

Die Messung konnte jedoch aus folgenden Gründen nicht durchgeführt werden und muss durch die in den jeweiligen Kapiteln dargelegten Annahmen approximiert werden:

- Bei nur wenigen Biogasanlagen war in der gasführenden Leitung eine geometrisch geeignete Messstelle vorhanden, die darüber hinaus noch die Ansprüche an eine exakte Messung (genügend große Beruhigungsstrecke vor und nach der Messstelle) erfüllte.
- Die nachträgliche Installation einer Messstelle gestaltet sich äußerst schwierig und gefährlich, da die Biogasleitung, um einen Anlagenstillstand zu vermeiden, im laufenden Betrieb angebohrt und anschließend wieder abgedichtet werden muss. Für eine derart komplizierte Aufgabe kommt nur eine Fachfirma in Frage. Die Suche nach einer geeigneten Fachfirma gestaltete sich extrem zeitaufwändig, zudem die Gegebenheiten vor Ort und die Anforderungen an die Messstelle exakt definiert werden mussten.
- Ein Vergleich der Messgeräte aus Münster und Ingolstadt (beide absolut baugleich) an derselben Messstelle ergab eine nicht nachvollziehbare Abweichung von 100 %. Eine Rücksprache mit dem Hersteller ergab, dass das Messgerät zur Volumenstrommessung zwar unter Laborbedingungen eine Reproduzierbarkeit von 0,5 % erreicht, jedoch im Einsatz auf Biogasanlagen von einer größeren Ungenauigkeit von bis zu 3 % auszugehen ist. Die gemessene Abweichung konnte bis zum Berichtszeitpunkt nicht geklärt werden.

Die Messung des Biogas-Volumenstroms an Biogasanlagen ist wegen der vielen zu berücksichtigenden Einflussfaktoren (Druck, Temperatur, Feuchte) zweifelsohne eine nicht-triviale Aufgabe. Verschärft wird die Problematik durch die von Anlage zu Anlage unterschiedliche Gaszusammensetzung. Eben aus diesem Grunde wurde das Messgerät von *Binder Engineering* ausgewählt, das als einziges auf dem Markt die Gaszusammensetzung in der Bestimmung des Volumenstroms berücksichtigt. Es ist jedoch offensichtlich nur unter Laborbedingungen hinreichend genau. Durch die beschriebene hohe Ungenauigkeit bei der Volumenstrommessung erscheint eine wissenschaftlich belastbare Wirkungsgradbestimmung mit Hilfe der vorhandenen Messgeräte unerwarteter Weise nicht möglich. Dies rechtfertigt den hohen Installationsaufwand der dafür notwendigen Messstellen nicht.

Aus diesem Grund wurden die Volumenstrommessungen nur an bereits vorhandenen, zugänglichen Rohrleitungen von Biogasanlagen vorgenommen, um damit näherungsweise die BHKW-Wirkungsgrade zu bestimmen. An allen anderen Anlagen werden im Rahmen dieses Vorhabens die BHKW-Wirkungsgrade laut Datenblatt übernommen.

2.2.2.3 Netzstromanalysator

Für Messungen von Stromverbräuchen wird das *Fluke 435*-Netzstromanalysegerät ([Abbildung 6](#)) verwendet. Mit diesem Gerät sind eine Vielzahl verschiedener Untersuchungen hinsichtlich der Stromnetzqualität und der Leistungsmessung möglich. So können unter anderem momentane Leistungsaufnahmen und Energieverbräuche einzelner Anlagenkomponenten sowie ganzer Systemgruppen (Biogaserzeugung, BHKW) bestimmt werden. Auch Langzeitaufzeichnungen, z.B. über ein Rührintervall oder über die Dauer eines Einbringvorgangs, sind möglich, woraus der zeitliche Verlauf der Leistungsaufnahme und/oder des Energieverbrauchs ersichtlich wird.

2.2.3 Biochemische Untersuchungen

Um einen Überblick über die Betriebsweise bzw. den biochemischen Zustand der untersuchten Biogasanlagen zu erhalten, werden von allen Fermentern, Nachgärern und Silagen Proben entnommen und auf die in [Tabelle 3](#) genannten Parameter hin untersucht.

Des Weiteren werden, um die vermiedenen bzw. emittierten Methanmengen soweit möglich ermitteln zu können, von jeder Anlage aus dem Überlauf zum Endlager (abgedeckt und offen) Proben entnommen, um daraus das Restgaspotenzial bestimmen zu können.



Abbildung 6: Fluke 435-Netzstromanalysator (Fluke 435-Netzstromanalysator 2009)

2.3 Datenauswertung

Die Informationen aus den Anlagenbegehungen, dem Betriebstagebuch und dem Analysebogen werden unter anderem verwendet, um vergleichbare Prozessgrößen zu definieren, ein Anlagenschema zu entwerfen und damit die Betriebsweise der jeweiligen Anlage darzulegen. Aus den eigenen Messungen werden weitere Kennwerte, eine Bewertung der Methanemissionsstellen und eine Analyse des Eigenstromverbrauchs abgeleitet.

2.3.1 Kennzahlen der Biogaserzeugung

Um die verschiedenen Biogasanlagen miteinander vergleichen zu können und Unterschiede deutlich zu machen, ist es notwendig, unabhängige verfahrens- und prozesstechnische Kenngrößen zu ermitteln. Die wichtigsten dieser Kennwerte werden im Anschluss erläutert.

2.3.1.1 Kennzahlen der Substratbereitstellung

Um auf die beiden nachfolgend dargestellten Kennwerte der Betriebsweise, hydraulischen Verweilzeit und Raumbelastung schließen zu können, muss das zugeführte Volumen, die Trockenmasse (TM) und die organische Trockenmasse (oTM) des Substrats bekannt sein.

Dafür ist es erforderlich, das zugeführte Substratvolumen zu definieren. Die Anlagen aus Nordrhein-Westfalen und Bayern weisen meist eine sehr unterschiedliche messtechnische Ausstattung auf. Die Bestimmung des zugeführten Substrates wird aus diesem Grund auf die jeweilige Situation angepasst. Während die Einbringsysteme der Anlagen aus Nordrhein-Westfalen alle über Wiegetechnik verfügen und dadurch die eingebrachten Substratmengen leicht bestimmt werden können, weisen die Anlagen in Bayern diese Technik häufig nicht auf. Die Ermittlung der zugeführten Substratmengen erfolgt deshalb auf zwei unterschiedliche Arten. Zum einen direkt über das Volumen der Frontschaufel des Traktors/Baggerladers und die Anzahl der Fahrten pro Tag, zum anderen aus den ermittelten oder abgeschätzten Raumschüttdichten der jeweiligen Substrate und der täglich zugeführten Substratmasse. Da die Frontschaufel nicht immer gleich gefüllt ist und auch die Raumschüttdichten der Substrate in einem gewissen Rahmen variieren, kann das errechnete Substratvolumen nur als ein guter Schätzwert, keinesfalls aber als ein exakt anzunehmender Kennwert betrachtet werden.

Tabelle 3: Parameter der biochemischen Untersuchungen

Bezeichnung	Beschreibung	Einheit	Analyseverfahren
pH	pH-Wert		EN 12176:1998
EC	Leitfähigkeit	mS/cm	EN 27888:1993
FOS	flüchtige Organische Säuren	g HAc _{eq} /l	potentiometrische Titration nach Nordmann
TAC	Pufferkapazität	g HAc _{eq} /l	potentiometrische Titration nach Nordmann
FOS/TAC	FOS-TAC-Quotient		
NH ₄ ⁺ -N	Ammoniumstickstoff	g/l	Küvettest LCK 303 (Hach Lange)
TM	Trockenmasse	g/kg	EN 12880:2000
oTM	organische Trockenmasse	g/kg	EN 12879:2000
ES	Essigsäure	g/l	gaschromatographische Bestimmung
PS	Propionsäure	g/l	gaschromatographische Bestimmung
BS	Buttersäure	g/l	gaschromatographische Bestimmung
iBS	iso-Buttersäure	g/l	gaschromatographische Bestimmung
VS	Valeriansäure	g/l	gaschromatographische Bestimmung
iVS	iso-Valeriansäure	g/l	gaschromatographische Bestimmung
CS	Capronsäure	g/l	gaschromatographische Bestimmung
HAc-ÄQ	Essigsäureäquivalente	g HAc _{eq} /l	berechnet aus den Konzentrationen der Gärssäuren (ES bis CS)

Die **Trockenmasse** (TM) beschreibt den wasserfreien Anteil einer Substratprobe, der sich nach der vollständigen Verdunstung des im Substrat enthaltenen Wassers bei 105 °C ergibt. In der Trockenmasse sind sowohl organische als auch anorganische Bestandteile enthalten (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009a).

Die **organische Trockenmasse** (oTM) ist ein Maß für den im Substrat enthaltenen Gehalt an organischen Bestandteilen. Nur diese können später im Fermenter vergoren und zu Biogas umgewandelt werden. Der Anteil wird über die Veraschung der entsprechenden Substratprobe bestimmt. Dabei wird die Probe über mehrere Stunden in einem Muffelofen auf 550 °C erhitzt, so dass am Ende nur noch Asche übrig bleibt. Die Massendifferenz zwischen der zuvor getrockneten

Substratprobe und der Asche stellt den Anteil der oTM dar. Sie wird unter anderem als Bezugsgröße für die Raumbelastung und die Gaserträge aus dem Vergärungsprozess herangezogen (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009a).

Von den eingesetzten Substraten wurde pro Anlage lediglich eine einzige Stichprobe gezogen. Da dies für das ganze betrachtete Jahr nicht repräsentativ ist und um eine Vergleichbarkeit der Anlagen untereinander zu gewährleisten, werden anerkannte Richtwerte (Döhler et al. 2009a) für die Bestimmung des TM- und oTM-Anteils im Fermenter und Nachgärer herangezogen.

2.3.1.2 Kennzahlen der Betriebsweise

Die **hydraulische Verweilzeit** gibt an, wie lange die zugeführte Substratmenge im Mittel in den Gärbehältern vergoren wird. Je länger das Substrat im Fermenter verbleibt, desto höher ist die erzielbare Gasausbeute. In der Praxis sind Werte zwischen 25 und 150 Tagen üblich.

Bei Verweilzeiten unter 25 Tagen kommt es aufgrund einer zu geringen Ausfäulung zu einer Störung des biologischen Prozesses und damit zu einer ungenügenden Substratausnutzung. Werte von über 150 Tagen sind dagegen keinesfalls negativ zu sehen, doch bedingen diese den Bau von sehr voluminösen Gärbehältern, was große Investitionskosten zur Folge hat.

Die hydraulische Verweilzeit HRT ergibt sich, wenn das Arbeitsvolumen aller Gärbehälter durch das täglich zugeführte Substratvolumen geteilt wird (Döhler et al. 2009a). Die hydraulische Gesamtverweilzeit ergibt sich analog aus dem Gesamtvolumen aller Gärbehälter (Fermenter, Nachgärer und ggf. abgedecktes Endlager):

$$HRT = \frac{V_R}{\dot{V}} \quad [d]$$

mit: HRT: mittlere hydraulische Verweilzeit [d]
 V_R : Arbeitsvolumen insgesamt [m^3]

\dot{V} : zugeführtes Substratvolumen $\left[\frac{m^3}{d} \right]$

Die **Raumbelastung** gibt an, wie viel Kilogramm organische Trockenmasse dem Fermenter je m^3 Arbeitsvolumen und Zeiteinheit zugeführt werden. Sie stellt eine Kennzahl für die Belastung der Biologie im Fermenter dar. Sie steht weiterhin in enger Wechselbeziehung zu der hydraulischen Verweilzeit. Denn eine hohe Raumbelastung bedeutet gleichsam einen hohen Wert an eingebrachtem Substratvolumen, was wiederum zu einer niedrigen hydraulischen Verweilzeit führt.

Die Raumbelastung B_R wird bestimmt, indem die täglich zugeführte organische Trockensubstanz ins Verhältnis zum Arbeitsvolumen des Fermenters gesetzt wird (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009a):

$$B_R = \frac{\dot{m}}{V_R} \left[\frac{kg \text{ oTM}}{m^3 \text{ Arbeitsvolumen} \cdot d} \right]$$

mit: B_R : Faulraumbelastung $\left[\frac{kg \text{ oTM}}{m^3 \text{ Arbeitsvolumen} \cdot d} \right]$
 \dot{m} : zugeführte oTM je Zeiteinheit $\left[\frac{kg \text{ oTM}}{d} \right]$
 V_R : Arbeitsvolumen [$m^3 \text{ Arbeitsvolumen}$]

Der **spezifische Faulraum** gibt für jede Biogasanlage an, welches Arbeitsvolumen V_R pro kW_{el} installierter Leistung des bzw. der BHKW vorhanden ist:

$$\text{spezifischer Faulraum} = \frac{V_R}{P_B} \left[\frac{m^3 \text{ Arbeitsvolumen}}{kW_{el}} \right]$$

mit: V_R : Arbeitsvolumen [$m^3 \text{ Arbeitsvolumen}$]
 P_B : elektrische Nennleistung [kW_{el}]

2.3.1.3 Kennzahlen der Biogasausbeute

Zur exakten Bestimmung der Methanausbeute und der Methanproduktivität muss, ebenso wie bei der Bestimmung der Wirkungsgrade, die genaue Menge des täglich produzierten Methans ermittelt werden. Wegen beschriebener Probleme bei der Volumenstrommessung muss hier folgende Vereinfachung getroffen werden: Die produzierte Menge an Biogas wird mit der verbrauchten Menge gleichgesetzt, d.h. eventuelle Füllstandsänderungen des Gasspeichers werden außer Acht gelassen. Der aus den Datenblättern der BHKW entnommene elektrische Wirkungsgrad $\eta_{\text{elektrisch, Datenblatt}}$ wird dazu verwendet, aus der täglichen Bruttostromerzeugung $E_{\text{Brutto, Tag}}$ die eingesetzte Energiemenge des Methans $E_{\text{Methan, Tag}}$ zu berechnen. Mit dem Heizwert für Methan $H_{u, \text{Methan, Norm}}$ (9,97 kWh/m³) (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009b) kann hieraus das täglich benötigte Gasvolumen $\dot{V}_{\text{Methan, Tag}}$ errechnet und somit die Methanausbeute und die Methanproduktivität bestimmt werden:

$$E_{\text{Methan, Tag}} = \frac{E_{\text{Brutto, Tag}}}{\eta_{\text{elektrisch, Datenblatt}}} \quad \left[\frac{\text{kWh}}{\text{d}} \right]$$

mit: $E_{\text{Methan, Tag}}$: täglich eingesetzte Energiemenge $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{d}} \right]$

$E_{\text{el, Brutto, Tag}}$: tägliche Bruttostromerzeugung $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{d}} \right]$

$\eta_{\text{elektrisch, Datenblatt}}$: elektrischer Wirkungsgrad des BHKWs laut Hersteller [%]

$$\dot{V}_{\text{Methan, Tag}} = \frac{E_{\text{Methan, Tag}}}{H_{u, \text{Methan, Norm}}} \quad \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{d}} \right]$$

mit: $\dot{V}_{\text{Methan, Tag}}$: täglich benötigtes Gasvolumen $\left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{d}} \right]$

$E_{\text{Methan, Tag}}$: täglich eingesetzte Energiemenge $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{d}} \right]$

$H_{u, \text{Methan, Norm}}$: 9,97 $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3} \right]$

Die **Methanausbeute** stellt die Menge an Methangas dar, die durch die täglich eingebrachte Substratmasse erzeugt wird. Sie errechnet sich aus dem Methannormertrag, der durch die eingebrachte Frischmasse dividiert wird (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2005):

$$\text{Methanausbeute} = \frac{\dot{V}_{\text{Methan, Tag}}}{\dot{m}_{\text{FM, Tag}}} \quad \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{t}_{\text{FM}}} \right]$$

mit: $\dot{V}_{\text{Methan, Tag}}$: täglich benötigtes Gasvolumen $\left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{d}} \right]$

$\dot{m}_{\text{FM, Tag}}$: zugeführte Substratmenge $\left[\frac{\text{t}_{\text{FM}}}{\text{d}} \right]$

Bei der **Methanproduktivität** wird anstelle des Frischmasseeintrags das Arbeitsvolumen zum Vergleich herangezogen:

$$\text{Methanproduktivität} = \frac{\dot{V}_{\text{Methan, Tag}}}{V_{\text{R}}} \quad \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{m}^3_{\text{Arbeitsvolumen}} \cdot \text{d}} \right]$$

mit: $\dot{V}_{\text{Methan, Tag}}$: täglich benötigtes Gasvolumen $\left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{d}} \right]$

V_{R} : Arbeitsvolumen $[\text{m}^3_{\text{Arbeitsvolumen}}]$

Der **Substratausnutzungsgrad** (Vergleichsfaktor zu Literaturwerten) stellt letztlich einen Vergleichswert für die Substratausnutzung dar. Für den Vergleich werden Literaturwerte bzgl. Gasausbeuten der eingesetzten Substrate aus Döhler et al. (2007), Döhler et al. (2009a) sowie der *Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft* (2010) herangezogen. Mit Hilfe der anlagenspezifischen Wirkungsgrade der jeweiligen BHKW kann die theoretische Energieproduktion berechnet

werden. Unter Zuhilfenahme der jährlich eingesetzten Substrate lässt sich so eine erwartete Bruttostromerzeugung angeben.

Wird darauf folgend die reale Bruttostromerzeugung, d.h. die tatsächlich erzeugte elektrische Energie, ins Verhältnis zur Bruttostromerzeugung, die sich nach Literaturangaben ergibt, gesetzt, kann eine Aussage über die Substratausnutzung der jeweiligen Biogasanlage getroffen werden:

$$\text{Substratausnutzungsgrad} = \frac{E_{\text{el,Brutto,a}}}{E_{\text{Brutto,Literatur}}} \cdot 100 \% \quad [\%]$$

mit: $E_{\text{el,Brutto,a}}$: Bruttostromerzeugung der Biogasanlage $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{a}}\right]$

$E_{\text{Brutto,Literatur}}$: Bruttostromerzeugung, theoretisch $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{a}}\right]$

Je höher der Substratausnutzungsgrad ist, desto besser nutzt der jeweilige Anlagenbetreiber die eingebrachten Substrate aus. Für Zündstrahl-BHKW wird die Stromerzeugung um den Anteil des Zündöls (Heizwert: 10 kWh/l) korrigiert.

2.3.2 Kennzahlen der Biogasnutzung

Um die Biogasnutzung verschiedener Anlagen vergleichen zu können, werden Kennzahlen definiert, die im Folgenden erläutert werden.

Zum Vergleich der Auslastungen der verschiedenen BHKW wird nicht der vom Stundenzähler des BHKW angezeigte Wert, sondern die maximale **theoretische Auslastung** herangezogen. Diese sagt aus, wie viele Stunden Volllastbetrieb des BHKW im Jahr nötig wären, um die eingespeiste Strommenge zu erzeugen. Sie ist nicht mit den tatsächlichen Betriebsstunden gleichzusetzen, sondern gibt vielmehr den Ausnutzungsgrad der installierten Leistung wieder (Dachs und Rehm 2006):

$$\text{theoretische Auslastung} = \frac{E_{\text{el,Brutto,a}}}{P_{\text{B}} \times 8.760\text{h}} \cdot 100 \quad [\%]$$

mit: $E_{\text{el,Brutto,a}}$: Bruttostromerzeugung pro Jahr $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{a}}\right]$

P_{B} : elektrische Nennleistung $[\text{kW}_{\text{el}}]$

Eine hohe theoretische Auslastung sagt aus, dass die Biogasanlage gut dimensioniert ist, alle Prozesse störungsfrei laufen und sich Wartungs- und Reparaturzeiten auf ein Minimum beschränken.

Die theoretische Auslastung lässt sich ebenso über die **theoretischen Volllaststunden** darstellen:

$$\text{theoretische Volllaststunden} = \frac{E_{\text{el,Brutto,a}}}{P_{\text{B}}} \left[\frac{\text{h}}{\text{a}}\right]$$

mit: $E_{\text{el,Brutto,a}}$: Bruttostromerzeugung pro Jahr $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{a}}\right]$

P_{B} : elektrische Nennleistung $[\text{kW}_{\text{el}}]$

Der **Stromertrag pro t Frischmasse (FM)** stellt analog zur Methanausbeute die Menge an erzeugtem Strom dar, die durch die täglich eingebrachte Substratmasse erzeugt wird. Sie errechnet sich aus der Bruttostromerzeugung, die durch die eingebrachte Frischmasse geteilt wird:

$$\text{Stromertrag pro } t_{\text{FM}} = \frac{E_{\text{el,Brutto,d}}}{\dot{m}_{\text{FM}}} \left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{t_{\text{FM}}}\right]$$

mit: $E_{\text{el,Brutto,d}}$: Bruttostromerzeugung pro Tag $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{d}}\right]$

\dot{m}_{FM} : zugeführte Substratmenge $\left[\frac{t_{\text{FM}}}{\text{d}}\right]$

Der **theoretische Gesamtwirkungsgrad** eines BHKW und damit der Biogasanlage setzt sich aus dem elektrischen Wirkungsgrad und dem thermischen Wirkungsgrad zusammen, wobei beide aus dem Verhältnis von erzeugter Energie zu eingesetzter Energie bestimmt werden können. Erzeugte

Energie ist in diesem Fall sowohl die maximale elektrische als auch die maximale thermische Energie. Als eingesetzte Energie wird in beiden Fällen der Energiegehalt (Heizwert) des verbrauchten Methans herangezogen. Diese Angaben lassen sich aus den jeweiligen Datenblättern der BHKW entnehmen.

Zur **messtechnischen Bestimmung des Gesamtwirkungsgrades** eines BHKW wird vorausgesetzt, dass die erzeugte und eingesetzte Energie erfasst werden können. Hierbei spielt insbesondere die genaue Menge des täglich produzierten Biogases eine wichtige Rolle. Über die Messung der Gaszusammensetzung kann anschließend die für die energetische Nutzung wichtige Menge an Methan bestimmt werden. Eine Messung des Biogas-Volumenstroms konnte jedoch aus den in Kapitel 2.2.2.2 dargestellten Gründen nicht durchgeführt werden. Aus diesem Grund werden der elektrische und thermische Wirkungsgrad aus den jeweiligen BHKW-Datenblättern für weitere Berechnungen verwendet.

Dabei wird die produzierte Wärme der Biogasanlagen folgendermaßen ermittelt:

$$E_{th,gesamt} = \frac{E_{el,Brutto,a}}{\eta_{el,Datenblatt}} \cdot \eta_{th,Datenblatt} \left[\frac{kWh_{th}}{a} \right]$$

mit: $E_{th,gesamt}$: Wärmeproduktion der Anlage im Jahr $\left[\frac{kWh_{th}}{a} \right]$
 $\eta_{th,Datenblatt}$: thermischer Wirkungsgrad des BHKWs [%]
 $\eta_{el,Datenblatt}$: elektrischer Wirkungsgrad des BHKWs [%]

Da die thermische Energie, die erforderlich ist, um die Fermenter und Nachgärer auf einem konstanten Temperaturniveau zu halten, bei den meisten Anlagen nicht erfasst wird, wird, wenn dies der Fall ist, ein pauschaler Wert von 12,5 % der auf der Anlage im Jahresmittel anfallenden Wärmeproduktion angenommen.

Unter diesen Voraussetzungen kann der **Gesamtnutzungsgrad** nun wie folgt berechnet werden (Abbildung 7):

$$\text{Gesamtnutzungsgrad} = \eta_{el,Datenblatt} + \eta_{th,Datenblatt} \cdot \frac{E_{th,genutzt} + E_{th,Prozess}}{E_{th,gesamt}}$$

mit: $\eta_{el,Datenblatt}$: elektrischer Wirkungsgrad des BHKWs [%]
 $\eta_{th,Datenblatt}$: thermischer Wirkungsgrad des BHKWs [%]
 $E_{th,Prozess}$: Wärmeenergie für die Fermenter $\left[\frac{kWh_{th}}{a} \right]$
 $E_{th,genutzt}$: genutzte Wärmemenge $\left[\frac{kWh_{th}}{a} \right]$
 $E_{th,gesamt}$: Wärmeproduktion der Anlage im Jahr $\left[\frac{kWh_{th}}{a} \right]$

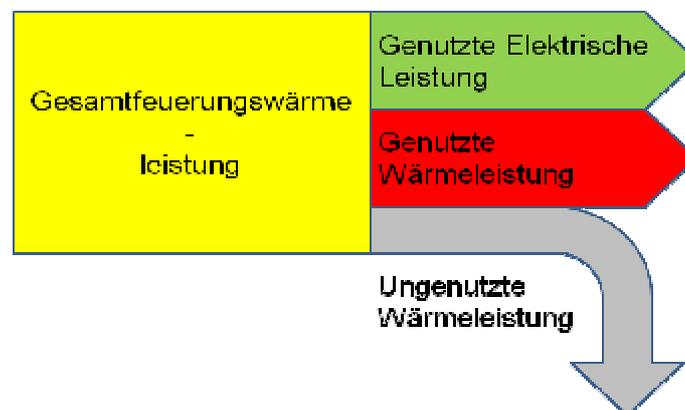


Abbildung 7: Gesamtf Feuerungswärmeleistung

Diese Vorgehensweise lässt aufgrund dargelegter Vereinfachung nur eine grobe Abschätzung zu, stellt aber dennoch, wegen gleicher Vorgehensweise bei allen Anlagen, eine Vergleichbarkeit zwischen diesen her.

2.3.3 Analyse Eigenstromverbrauch

Die Analyse des Eigenenergieverbrauchs stellt den aufwendigsten Teil der Anlagenuntersuchung dar. Denn die Betrachtung geht mit den Leistungsmessungen aller wichtigen Anlagenkomponenten weit über die Bestimmung des Eigenstromanteils hinaus und erzeugt dadurch eine sehr detaillierte Beschreibung der jeweiligen Biogasanlage.

Die Vorgehensweise zielt darauf ab, dass, im einfachen Fall, mit Hilfe von installierten Strommengen-zählern eine genaue Aussage über den Stromverbrauch, die Stromerzeugung und dem sich daraus ergebenden **Eigenstromanteil** der entsprechenden Anlage getroffen werden kann (Dachs und Rehm 2006):

$$\text{Eigenstromanteil} = \frac{E_{\text{el,Eigen}}}{E_{\text{el,Brutto,d}}} \cdot 100 \% \quad [\%]$$

mit: $E_{\text{el,Eigen}}$: Eigenenergieverbrauch am Tag $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{d}}\right]$

$E_{\text{el,Brutto,d}}$: Bruttostromerzeugung am Tag $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{d}}\right]$

Sind dafür keine Verbrauchszähler vorhanden, wird der Eigenstromverbrauch näherungsweise ermittelt. Dies geschieht, wie unten beispielhaft angeführt, durch die Bestimmung der Wirkleistungsaufnahmen aller Hauptkomponenten und der anschließenden Multiplikation mit deren Laufzeiten:

$$E_{\text{Komponente 1}} = P_{\text{Komponente 1}} \cdot t_{\text{Komponente 1}}$$

$$+ E_{\text{Komponente 2}} = P_{\text{Komponente 2}} \cdot t_{\text{Komponente 2}}$$

$$\sum E_{\text{Komponente 1}}, E_{\text{Komponente 2}} = \text{Gesamtverbrauch}$$

mit: $E_{\text{Komponente}}$: Energieverbrauch $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{d}}\right]$

$P_{\text{Komponente}}$: Wirkleistungsaufnahme $[\text{kW}_{\text{el}}]$

t : Laufzeit $\left[\frac{\text{h}}{\text{d}}\right]$

Aber auch bei den Biogasanlagen, die über entsprechende Messeinrichtungen zur Bestimmung des Eigenstromanteils verfügen, wird analog zum vorab beschriebenen Muster verfahren. So kann nicht nur der aus den Einzelmessungen kumulierte Wert in seiner Plausibilität überprüft, sondern auch bei diesen Biogasanlagen eine Aufteilung des Stromverbrauchs auf Biogaserzeugung und -nutzung vorgenommen werden.

Bei den Messungen wird ferner nicht nur die Höhe der Wirkleistungsaufnahme, sondern zudem der zeitliche Verlauf festgehalten (siehe [Abbildung 8](#)). Dadurch werden zusätzlich zu den Betrachtungen einzelner Stromverbrauche beispielsweise auch Auffälligkeiten im Hinblick auf Anlaufvorgänge oder Leistungsspitzen sichtbar.

Schließlich werden einzelne Energieverbrauche zu Systemgruppen (Rührwerke, Einbringung) zusammengefasst und daraus vergleichbare Kennwerte abgeleitet. Diese sind nachfolgend aufgeführt.

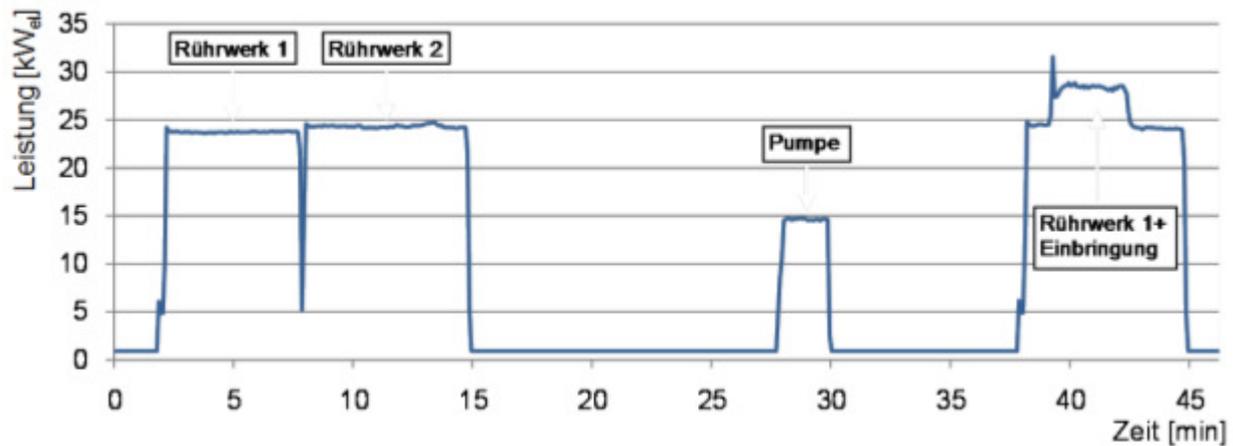


Abbildung 8: Messbeispiel: Gesamtenergieverbrauch Biogaserzeugung

Die **spezifische Rührenergie** dient zum Vergleich der Rührwerke und kann auf zwei unterschiedliche Weisen definiert werden. Entweder wird der Eigenstromverbrauch der Rührwerke ins Verhältnis zur Größe der Gärbehälter und den Betriebsstunden der Rührwerke gesetzt oder es wird zu diesem Zweck die eingebrachte Substratmenge zum Vergleich herangezogen (Dachs und Rehm 2006):

$$E_{\text{spez. Rühr}} = \frac{\sum E_{\text{Rührer}}}{\dot{m}_{\text{FM}}} \left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{t}_{\text{FM}}} \right]$$

mit: $E_{\text{spez. Rühr}}$: Spezifische Rührleistung pro t Frischmasse $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{t}_{\text{FM}}} \right]$

$\sum E_{\text{Rührer}}$: Summe des Stromverbrauchs der Rührwerke pro Tag $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{d}} \right]$

\dot{m}_{FM} : zugeführte Substratmenge $\left[\frac{\text{t}_{\text{FM}}}{\text{d}} \right]$

$$E_{\text{spez. Rühr}} = \frac{\sum E_{\text{Rührer}}}{V_{\text{R}}} \left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{100\text{m}^3 \text{Arbeitsvolumen} \cdot \text{d}} \right]$$

mit: $E_{\text{spez. Rühr}}$: Spezifische Rührleistung

pro 100 m³ Arbeitsvolumen $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{100\text{m}^3 \text{Arbeitsvolumen} \cdot \text{d}} \right]$

$\sum E_{\text{Rührer}}$: Summe des Stromverbrauchs der Rührwerke pro Tag $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{d}} \right]$

V_{R} : Arbeitsvolumen [m³Arbeitsvolumen]

Unterschiedliche Einbringsysteme können mit Hilfe des Eigenstrombedarfs der jeweiligen Einbringung verglichen werden. Hierzu wird der Stromverbrauch der verschiedenen Beschickungseinrichtungen der von ihnen eingebrachten Substratmenge gegenübergestellt (**spezifischer Energiebedarf der Feststoffeintringung**) (Dachs und Rehm 2006):

$$E_{\text{spez. Einbringung}} = \frac{E_{\text{Einbringung}}}{\dot{m}_{\text{FM}}} \left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{t}_{\text{FM}}} \right]$$

mit: $E_{\text{spez. Einbringung}}$: Spezifischer Energiebedarf der Feststoffeintringung

pro t Frischmasse (ohne Gülle) $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{t}_{\text{FM}}} \right]$

$E_{\text{Einbringung}}$: Stromverbrauch der Feststoffeintringung pro Tag $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{d}} \right]$

\dot{m}_{FM} : zugeführte feste Substratmenge $\left[\frac{\text{t}_{\text{FM}}}{\text{d}} \right]$

2.3.4 Bewertung und Quantifizierung von Methanemissionen

Einen weiteren Eckpunkt in den Anlagenanalysen stellen die Untersuchungen im Hinblick auf Emissionsquellen von Methan dar. Mit Hilfe der bereits beschriebenen Leckagedetektoren (siehe Kapitel 2.2.2.1) werden bei jeder Biogasanlage die Anlagenkomponenten, die entweder zur Gasspeicherung/-führung dienen oder mit dem Gärsubstrat in Verbindung stehen, auf ein Entweichen von Methan geprüft. Methanemissionen, die durch unvollständige Verbrennung des Biogases in den BHKWs entstehen, sind hiervon ausgenommen. In der Treibhausgasbilanzierung werden hierfür Literaturwerte verwendet.

2.3.4.1 Bewertung von Methanemissionsstellen

Zur anschließenden Klassifizierung der jeweiligen Austrittsstelle wird die Tick-Rate des Messgerätes herangezogen. Die Bandbreite des Signaltons reicht von keinem Ton für keine Emission bis hin zu einem sirenenartigen Ton für sehr hohe Emissionskonzentration. Dazwischen kann über die Frequenz der Tick-Rate noch zwischen geringer, mäßiger und hoher Emissionskonzentration unterschieden werden (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4: Klassifizierung der Methanemissionsquellen

Emissionen		Symbol
Klasse C	keine	--
	gering	-
Klasse B	mäßig	0
Klasse A	hoch	+
	sehr hoch	++

Nach Abschluss der jeweiligen Anlagenbegehung werden die gefundenen Methanemissionsquellen in einer Tabelle zusammengefasst und entsprechend den Tick-Raten klassifiziert. Zur Veranschaulichung einer solchen Anlagenuntersuchung dient das in Tabelle 5 dargestellte Beispiel.

Tabelle 5: Beispiel zur Auswertung von Methanemissionsquellen

Methanemissionsquellen BGA XY	Klassifizierung
offene Vorgrube (Gülleeinbringung)	+
Substrateinbringung laufend stehend	+ -
Schaugläser Fermenter Nachgärer	0 --
Revisionschächte	++
Gassack	+
offenes Endlager	-

2.3.4.2 Kategorisierung der Ursachen von Methanemissionen

Die lokalisierten Methanemissionsquellen werden zusätzlich nach ihren Ursachen kategorisiert. Dabei werden die Methanemissionen unterschieden in

- Konstruktiv bedingt,
- Instandhaltung/Alterung bedingt,
- Installation/Montage bedingt.

Durch diese Aufteilung werden die Ursachen der Methanemissionen sichtbar. Zudem ist eine Abschätzung hinsichtlich des Potenzials und Aufwands, diese zu verringern, möglich.

2.3.5 Ermittlung der Leckagerate

Die Lokalisierung und Charakterisierung von Methanemissionsquellen mit Hilfe der in Kapitel 2.2.2.1 beschriebenen Leckagedetektoren erweist sich als überaus praktikabel. Jedoch ist eine Quantifizierung der Methanemissionen über die vom Detektor ausgegebenen Methankonzentrationen in der Nähe der Emissionsstellen nicht möglich. Aus diesem Grund werden die an den lokalisierten Emissionsquellen austretenden Volumenströme \dot{V}_{Leckage} über den Druckunterschied zwischen Fermenter und Umgebung sowie über die angenommene Leckagefläche nach Bernoulli berechnet:

$$\dot{V}_{\text{Leckage}} = A_{\text{Leckage}} \times \sqrt{\frac{2 \times \Delta p}{\rho_{\text{Biogas}}}} \quad \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right]$$

mit: A_{Leckage} : Oberfläche der Leckagestelle [m²]

Δp : Druckdifferenz zwischen Fermenter und Umgebung [mbar]

ρ_{Biogas} : Dichte Biogas $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$

Die Quantifizierung der Methanemissionen über offene Überläufe erfolgt mit Hilfe des Gasbildungspotenzials des Substratvolumens im Überlauf. Methanemissionen an Vorgruben werden mittels entsprechender Emissionsfaktoren (Wirtschaftsdünger nach (Umweltbundesamt 2002)) berechnet.

Um die berechneten Methanemissionen zu verifizieren, wurden an ausgewählten Emissionsquellen von der *gewitra GmbH* Messungen der austretenden Methanvolumenströme durchgeführt (siehe Anhang).

Die Messungen ergeben, dass die Abschätzung von Methanemissionen bei Emissionsquellen, die nicht direkt am Fermenter oder an anderen mit Druck beaufschlagten Bereichen liegen (Überläufe, Vorgrube), durch die beschriebene Vorgehensweise weitgehend repräsentativ ist. Jedoch ist eine Abschätzung von Leckageraten an mit Druck beaufschlagten Leckagestellen durch die oben beschriebene Vorgehensweise als zu ungenau einzustufen. Bei solchen Leckagen führen bereits kleinste Verunreinigungen (z.B. Fette oder Kondensat) zu einer Änderung der Leckagefläche und erschweren deren realistische Abschätzung. Zudem treten große Ungenauigkeiten bei unklaren Rissverläufen auf, die ein Abschätzen der Leckagefläche nicht zulassen. Aus diesem Grund kann lediglich eine Tendenz über die austretenden Methanmengen an druckbeaufschlagten Leckagestellen gegeben werden.

2.3.6 Klimagasbilanz

Auf Basis der durchgeführten Erhebungen zu Energieverbräuchen und Methanemissionen werden Treibhausgasbilanzen für die einzelnen Anlagen ermittelt.

Die Erstellung der Treibhausgasbilanzen erfolgt in Anlehnung an die Ökobilanznorm ISO 14040 und 14044. Betrachtet wird die Biogaserzeugung und -nutzung von der „Wiege bis zur Bahre“. Damit umfasst das betrachtete Gesamtsystem grundsätzlich die Substratbereitstellung, Lagerung und Einbringung, Fermentierung bzw. Gaserzeugung, die Gasanwendung sowie die Gärrestlagerung und -anwendung.

Ziel der Bilanzierung ist die Ermittlung des Einflusses der einzelnen Bereiche innerhalb des Gesamtsystems Biogaserzeugung und -nutzung sowie die Feststellung, welche Anteile dabei durch Energieverbräuche und welche durch Methanleckagen verursacht werden. Aufbauend auf den so gewonnenen Erkenntnissen kann das jeweilige Treibhausgas-minderungspotenzial eingeschätzt werden.

Die Umrechnung der klimarelevanten Gase wie Methan in so genannte CO₂-Äquivalente, also dem Kohlendioxid äquivalente Wirkungen auf das Klima, erfolgt anhand der aktuellen nach (Intergovernmental Panel on Climate Change 2007) vorgegebenen Faktoren (Tabelle 6).

Tabelle 6: Treibhauspotenzial der wichtigsten Treibhausgase
(nach Intergovernmental Panel on Climate Change 2007)

Treibhausgas	CO ₂ -Äquivalente in kg CO ₂ -Äq/kg
Kohlendioxid	1
Methan, regenerativ	25
Methan, fossil	27,75
Distickstoffmonoxid	298

Hauptzweck der Biogasanlagen ist die Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie. Als funktionelle Einheit des Systems wird entsprechend der Energiegehalt des Biogases gewählt. Ergebnisse werden sowohl absolut für die einzelnen Anlagen ermittelt als auch spezifisch pro Kilowattstunde eingesetztes Biogas. Letzteres ermöglicht die vergleichende Gegenüberstellung der Anlagen.

Im Fokus des hier durchgeführten Projektes liegt die Analyse der Biogasanlagen. Die vor- und nachgelagerten Prozesse, Biomasseanbau und Gärrestanwendung, werden zwar auch über den Analysebogen abgefragt, aber es werden keine Daten im Detail erhoben. Entsprechend dieser Fokussierung auf die Biogasanlage werden auch in den Treibhausgasbilanzen Substratanbau und Gärrestanwendung anhand pauschaler Werte nach (Vogt et al. 2008) modelliert. Dies betrifft auch einige Methanverluste, wie solche aus offenen Gärrestlagern, aus unvollständiger Verbrennung im BHKW und aus Diffusion durch Folienabdeckungen. Hier wurden folgende, in (Vogt et al. 2008) dokumentierte, pauschale Methanverluste bezogen auf die eingesetzte Methanmenge verwendet:

- 0,5 % Methanemissionen aus Folienabdeckungen,
- 0,5 % Methanemissionen im Abgas von Gas-BHKW,
- 0,9 % Methanemissionen im Abgas von Zündstrahl-BHKW,
- 2,5 % Methanemissionen aus offenen Gärrestlagern.

Für den Stromeigenbedarf der Biogasanlagen wird generell von einem externen Strombezug (Strommix D, s.u.) ausgegangen, auch wenn diese, wie in wenigen Fällen gegeben, ihren produzierten Strom auch zur Deckung des Eigenbedarfs verwenden. Hierdurch ist gewährleistet, dass sämtliche Energieaufwendungen vergleichbar in der Treibhausgasbilanz enthalten sind. Der Aus-

gleich dieser Annahme erfolgt in der Gesamtbilanz durch Gutschrift für den gesamt erzeugten Strom.

Ein weiterer Energiebedarf besteht bei Biogasanlagen, die Zündöl-BHKW betreiben, in dem dafür erforderlichen Zündölbedarf. Insgesamt werden auf fünf der 20 Biogasanlagen Zündstrahl-BHKW betrieben, die alle Heizöl einsetzen. Hierfür wird ein Emissionsfaktor von 0,302 kg CO₂-Äq/kWh Heizöl angesetzt, der sich aus der Bereitstellung des Heizöls (Ecoinvent 2007) und den Emissionen der Heizölverbrennung (Deutsche Emissionshandelsstelle 2007) zusammensetzt.

In Abbildung 9 und Abbildung 10 sind die betrachteten Systemräume für die Biogaserzeugung aus Energiepflanzen (Beispiel Silomais) und aus Wirtschaftsdünger dargestellt. Bei der Nutzung von Energiepflanzen ist das landwirtschaftliche System ein wichtiger Teil des Gesamtsystems, bestehend aus Düngeraufwand, Saat- und Pflanzenschutzmittel (PSM), Dieseleinsatz und Flächenverbrauch (über Vergleichssystem „Brache“ abgebildet). Wie erwähnt wird die Erzeugung der Energiepflanzen und die Gärrestanwendung vereinfacht pauschal bewertet. Dabei wird, wie in Abbildung 9 dargestellt, berücksichtigt, dass die im Gärrest gebundenen Nährstoffe den Einsatz von Mineraldünger mindern. Die Umweltwirkungen der Gärrestanwendung selbst sind vereinfacht angenommen.

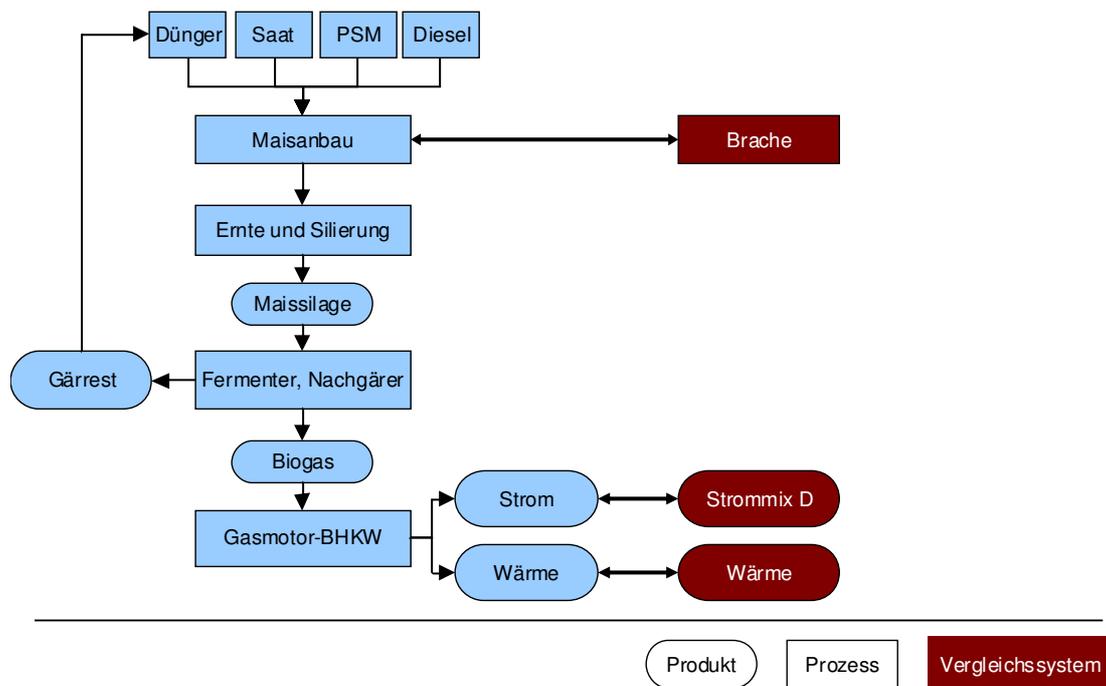


Abbildung 9: Systemraum für Lebensweganalyse, Beispiel Biogas aus Silomais

Beim Einsatz von Wirtschaftsdünger gilt es zu beachten, dass Wirtschaftsdünger in jedem Fall anfällt, also nicht wie Energiepflanzen gezielt erzeugt wird. Entsprechend entfallen Herstellungsaufwendungen. Allerdings sind die Umweltwirkungen zu berücksichtigen, die durch die ansonsten typische Verwendung von Wirtschaftsdüngern bedingt sind. Der Nutzen aus der Anwendung der vergorenen oder unvergorenen Wirtschaftsdünger (Substitution Mineraldünger) hält sich in etwa die Waage und wird hier vernachlässigt. Jedoch unterscheidet sich die Behandlung von unvergorenen zu vergorenen Wirtschaftsdüngern wesentlich in ihren Methanemissionen der Lagerung (Aufwand Feldausbringung ist in etwa gleich). Methanemissionen der Lagerung von Rohgülle werden mit Emissionsfaktoren nach (Umweltbundesamt 2002) bewertet (Tabelle 7) und als Vergleichssystem (Gutschrift Rohgülle) der Vergärung von Wirtschaftsdüngern gegenübergestellt. Die

entsprechenden Emissionsfaktoren werden auch zur Einschätzung der Methanemissionen an Vorgruben verwendet (vgl. Kap. 2.3.6).

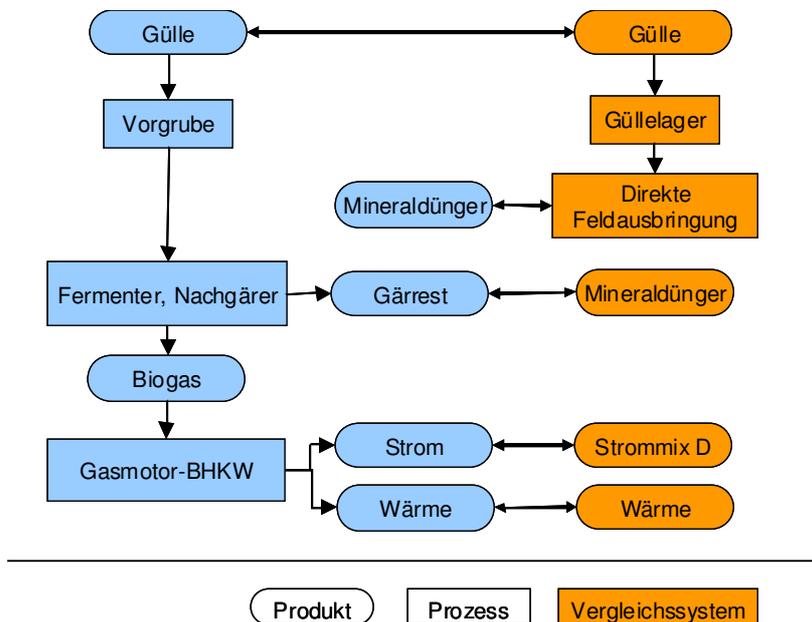


Abbildung 10: Systemraum für Lebensweganalyse, Beispiel Biogas aus Gülle

Tabelle 7: Verwendete Methanemissionsfaktoren der Lagerung von Rohgülle

Wirtschaftsdünger	Methanemissionen in kg CH ₄ /m ³ Gülle
Rindergülle	1,79
Rindermist	0,30
Schweinegülle	1,38
Geflügel	3,35

Unabhängig vom Einsatzsubstrat ist der Hauptzweck der Vergärung die Energiewandlung. In allen hier betrachteten Anlagen wird Biogas in BHKW zur Strom- und Wärmeenergieerzeugung eingesetzt. Deren tatsächlich genutzte Anteile werden in Form von Gutschriften angerechnet. Strom wird vollständig durch Einspeisung in das öffentliche Stromnetz genutzt. Bei der Wärme wird nur der Teil als genutzte Wärme angerechnet, für den der KWK-Bonus gewährt wird. Die häufigsten Wärmeanwendungen sind dabei die Beheizung von Wohn- und Stallgebäuden sowie die Trocknung von Holzbrennstoffen.

Vergleichssysteme für die genutzte Energie sind der Strommix Deutschland für Strom und für Wärme die durchschnittliche Heizwärmeerzeugung in Haushalten, die zu etwa 50 % durch Erdgas und 50 % durch Heizöl erfolgt. Die verwendeten Emissionsfaktoren entstammen eigenen Modellierungen des *IFEU* mit dem Stoffstromtool Umberto[®] und basieren vor allem auf Angaben der *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB)*, des *Verbands der Elektrizitätswirtschaft (VDEW)* sowie der Statistik der Kohlenwirtschaft:

Emissionsfaktor für Strommix D 2008: 0,630 kg CO₂-Äq/kWh,
Emissionsfaktor für Haushaltswärme: 0,327 kg CO₂-Äq/kWh.

2.3.7 Wirtschaftlichkeit

Wirtschaftlicher Erfolg oder Misserfolg einer Biogasanlage ist von vielen Parametern abhängig. Um einen Überblick über die wirtschaftliche Lage der untersuchten Anlagen zu erhalten, wird die Gesamtkapitalrentabilität als Vergleichskennzahl ermittelt. Da sich durch die Novellierung des Erneuerbare Energien-Gesetzes (EEG) im Januar 2009 die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen stark verändert haben, wird die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Biogasanlagen im Jahr 2008 und 2009 betrachtet und gegenübergestellt.

Um eine Vergleichbarkeit der Anlagen untereinander zu gewährleisten, werden für die Berechnung sowohl anlagenbezogene Berechnungsgrundlagen als auch anlagenneutrale Berechnungsgrundlagen verwendet.

Zu den anlagenbezogenen Berechnungsgrundlagen gehören, neben der eingespeisten elektrischen Energie, die vorhandene Wärmenutzung, der Substrateinsatz, der Fremdstrombezug und die Vergütungshöhe der betrachteten Jahre.

Als anlagenneutrale Berechnungsgrundlagen werden Substratkosten, Betriebsstoffe, Investitionen, Arbeitszeit und Gärrestverkauf aus dem *KTBL*-Biogasrechner für die Wirtschaftlichkeitsberechnung herangezogen (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft 2010). Allerdings betrachtet der *KTBL*-Biogasrechner nur Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 800 kW_{el}. Bei größeren Anlagen werden die im Rahmen der Befragung ermittelten Daten der jeweiligen Biogasanlagen zur Berechnung herangezogen.

Des Weiteren können die anfallenden Gärreste in Bayern zum Verkauf angeboten werden. In Nordrhein-Westfalen hingegen fallen Kosten hinsichtlich der Gärresteentsorgung an. Die Kostenaufteilung bezüglich Ausbringung durch Eigenmechanisierung und Lohnunternehmer wurde durch die Befragung der Anlagenbetreiber ermittelt.

2.3.7.1 Einnahmen

Die Erlöse eines Jahres ergeben sich sowohl aus der Addition der vergüteten Boni als auch, soweit vorhanden, aus den Einnahmen durch den Gärresteverkauf.

Die Einnahmen aus dem Wärmeverkauf werden ebenfalls berücksichtigt, wobei der Wärmepreis in vorhergehender Befragung der Anlagenbetreiber ermittelt ist.

2.3.7.2 Kosten

Substratkosten stellen den größten Kostenfaktor bei Biogasanlagen dar. Grundlage für deren Berechnung sind die eingesetzten Substratmengen und deren spezifische Kosten. Um Vergleichbarkeit zu schaffen, werden einheitliche Substratkosten gemäß dem *KTBL*-Biogasrechner verwendet (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft 2010).

Des Weiteren dienen die Daten des *KTBL*-Biogasrechners zur Berechnung der aufgewandten Arbeitsstunden und der Kosten für Fremdstrombezug. Zudem fließen Aufwendungen für die Gärresteentsorgung und den Bedarf an Zündöl in die Gesamtkapitalrendite ein.

Für die Kalkulation der im Zusammenhang mit der Investition und dem Betrieb der Biogasanlage auftretenden Kosten werden einheitliche Grundlagen angenommen, die in Tabelle 8 näher aufgeführt sind.

Tabelle 8: Parameter zur Gesamtkapitalrentabilität (nach Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft 2010, Leibniz Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim e.V. 2010)

Investitionsvolumen		I_V	
Investition	Kostenanteil für die Gebäude	I_G	$I_V \cdot 68 \%$
	Kostenanteil für die Technik	I_T	$I_V \cdot 32 \%$
	Anteil Fremdfinanzierung	f	66 %
	Zinssatz Fremdfinanzierung	i	6 %
Abschreibung	Abschreibungssatz Gebäude	A_G	$I_G \cdot 6,25 \%$
	Abschreibungssatz Technik	A_T	$I_T \cdot 12,5 \%$
Finanzierungskosten	für die Gebäude	F_G	$I_G \cdot f \cdot i$
	für die Technik	F_T	$I_T \cdot f \cdot i$
Reparatur- und Wartungskosten	für die Gebäude	R_G	$I_G \cdot 1 \%$
	für die Technik	R_W	$I_T \cdot 4 \%$
Betriebsstoffe			$I_V \cdot 2 \%$
Versicherungskosten			$I_V \cdot 2 \%$
Arbeitslohn			15 €/h
Stromkosten			0,15 €/kWh _{el}
Zinssatz Umlaufvermögen			4 %, 6 Monate

3 Untersuchte Biogasanlagen

3.1 Biogasanlage BY 1

Allgemeine Kenndaten

Standort der bereits im Jahr 1999 in Betrieb genommenen einstufigen Biogasanlage BY1 ist die Oberpfalz. Sie wird zusätzlich zu einer 66 GVE umfassenden Milchviehhaltung betrieben. Planung und Bau der Anlage erfolgte durch den Betreiber. Für den Energiepflanzenanbau wird eine Fläche von 10 ha aus Eigenbesitz des Anlagenbetreibers genutzt.

Substrateinsatz

Das in der Biogasanlage genutzte Substrat setzt sich aus 68 % Rindergülle, 15 % Maissilage, 9 % GPS und 8 % Kartoffelschlempe aus der zugehörigen Kartoffelbrennerei zusammen (vgl. Tabelle 9).

Da keine Aufzeichnung der zugeführten Substratmengen erfolgt, müssen diese über Aussagen des Anlagenbetreibers abgeschätzt werden, wodurch die aus den Substratmengen errechneten Anlagenkennwerte (Tabelle 9) lediglich als Näherung betrachtet werden können.

Funktionsweise

Die einstufige Anlage besteht aus einem Fermenter und zwei Endlagern (vgl. Abbildung 11). Der Fermenter von BY1 besitzt ein Arbeitsvolumen von 300 m³ und wird über eine Bodenheizung beheizt. Der Gärbehälter wird bei 39 °C betrieben und ist mit einer EPDM-Folienhaube (Hersteller: *Baur Folien*) abgedeckt. Die Rindergülle gelangt direkt aus dem Stall per Überlauf in den Fermenter. Feste Substrate werden über eine Eintragsschnecke (Hersteller: *Rinser*) zugeführt. Über einen separaten Einspülschacht wird die Kartoffelschlempe zugegeben. Zur Homogenisierung des Fermenters kommt ein elektrisch angetriebenes Tauchmotorrührwerk (Hersteller: *UTS*) zum Einsatz. Über einen offenen Überlauf sind die beiden Endlager mit einem Fassungsvermögen von je 480 m³ mit dem Fermenter verbunden.

Die Entschwefelung des Biogases erfolgt über Lufteinblasung in den Fermenter. Bevor das Gas in einem Zündstrahlmotor-BHKW mit einer el. Nennleistung von 30 kW_{el} (Hersteller: *Hochreiter*) verwertet wird, durchströmt es zur Entfeuchtung eine 30 m lange, erdverlegte Gaskühlstrecke. Das BHKW sowie die gesamte Anlagensteuerung sind in einem von der Maschinenhalle abgetrennten Raum untergebracht.

Strom- und Wärmenutzung

Mit dem vom BHKW erzeugten el. Strom wird sowohl die Biogasanlage als auch die zugehörige Stallung versorgt. Der überschüssige Strom wird in das Netz des Energieversorgungsunternehmens (EVU) eingespeist. Da der Energieverbrauch der Biogasanlage und des Stalls nicht erfasst werden, kann die jährliche Bruttostromerzeugung nur näherungsweise abgeschätzt werden. Aufgrund der manuellen Leistungseinstellung des BHKWs ist dessen genaue durchschnittliche Leistung unbekannt. Daher wird hier eine durchschnittliche elektrische Leistung des BHKW von 29 kW_{el} angenommen. Die Auswertung der aufgezeichneten Zählerstände der im BHKW integrierten Betriebsstundenzähler ergibt eine durchschnittliche Laufzeit des BHKW von 20,1 h/d. Mit den getroffenen Annahmen ergibt sich somit die in Tabelle 9 aufgeführte jährliche Bruttostromerzeugung.

Die bei der Verwertung des Biogases entstehende Wärme wird nicht KWK-Bonus-fähig genutzt.

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Die Steuerung der Anlage BY1 erfolgt überwiegend manuell, wodurch die Laufzeiten einiger elektrischer Verbraucher nur grob über Angaben des Anlagenbetreibers abgeschätzt werden können. Auch die Leistung des Zündstrahlmotor-BHKW wird manuell eingestellt. Lediglich der Betrieb des Tauchmotorrührwerks erfolgt automatisch über eine Zeitschaltuhr. Sonntags werden dem Fermenter keine festen Substrate zugeführt.

Messtechnisch überwacht werden lediglich die eingespeiste Strommenge und das Temperaturniveau des Fermenterinhalts.

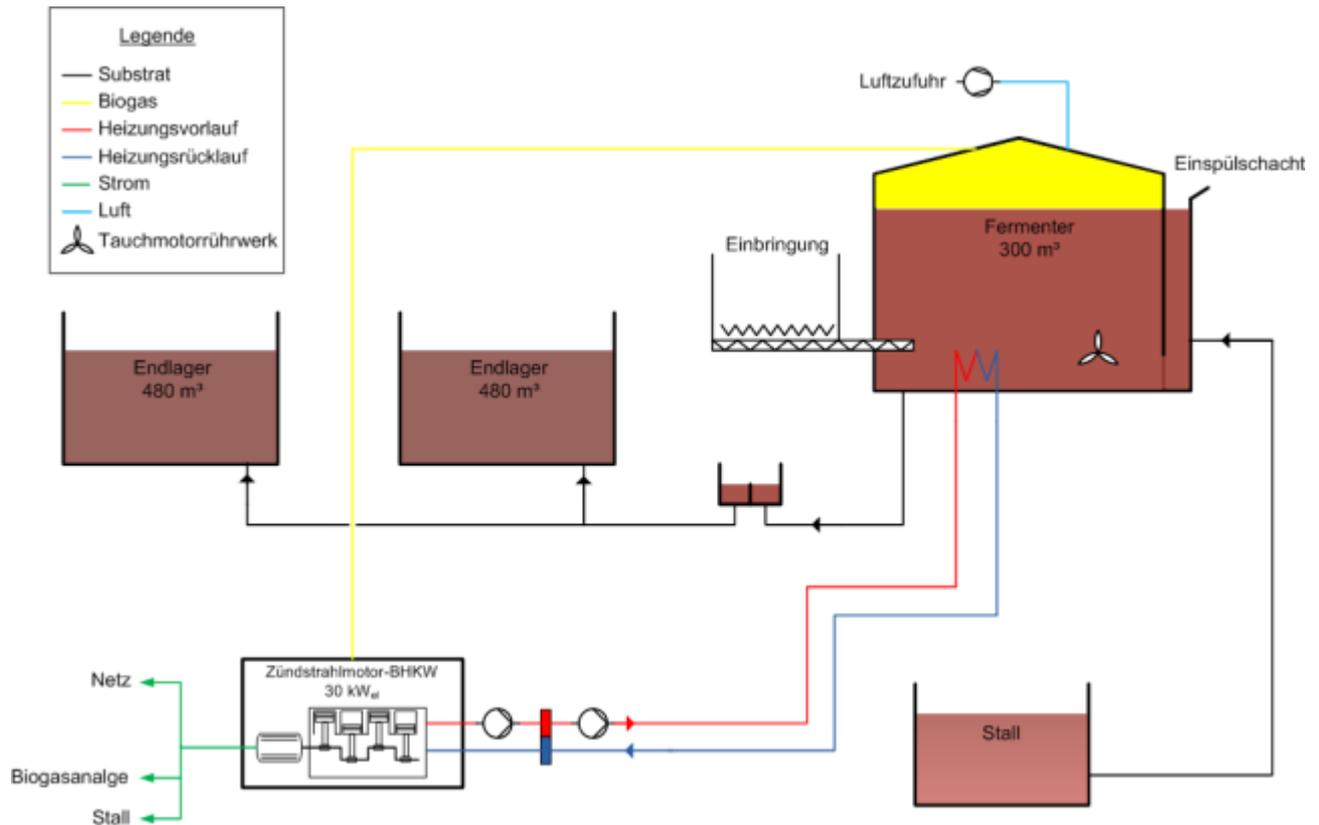


Abbildung 11: Prozessschema BY1

Tabelle 9: Datenblatt BY1

2009											
Biogasanlage BY 1											
Allgemein											
Inbetriebnahme	1999										
Planung/Bau	Eigenbau										
Nutzfläche Energiepflanzenanbau	10 ha										
Tierbesatz auf eigenem Hof	66 GVE Milchvieh										
						Substrate	[%]	[t/d]			
						Rindergülle	67,8	4,4			
						Maissilage	15,2	1,0			
						GPS	9,1	0,6			
						Kartoffelschlempe	7,9	0,5			
						Summe		6,5			
						mittl. Trockenmassenanteil*					
						% TM	13,9				
						mittl. organischer Trockenmassenanteil*					
% oTM	88,8										
Betriebsdaten											
		Fermenter	Endlager		Summe						
Betriebstemperatur	[°C]	39									
Arbeitsvolumen	[m³]	300	960		300						
zugeführte Substratmasse	[t/d]	6			6						
zugeführte Substratvolumen	[m³/d]	7			7						
hydraulische Verweilzeit	[d]	41			41						
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen*d]				2,7						
spez. Faulraum	[m³/kW _{el.} inst. Leistung]				10						
Biogas											
Zusammensetzung	CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]						
	52,2	40,3	0,8	33	8						
Methanausbeute*	[Nm³/t _{FM}]	19,9									
Methanproduktivität*	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]	0,4									
BHKW											
Anzahl		1			Summe						
Hersteller		Hochreiter									
Typ		Zündstrahlmotor									
Motor		John Deere									
Zylinder		4									
Hubraum	[l]	3,9									
Wirkungsgrad elektrisch***	[%]	32,0									
Wirkungsgrad thermisch***	[%]	58,0									
el. Nennleistung**	[kW _{el}]	30			30						
th. Nennleistung	[kW _{th}]	-			0						
Stromproduktion											
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	24			24						
Auslastung	[%]	81			81						
theoretische Volllaststunden	[h/a]	7.089			7.089						
Bruttostromerzeugung***	[kWh _{el} /a]	212.665			212.665						
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]	90			90						
Wärmenutzung											
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]	385.455									
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]	48.182									
genutzte Wärmemenge	[kWh _{th} /a]	0									
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}										
	[%]	39									
Eigenstromverbrauch											
Biogaserzeugung	[kWh _e /d]	19,1									
BHKW	[kWh _e /d]	18,1									
Gesamt	[kWh _e /d]	37,3									
Eigenstromanteil	[%]	6,4									
Spezifische Rührenergie	[kWh _e /t _{FM}]	1,9									
Spezifische Rührenergie	[kWh _e /100m³Arbeitsvolumen*d]	4,1									
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh _e /t _{FM}]	1,1									
Substratausnutzungsgrad											
Faktor	[%]	59									
* berechnet											
** lt. Hersteller											
*** Annahme											

3.2 Biogasanlage BY 2

Allgemeine Kenndaten

Die Biogasanlage BY2 (Tabelle 10) befindet sich in Schwaben und wurde im Jahr 2002 in Betrieb genommen. Seitdem wird sie von einem Einzelunternehmer im Nebenerwerb zur 87 GVE umfassenden Milchviehhaltung betrieben. Die Planung der Anlage wurde vom *Reenergie Allgäu e.V.* übernommen. Zum Betrieb der Anlage werden 35 ha landwirtschaftliche Nutzfläche benötigt, die zu 50 % aus Eigenbesitz des Anlagenbetreibers stammen und zu 50 % zugepachtet sind.

Substrateinsatz

Mit einem Anteil von 50 % macht die aus der betriebseigenen Milchviehhaltung stammende Rindergülle die Hälfte der Substratmischung aus. Die andere Hälfte wird durch Mais abgedeckt (vgl. Tabelle 10). Es werden von Zeit zu Zeit noch Stall- oder Ernteabfälle beigegeben, doch fallen diese nicht weiter ins Gewicht.

Funktionsweise

Wie in Abbildung 12 dargestellt, besteht die Anlage aus einem Fermenter und einem Nachgärer, die durch einen natürlichen, offenen Überlauf miteinander verbunden sind. Der Fermenter hat ein Volumen von 500 m³, die hydraulische Verweilzeit beträgt hier ca. 42 Tage. Der Nachgärer, der gleichzeitig auch als Endlager genutzt wird, weist eine Größe von 400 m³ und eine hydraulische Verweilzeit von ca. 34 Tagen auf. Beide Gärbehälter werden durch eine an der Innenwand liegende Heizung auf Temperatur gehalten. Im Falle des Fermenters liegt diese bei 38 °C, der Nachgärer wird bei einer etwas höheren Temperatur (40 °C) gefahren. Beide Behälter sind an der Außenwand isoliert. Zur Homogenisierung des Fermenters ist ein elektrisches Langachsührwerk (Hersteller: *Rema*) installiert, im Nachgärer kommt ein Stabmixer (Hersteller: *Rema*) zum Einsatz, der über eine Zapfwelle, z.B. über einen Traktor, angetrieben wird. Die Rindergülle wird in einer Vorgrube vor der Stallung gesammelt und über eine Balgpumpe (Hersteller: *Armatec Streicher*) in den Fermenter eingeleitet. Die Zugabe der festen Substrate übernimmt eine Eintragsschnecke (Hersteller: *Walker Technik*), die wiederum von einem, durch den Anlagenbetreiber modifizierten, Futtermischwagen beschickt wird.

Die Gasstrecke ist so ausgeführt, dass das im Fermenter und Nachgärer entstehende Biogas jeweils separat abgeleitet und erst vor Eintritt in die Gaskühlstrecke zusammengeführt wird. Als Kühlstrecke für das Biogas ist eine erdverlegte, ca. 30 m lange Gasleitung verbaut. Nach der Kühlstrecke zum Entfeuchten des Biogases, wird das Biogas in einem Gassack (ca. 100 m³), der sich in einem extra dafür errichteten Gebäude befindet, zwischengespeichert.

Das Biogas wird schließlich in einem Gasmotor-BHKW (Hersteller: *Elektro Hagl*), mit einer elektrischen Nennleistung von 100 kW_{el} verstromt und ist in einem separaten Raum untergebracht.

Strom- und Wärmenutzung

Bei dieser Anlage werden nicht nur die gesamte Biogasanlage, sondern auch das Wohnhaus des Anlagenbetreibers und die Stallungen für die Milchviehhaltung mit selbst produziertem Strom versorgt. Erst danach wird der überschüssige Strom ins Netz eingespeist. Die eingespeiste Strommenge belief sich im Jahr 2009 auf ca. 770.000 kWh_{el}. Die Differenz aus Bruttostromerzeugung und eingespeistem Strom ist somit die jährlich verbrauchte Energie von Biogasanlage, Wohnhaus und restlichem Hof. Da für die oben genannten Energieabnehmer aber keine Stromzähler existieren und nur die letztendlich ins Netz eingespeiste Energiemenge festgehalten wird, kann im Folgenden die jährliche Bruttostromerzeugung nur näherungsweise angegeben werden. Nach Informationen des Anlagenbetreibers läuft die Anlage 8.500 h/a mit einer durchschnittlichen Generator-

leistung von $98 \text{ kW}_{\text{el}}$ (ca. 8.330 Vollaststunden). Davon ausgehend wird für die weiteren Berechnungen die in Tabelle 10 angegebene Bruttostromerzeugung ermittelt.

Für die Nutzung des KWK-Bonus wird keine Wärmemenge geltend gemacht.

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Die gesamte Anlage wird überwiegend manuell gesteuert. Die Einbringung von frischem Substrat erfolgt vier Mal pro Tag, wobei der gesamte Vorgang von Hand gesteuert wird. Einzig die Rührzeiten des Langachsührwerks sind über eine Zeitschaltuhr festgelegt. Vor dem Starten der Einbringung wird aber auch dieses von Hand zugeschaltet, um bei der Substratzugabe eine gute Einmischung zu gewährleisten.

Lediglich die üblichen Temperatursensoren, ein Strommengenähler für die ins Netz eingespeiste elektrische Energie sowie ein Wärmemengenähler für die Versorgung der Haushalte sind als messtechnische Einrichtungen verbaut.

Aufgrund dieser Gegebenheiten, werden die Laufzeiten der einzelnen elektrischen Komponenten über nachgerüstete Betriebsstundenzähler ermittelt. Die Angaben zur eingebrachten Menge an Frischgülle wie auch der zugeführten Menge an Mais werden vom Anlagenbetreiber nicht täglich ermittelt und festgehalten, sondern beruhen auf dem Schätzwert eines Sachverständigen für die Landwirtschaft.

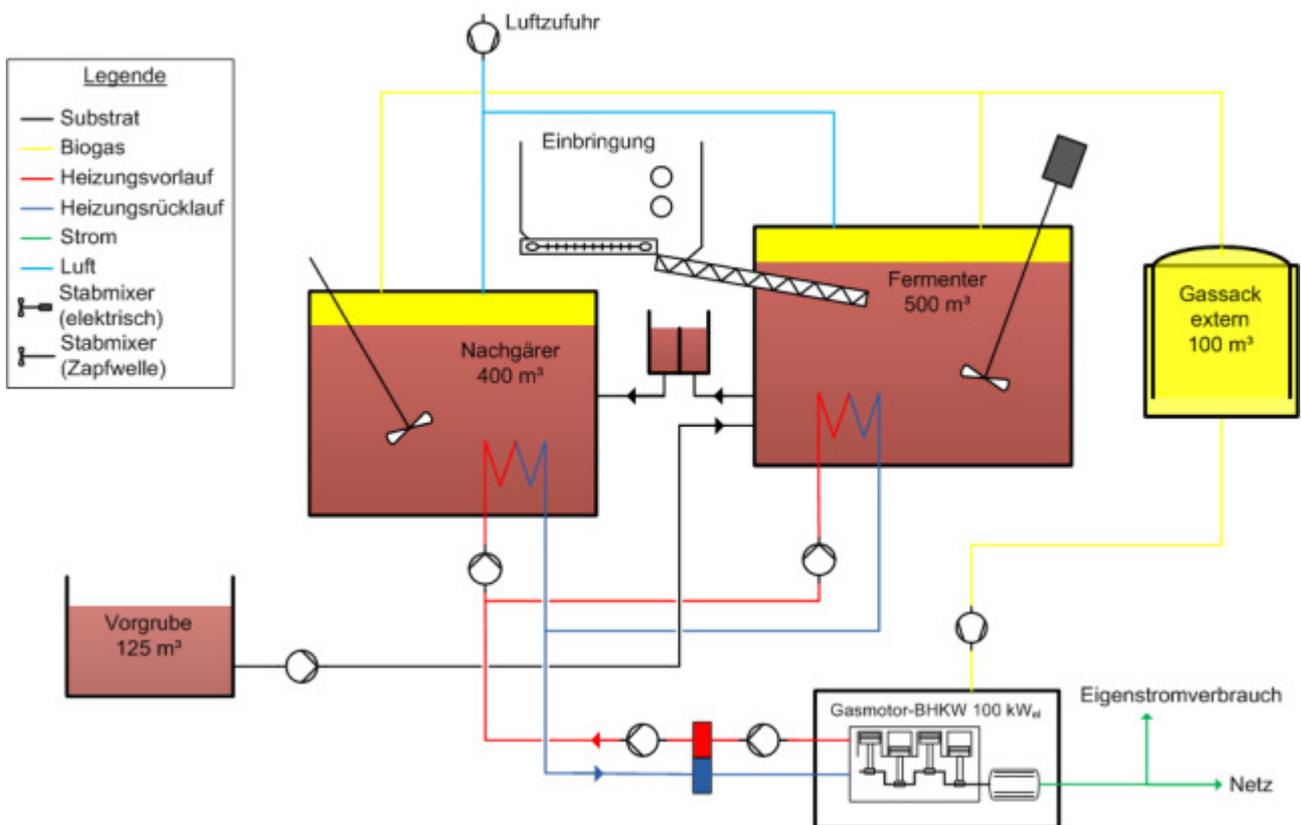


Tabelle 10: Datenblatt BY2

2009					
Biogasanlage BY 2					
Allgemein					
Inbetriebnahme	2002				
Planung/Bau	Reenergie Kempten				
Nutzfläche Energiepflanzenanbau	35 ha				
Tierbesatz auf eigenem Hof	87 GVE Milchvieh				
Substrate		[%]	[t/d]		
Rindergülle		50,1	4,9		
Maissilage		49,9	4,9		
Summe			9,7		
mittl. Trockenmassenanteil*					
[% TM]		20,5			
mittl. organischer Trockenmassenanteil*					
[% oTM]		92,1			
Betriebsdaten			Fermenter	Nachgärer	Summe
Betriebstemperatur	[°C]		38	40	
Arbeitsvolumen	[m³]		500	400	900
zugeführte Substratmasse	[t/d]		10		10
zugeführte Substratvolumen	[m³/d]		12		12
hydraulische Verweilzeit*	[d]		42	34	76
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen · d]				2,0
spez. Faulraum	[m³/kW _{el.} inst. Leistung]				9
Biogas					
Zusammensetzung	CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]
	48,0	46,8	2,1	167	336
Methanausbeute*	[Nm³/t _{FM}]	63,7			
Methanproduktivität*	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]	0,7			
BHKW					Summe
Anzahl		1			
Hersteller		Haql			
Typ		Gasmotor			
Motor		MAN			
Zylinder		6			
Hubraum	[l]	6,87			
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]	36,9			
Wirkungsgrad thermisch**	[%]	42,4			
el. Nennleistung	[kW _{el.}]	100			100
th. Nennleistung	[kW _{th.}]	115			115
Stromproduktion					Summe
durchschnittliche Leistung	[kW _{el.}]	95			95
Auslastung	[%]	95			95
theoretische Volllaststunden	[h/a]	8.330			8.330
Bruttostromerzeugung***	[kWh _{el./a}]	833.000			833.000
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el./t_{FM}}]	234			234
Wärmenutzung					
anfallende Wärme*	[kWh _{th./a}]	957.950			
Prozesswärme*	[kWh _{th./a}]	119.744			
genutzte Wärmemenge	[kWh _{th./a}]	0			
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}				
	[%]	42			
Eigenstromverbrauch					
Biogaserzeugung	[kWh _{el./d}]	28,9			
BHKW	[kWh _{el./d}]	73,5			
Gesamt	[kWh _{el./d}]	102,4			
Eigenstromanteil	[%]	4,5			
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el./t_{FM}}]	2,1			
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el./100m³Arbeitsvolumen · d}]	2,3			
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh _{el./t_{FM}}]	0,2			
Substratausnutzungsgrad					
Faktor	[%]	109			
* berechnet					
** lt. Hersteller					
*** Annahme					

3.3 Biogasanlage BY 3

Allgemeine Kenndaten

Die sich in Oberfranken befindende Biogasanlage BY3 wurde 2004 in Betrieb genommen und wird zusätzlich zum 227 GVE umfassenden Milchviehbetrieb des Anlagenbetreibers betrieben. Planung und Bau der Anlage erfolgten größtenteils in Eigenregie des Betreibers, unterstützt von der *UTS-Biogastechnik GmbH*. Für den Anbau der Energiepflanzen ist eine Fläche von 93 ha notwendig. 20 % dieser Fläche befinden sich im Besitz des Anlagenbetreibers, 75 % werden zugepachtet. Ein geringer Anteil von ca. 10 ha wird zugekauft.

Substrateinsatz

Der größte Teil des eingesetzten Substrates ist Rindergülle (64,5 %) aus der eigenen Milchviehhaltung. Des Weiteren werden Maissilage (19,3 %), GPS (11,2 %) und zu geringen Anteilen Getreidekörner, Rindermist und Grassilage eingesetzt (vgl. Tabelle 11).

Funktionsweise

BY3 besteht aus zwei Vorgruben, einem Fermenter, zwei Nachgärern und insgesamt vier Endlagern (vgl. Abbildung 13). Aus der ersten Vorgrube wird die Rindergülle mittels einer Tauchschneidpumpe (Hersteller: *UTS*), aus der zweiten Vorgrube mittels einer Balgpumpe (Hersteller: *Armatec-FTS*) in den Fermenter gepumpt. Der Fermenter besitzt ein Arbeitsvolumen von 565 m³. Die Einbringung der festen Substrate erfolgt über eine Eintragsschnecke (Hersteller: *DOMA*). Über einen offenen Überlauf gelangt das Substrat nach einer hydraulischen Verweilzeit von 24 Tagen in den ersten Nachgärer. Der Fermenter und der erste Nachgärer werden mittels jeweils einem hydraulisch angetriebenen Tauchmotorrührwerk (Hersteller: *UTS*) durchmischt. Die beiden Behälter sind mit Betondecken abgedeckt. Vom ersten Nachgärer wird das Substrat nach einer hydraulischen Verweilzeit von 19 Tagen mit einer Exzentrerschneckenpumpe (Hersteller: *Pumpenfabrik Wangen*) in den ca. 100 m entfernten zweiten Nachgärer gefördert. Dieser besitzt ein Arbeitsvolumen von 1.270 m³ und ist mit einer Folienhaube abgedeckt. Durchmischt wird der zweite Nachgärer mit einem Stabmixer (Hersteller: *Suma*). Die hydraulische Verweilzeit im zweiten Nachgärer beträgt 54 Tage. Der Inhalt des Fermenters und der beiden Nachgärer wird mit innenliegenden Heizungen auf 42 °C gehalten. Das vergorene Substrat wird in mehreren offenen Endlagern (insgesamt 3.600 m³) bis zur Ausbringung auf landwirtschaftliche Flächen gelagert.

Zur Entschwefelung des Biogases wird in den Fermenter und in beide Nachgärer Luft eingeblasen. Das im Fermenter und im ersten Nachgärer entstandene Biogas durchläuft zur Trocknung eine 160 m lange, erdverlegte Kühlstrecke, bevor es sich im externen Gasspeicher mit einem Fassungsvermögen von 100 m³ mit dem im zweiten Nachgärer entstandenen Biogas, das zuvor in einer 110 m langen, erdverlegten Gaskühlstrecke getrocknet wurde, vermischt.

Das Biogas wird in einem Gasmotor-BHKW (Hersteller: *Hagl*) mit einer el. Nennleistung von 175 kW_{el} verstromt. BHKW, Anlagensteuerung und Wärmeverteilung sind in einem separaten Betriebsgebäude untergebracht.

Strom- und Wärmenutzung

Bis auf das BHKW werden alle Anlagenkomponenten mit Fremdstrom versorgt. Der produzierte Strom wird in das Versorgungsnetz des EVU eingespeist.

Neben der Beheizung des Fermenters und der beiden Nachgärer, wird die produzierte Wärme folgendermaßen genutzt:

- Beheizung der Stallungen (338 MWh_{th}/a),
- Wärmeversorgung eines Mehrfamilienwohnhauses (122 MWh_{th}/a).

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Die Substratpumpen zwischen den Vorgruben und dem Fermenter werden manuell gesteuert. Per Zeitschaltuhr, aber auch manuell, erfolgt die Steuerung der Exzentrerschneckenpumpe zwischen Nachgärer 1 und Nachgärer 2.

Die eingespeiste Strommenge sowie die KWK-fähig genutzte Wärmemenge für die betriebseigenen Stallungen und das Wohnhaus werden messtechnisch erfasst. Darüber hinaus wird die Masse der zugeführten Substrate mit einer Radladerwaage aufgezeichnet.

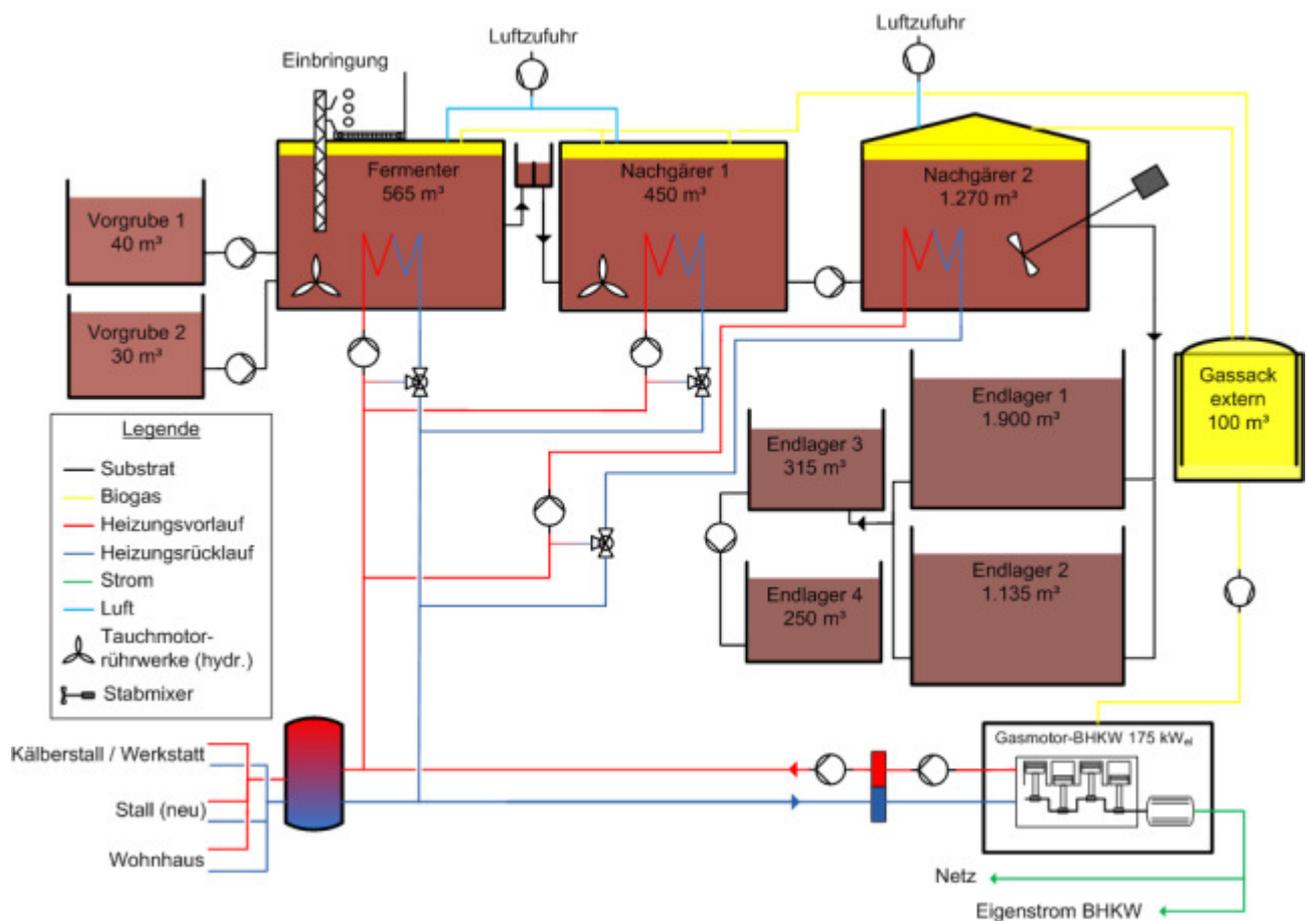


Abbildung 13: Prozessschema BY3

Tabelle 11: Datenblatt BY3

2009						
Biogasanlage BY 3						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2004					
Planung/Bau	UTS Biogastechnik GmbH					
Nutzfläche Energiepflanzenanbau	93 ha					
Tierbesatz auf eigenem Hof	227 GVE Milchvieh					
Substrate						
	[%]	[t/d]				
Rindergülle	64,5	13,3				
Mais-silage	19,3	4,0				
GPS	11,2	2,3				
Getreidekörner	3,6	0,7				
Rindermist	1,2	0,3				
Grassilage	0,3	0,1				
Summe		20,7				
mittl. Trockenmassenanteil*						
% TM	18,7					
Betriebsdaten						
		Fermenter	Nachgärer 1	Nachgärer 2	Endlager	Summe
Betriebstemperatur	[°C]	42	42	42	-	
Arbeitsvolumen	[m³]	565	450	1.270	3.600	2.285
zugeführte Substratmasse	[t/d]	21				21
zugeführte Substratvolumen	[m³/d]	24				24
hydraulische Verweilzeit*	[d]	24	19	54		97
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen·d]					1,5
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} inst. Leistung]					13
Biogas						
Zusammensetzung	CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]	
	51,7	40,8	1,6	308	5	
Methanausbeute*	[Nm³/t _{FM}]	49,4				
Methanproduktivität*	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]	0,4				
BHKW						Summe
Anzahl		1				
Hersteller		Hagl				
Typ		Gasmotor				
Motor		MAN				
Zylinder		6				
Hubraum	[l]	12,8				
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]	38,5				
Wirkungsgrad thermisch**	[%]	43,0				
el. Nennleistung***	[kW _{el}]	175				175
th. Nennleistung**	[kW _{th}]	224				224
Stromproduktion						Summe
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	163				163
Auslastung	[%]	93				93
theoretische Volllaststunden	[h/a]	8.179				8.179
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]	1.431.283				1.431.283
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]	190				190
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]	1.597.011				
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]	199.626				
genutzte Wärmemenge	[kWh _{th} /a]	459.847				
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}					
	[%]	56				
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]	113,5				
BHKW	[kWh _{el} /d]	144,6				
Gesamt	[kWh _{el} /d]	258,1				
Eigenstromanteil	[%]	6,6				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]	4,2				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m³Arbeitsvolumen·d]	3,8				
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh _{el} /t _{FM}]	0,5				
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]	97				
* berechnet						
** lt. Hersteller						
*** Teillastbetrieb (190kW _{el})						

3.4 Biogasanlage BY 4

Allgemeine Kenndaten

Die Anlage BY4 (Tabelle 12) wird von insgesamt vier Gesellschaftern betrieben, die neben dem gemeinsamen Betrieb der Biogasanlage auch die 200 GVE umfassende Milchviehhaltung gemeinschaftlich bewirtschaften. Die Anlage befindet sich in Oberbayern und ist seit 2005 in Betrieb. Geplant wurde die Anlage von der *UTS Biogastechnik*. Zur Substratversorgung werden laut Anlagenbetreiber im Jahr ca. 85 ha landwirtschaftliche Nutzfläche benötigt. Davon sind zwei Drittel der Fläche zugepachtet.

Substrateinsatz

Als Substrate werden die bei der Milchviehhaltung anfallende Rindergülle (45,8 %), Maissilage (43,5 %), Zuckerhirse (6,4 %) und Grassilage (4,3 %) zugegeben (vgl. Tabelle 12).

Funktionsweise

Der schematische Aufbau von BY4 ist in Abbildung 14 dargestellt. Der Fermenter ist als ein im Boden eingelassener, geschlossener, 800 m³ großer Rundbehälter in Betonbauweise ausgeführt. Die beiden Nachgärer besitzen jeweils ein Fassungsvermögen von 1.000 m³ und sind mit Folienhauben als Gasspeicher ausgerüstet. An der Außenseite sind sie mit Styropor isoliert, das wiederum von einer Holzverkleidung geschützt wird. Die Temperatur des Fermenterinhalt wird mit der Abwärme des BHKW bei ca. 41 °C gehalten, wohingegen die Nachgärer mit ca. 43 °C gefahren werden. Im Fermenter beträgt die Verweilzeit ca. 25 Tage, in den beiden Nachgärern jeweils 32 Tage. Der Fermenter wird mit einem auf seiner Decke installierten, zeitgesteuerten, Feststoffdosierer (Hersteller: *DOMA*) über eine Eintragungsschnecke mit frischem Substrat versorgt. Die Frischgülle aus der offenen Vorgrube wird über eine durchflussgeregelte Kreiselpumpe mit Schneideinrichtung (Hersteller: *UTS*) eingebracht. Zur Durchmischung der Gärbehälter kommen bei dieser Anlage ausschließlich Tauchmotorrührwerke (Hersteller: *UTS*) zum Einsatz, wobei die beiden Rührwerke im Fermenter wie auch das Rührwerk im ersten Nachgärer über ein zentrales Hydraulikaggregat und die restlichen Rührwerke (Vorgrube, Nachgärer 2 und Endlager) elektrisch angetrieben werden. Zwischen dem ersten und dem zweiten Nachgärer ist ein natürlicher Überlauf installiert. Für die restliche Ein- und Weiterleitung des Substrats sowie für die Rezirkulation zwischen den einzelnen Behältern stehen die bereits erwähnte Kreiselpumpe in der Vorgrube, eine Drehkolbenpumpe (Hersteller: *Bürger*) in einem Pumpenschacht zwischen dem Fermenter und dem ersten Nachgärer und eine weitere Kreiselpumpe mit Schneideinrichtung (Hersteller: *UTS*) mit der ein Teil des Gärsubstrats in den Fermenter rezirkuliert wird und ein anderer Teil des Substrats ins Endlager gefördert werden zur Verfügung.

Alle Gärbehälter sind miteinander über eine Biogasleitung verbunden. Nach der Zwischenspeicherung durchläuft das produzierte Gas eine ca. 90 m lange erdverlegte Kühlstrecke bevor es dem Gasmotor zugeführt wird. Entschwefelt wird das Biogas durch Lufteinblasung in den Fermenter und die beiden Nachgärer.

Das Gasmotor-BHKW (Hersteller: *Elektro Hagl*) mit einer el. Nennleistung von 250 kW_{el} befindet sich in einem eigens dafür errichteten Gebäude, das zudem einen Vorraum besitzt, in dem auch die gesamte Anlagensteuerung untergebracht ist.

Strom- und Wärmenutzung

Die gesamte erzeugte Strommenge wird ins Netz eingespeist.

Außer zur Fermenterbeheizung wird die Abwärme des BHKW noch folgendermaßen genutzt:

- Wärmeversorgung von vier Wohnhäusern ($314 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$).

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Die Anlagensteuerung ist, um hohe Lastspitzen zu vermeiden, so ausgelegt, dass nicht mehr als zwei elektrische Großverbraucher gleichzeitig laufen. Die Einbringung und alle Rührwerke sind zeitgesteuert. Wobei hierbei die Anlagenkomponenten des Fermenters und des ersten Nachgärers immer Vorrang haben. Die installierten Substrat-Pumpen hingegen sind an die Durchflussmenge gekoppelt und sind täglich so lange in Betrieb, bis sie die in der Anlagensteuerung hinterlegten Mengenangaben gefördert haben. Die Heizungspumpen, die direkt zur Beheizung des jeweiligen Gärbehälters dienen, sind zeitgesteuert, wohingegen die Heizungspumpen im vorgeschalteten Wärmetauscherkreis permanent laufen.

Als steuerungstechnische Feinheit ist eine Kopplung der Leistungsaufnahme des BHKW an den Füllstand der Gasspeicher vorgesehen. Fällt der Druck in den Gasspeichern unter einen vorgegebenen Sollwert, werden durch die Motorsteuerung automatisch die Leistungsaufnahme und damit der Gasverbrauch des BHKW zurückgefahren, um so das gespeicherte Gasvolumen konstant zu halten.

Als messtechnische Einrichtungen hat die Biogasanlage Stromzähler für die eingespeiste Strommenge und den Eigenstromverbrauch aufzuweisen. Weiterhin ist ein Wärmemengenzähler für die angeschlossenen Haushalte installiert. Die Temperatur der Gärbehälter wird über Temperatursensoren kontrolliert. Der Druck im Gasspeicher wird schließlich von einer Ringwaage erfasst und an die Anlagensteuerung weitergegeben.

Besonderheiten der Anlage

Im Jahr 2008 wurde das bestehende Endlager zum zweiten Nachgärer umgerüstet und ein neues Endlager errichtet. Kurz darauf wurde im Frühjahr 2009 auch das beschriebene BHKW installiert. Um die Substratwerte wie auch die Werte für die Stromproduktion und Wärmenutzung auf das Jahr 2009 zu beziehen, werden daher die ersten Monate 2009 approximiert.

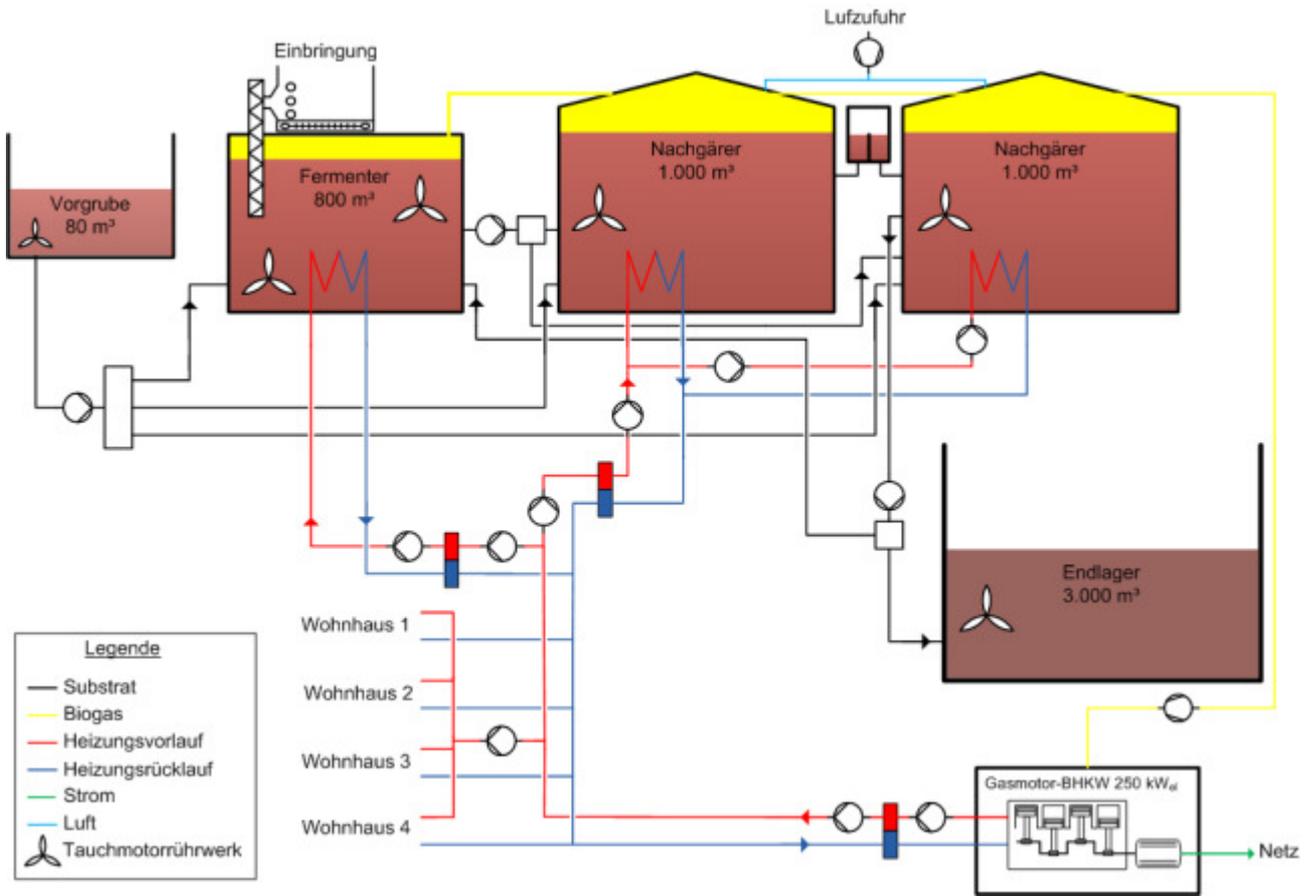


Abbildung 14: Prozessschema BY4

Tabelle 12: Datenblatt BY4

2009						
Biogasanlage BY 4						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2005					
Planung/Bau	UTS Biogastechnik GmbH					
Nutzfläche Energiepflanzenbau	ca. 85 ha					
Tierbesatz auf eigenem Hof	200 GVE Milchvieh					
Substrate		[%]	[t/d]			
Rindergülle		45,8	12,0			
Maissilage		43,5	11,4			
Zuckerhirse		6,4	1,7			
Grassilage		4,3	1,1			
Summe			26,2			
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]		20,9				
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% oTM]		91,7				
Betriebsdaten			Fermenter	Nachgärer 1	Nachgärer 2	Endlager
Betriebstemperatur	[°C]		41	43	43	
Arbeitsvolumen	[m³]		800	1.000	1.000	3.000
zugeführte Substratmasse	[t/d]		26			
zugeführte Substratvolumen	[m³/d]		32			
hydraulische Verweilzeit*	[d]		25	32	32	
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen·d]					
spez. Faulraum	[m³kW _{el.} inst. Leistung]					11
Biogas						
Zusammensetzung		CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]
		55,3	39,2	2,3	55	-
Methanausbeute*	[Nm³/t _{FM}]		57,1			
Methanproduktivität*	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]		0,5			
BHKW						Summe
Anzahl			1			
Hersteller			Hagl			
Typ			Gasmotor			
Motor			MAN			
Zylinder			8			
Hubraum	[l]		14,62			
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]		38,5			
Wirkungsgrad thermisch**	[%]		41,9			
el. Nennleistung**	[kW _{el}]		250			250
th. Nennleistung**	[kW _{th}]		269			269
Stromproduktion						Summe
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]		239			239
Auslastung	[%]		96			96
theoretische Volllaststunden	[h/a]		8.379			8.379
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]		2.094.793			2.094.793
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t FM]		219			219
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]		2.282.995			
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]		285.374			
genutzte Wärmemenge	[kWh _{th} /a]		313.900			
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}					
	[%]		49			
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]		183,4			
BHKW	[kWh _{el} /d]		142,2			
Gesamt	[kWh _{el} /d]		325,7			
Eigenstromanteil	[%]		5,7			
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]		5,2			
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m³Arbeitsvolumen·d]		4,8			
Eigenbedarf Feststoffeintringung	[kWh _{el} /t _{FM}]		1,1			
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]		97			
* berechnet						
** lt. Hersteller						

3.5 Biogasanlage BY 5

Allgemeine Kenndaten

Standort der Biogasanlage BY5 ist Niederbayern. Die Gemeinschaftsanlage wird von zwei benachbarten Landwirten betrieben. Einer der beiden Betreiber führt einen Mastbetrieb mit einem Bestand von 35 GVE Mastrindern, der zweite Betreiber hat keine Tierhaltung. Geplant und konzipiert wurde die 2005 in Betrieb genommene Anlage in Zusammenarbeit mit der *UTS Biogastechnik*. Der Bau erfolgte anschließend vorwiegend in Eigenleistung. Zum Betrieb der Anlage sind ca. 80 ha landwirtschaftliche Nutzfläche notwendig, wobei ca. 40 ha aus eigenem Besitz abgedeckt und 20 ha Fläche zugepachtet werden. Zudem werden Substrate von ca. 15 ha zugekauft.

Substrateinsatz

Der Substratmix setzt sich aus Maissilage (42,3 %), Rindergülle (18,3 %), Schweinegülle (18,2 %) und Grassilage (13 %) zusammen. Die weiteren in Tabelle 13 aufgeführten Bestandteile spielen nur eine untergeordnete Rolle. Die benötigte Rinder- und Schweinegülle wird aufgrund des kleinen Eigenviehbestandes vorwiegend von den umliegenden landwirtschaftlichen Betrieben kostenlos bezogen und wird nach dem Vergären als aufgewerteter Dünger wieder an die jeweiligen Betriebe zurückgegeben.

Funktionsweise

Die Anlage (vgl. Abbildung 15) besteht aus einem Fermenter und einem Nachgärer, die jeweils ein Arbeitsvolumen von 990 m³ besitzen, als Rundbehälter in Betonbauweise ausgeführt und durch eine Betondecke gasdicht verschlossen sind. In beiden Behältern sind an der Innenseite Heizelemente angebracht, die für eine konstante Substrattemperatur von 40 °C sorgen. Außen sind die Gärbehälter isoliert und mit einer beschichteten Metallverkleidung verkleidet. Die Verweilzeit in beiden Behältern beträgt ca. 48 Tage. Flüssige Substrate werden in einer offenen Vorgrube (80 m³), die mittels Güllefass befüllt wird, zwischengelagert und über eine Exzentrerschneckenpumpe (Hersteller: *UTS*) in den Fermenter eingebracht. Die Einbringung der festen Substrate übernimmt ein Feststoffdosierer (Hersteller: *DOMA*), der auf der Decke des Fermenters steht und diesen über eine Eintragsschnecke beschickt. Für die Durchmischung des Fermenters sorgen zwei hydraulische Tauchmotorrührwerke (Hersteller: *UTS*). Im Nachgärer sowie in der Vorgrube ist jeweils ein einzelnes, groß dimensioniertes Tauchmotorrührwerk installiert. In der Vorgrube wird dieses aber nur äußerst selten betrieben, da die anfängliche Idee, die flüssigen und festen Substrate in der Vorgrube zu mischen, bevor sie zusammen in den Fermenter eingebracht werden, verworfen wurde. Alle vier Rührwerke werden von einem zentralen Hydraulikaggregat angetrieben. Fermenter und Nachgärer sind über einen natürlichen Überlauf miteinander verbunden. Der restliche Substratfluss wird über eine zentrale Exzentrerschneckenpumpe (Hersteller: *UTS*) gesteuert, die es erlaubt das Substrat zwischen den Behältern hin und her zu pumpen. Somit kann z.B. die Rezirkulation zwischen Fermenter und Nachgärer gesteuert werden oder auch einer der Behälter für Revisionsarbeiten leer gepumpt werden. Das ausgegorene Substrat gelangt ebenfalls über diese Pumpstation zum offenen Endlager.

Das im Fermenter produzierte Biogas wird zunächst in den Nachgärer geleitet um sich mit dem hier entstehenden Gas zu mischen. Um das im Biogas enthaltene Wasser auskondensieren zu lassen strömt das Gas von dort aus durch eine ca. 200 m lange, im Erdreich verlegte Kühlstrecke. Als Zwischenspeicher dient ein Gassack mit 120 m³ Fassungsvermögen, der in einer eigens dafür geschaffenen Einhausung untergebracht ist. Die Entschwefelung findet durch das Einblasen von Umgebungsluft statt.

Das Biogas wird von einem in einem Container untergebrachten Gasmotor-BHKW (Hersteller: *Riemag*) mit einer elektrischen Nennleistung von 190 kWh_{el} verwertet.

Strom- und Wärmenutzung

Der Strombedarf der Anlagenkomponenten zur Strom- und Gaserzeugung wird über Eigenstrom gedeckt. Der restliche Strom wird ins Netz eingespeist.

Die Abwärme des BHKW wird, abgesehen von der Fermenterbeheizung, noch folgendermaßen genutzt:

- Wärmeversorgung zweier Wohnhäuser und einer Kfz-Werkstatt (230 MWh_{th}/a),
- Hackschnitzeltrocknung (670 MWh_{th}/a).

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Gesteuert wird das BHKW über ein Bedienfeld am Schaltschrank, der ebenfalls im beschriebenen Container steht. Die restliche Anlagensteuerung zur Biogaserzeugung ist in einem zentralen Steuererraum untergebracht. Einbringung, Rührwerke und Pumpen laufen in festgelegten Zeitintervallen.

Messtechnisch besitzt die Anlage Strom- und Wärmemengenzähler und ein mobiles Gasanalysegerät zur Messung der Gaszusammensetzung. Weiter wird der Gasdruck überwacht. Einmal im Quartal werden Substratproben zur Untersuchung an ein Labor geschickt.

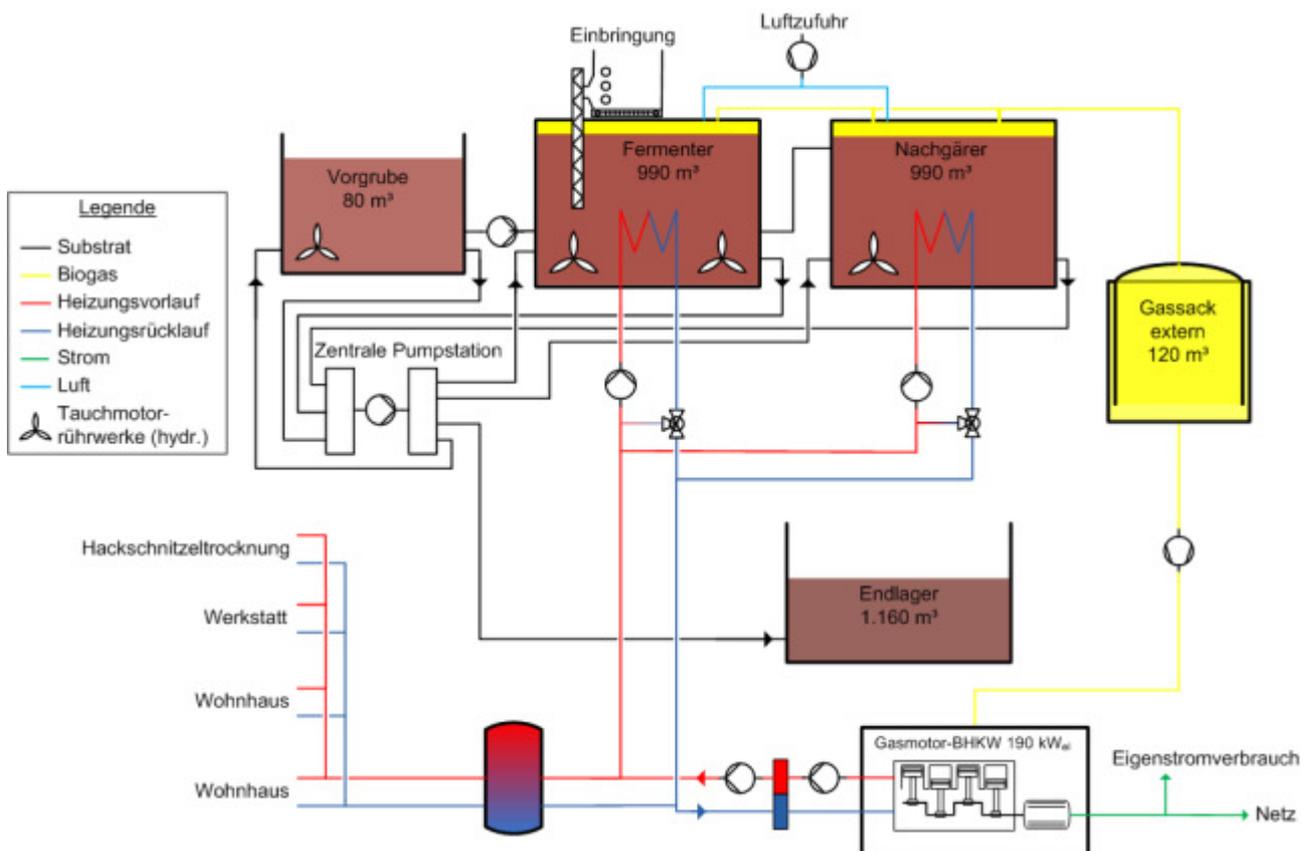
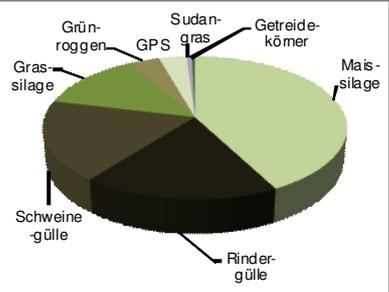


Abbildung 15: Prozessschema BY5

Tabelle 13: Datenblatt BY5

2009					
Biogasanlage BY 5					
Allgemein					
Inbetriebnahme		2005			
Planung/Bau		UTS Biogastechnik GmbH			
Nutzfläche Energiepflanzenanbau		80 ha			
Tierbesatz auf eigenem Hof		35 GVE Masttrinder			
					
Substrate					
		[%]		[t/d]	
Maissilage		42,3		5,8	
Rindergülle		18,3		2,5	
Schweinegülle		18,2		2,5	
Grassilage		13,0		1,8	
Grünroggen		3,8		0,5	
GPS		3,4		0,5	
Sudangras		0,6		0,1	
Getreidekörner		0,4		0,1	
Summe				13,7	
mittl. Trockenmassenanteil*					
[% TM]		23,6			
mittl. organischer Trockenmassenanteil*					
[% oTM]		92,2			
					
Betriebsdaten			Fermenter	Nachgärer	Endlager
Betriebstemperatur	[°C]		40	40	
Arbeitsvolumen	[m³]		990	990	1.160
zugeführte Substratmasse	[t/d]		14		14
zugeführte Substratvolumen	[m³/d]		20		20
hydraulische Verweilzeit*	[d]		48	48	
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen·d]				1,5
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} . inst. Leistung]				10
Biogas					
Zusammensetzung		CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]
		53,9	45,6	0,3	134
					NH ₃ [ppm]
					609
Methanausbeute*	[Nm³/tFM]		81,7		
Methanproduktivität*	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]		0,6		
BHKW					Summe
Anzahl			1		
Hersteller			Riemag		
Typ			Gasmotor		
Motor			MAN		
Zylinder			6		
Hubraum	[l]		12,8		
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]		38,8		
Wirkungsgrad thermisch**	[%]		47,8		
el. Nennleistung**	[kW _{el}]		190		190
th. Nennleistung**	[kW _{th}]		235		235
Stromproduktion					Summe
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]		181		181
Auslastung	[%]		95		95
theoretische Volllaststunden	[h/a]		8.332		8.332
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]		1.583.162		1.583.162
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /tFM]		316		316
Wärmenutzung					
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]		1.950.390		
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]		243.799		
genutzte Wärmemenge	[kWh _{th} /a]		901.843		
Gesamtnutzungsgrad	η _{ges}				
	[%]		67		
Eigenstromverbrauch					
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]		202,2		
BHKW	[kWh _{el} /d]		93,2		
Gesamt	[kWh _{el} /d]		295,4		
Eigenstromanteil	[%]		6,8		
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /tFM]		12,2		
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m³Arbeitsvolumen·d]		8,5		
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh _{el} /tFM]		0,6		
Substratausnutzungsgrad					
Faktor	[%]		116		
* berechnet					
** nach Hersteller/Datenblatt					

3.6 Biogasanlage BY 6

Allgemeine Kenndaten

Die Biogasanlage BY6 befindet sich in Niederbayern und wird von den zwei Inhabern betrieben. Diese verfügen über einen insgesamt 260 GVE umfassenden Schweinemastbetrieb. Die Inbetriebnahme der Anlage erfolgte im Jahr 2001. Geplant wurde die Anlage von *Schmack Biogas*. Für den Anbau der Energiepflanzen wird insgesamt eine landwirtschaftliche Nutzfläche von 200 ha benötigt, wovon ca. 80 ha im Besitz der beiden Betreiber sind und die restliche Fläche zugepachtet wird.

Substrateinsatz

Der größte Teil der in BY6 genutzten Substrate besteht aus Maissilage (60 %). Des Weiteren trägt Schweinegülle zum Substratmix mit 34 % bei. Außerdem werden CCM, Zuckerhirse, Grassilage, Weizenstroh und Getreidekörner zu geringen Anteilen eingesetzt (vgl. Tabelle 14).

Funktionsweise

Wie in

Abbildung 16 ersichtlich, besteht BY6 aus einer Vorgrube, zwei liegenden Fermentern, zwei Nachgärern und einem Endlager. Alle Komponenten von BY6 sind, mit Ausnahme der Vorgrube, den beiden Nachgärern und des Endlagers, in einem Gebäude untergebracht. In der 300 m³ fassenden Vorgrube wird die Schweinegülle gesammelt, bis sie über die zentrale Pumpstation mittels einer Drehkolbenpumpe (Hersteller: *Eisele*) in die beiden parallel geschalteten, liegenden Fermenter gefördert wird. Die beiden Fermenter haben jeweils ein Arbeitsvolumen von 240 m³, deren hydraulische Verweilzeit beträgt jeweils 13 Tage. Feste Substrate werden mittels Eintragsschnecken (Hersteller: *Eckard*) den Fermentern zugeführt. Durchmischt werden die auf 37...38 °C beheizten Fermenter jeweils mit einem horizontalen Paddelrührwerk (Hersteller: *Schmack*). Über die Pumpstation wird das Substrat von den Fermentern in den ersten Nachgärer gefördert, wovon es weiter mittels eines Überlaufes in den zweiten gelangt. Die beiden Nachgärer sind als stehende Behälter ausgeführt, die mit einer Folienhaube gasdicht abgedeckt sind und jeweils über ein Arbeitsvolumen von 800 m³ verfügen. Das Substrat wird in den Nachgärern auf 38...39 °C gehalten. Vom zweiten Nachgärer aus wird das Substrat über die zentrale Pumpstation in das 1.800 m³ fassende offene Endlager gepumpt. In den Nachgärern beträgt die Verweilzeit jeweils ca. 22 Tage. Die Vorgrube, die beiden Nachgärer und das Endlager werden von elektrischen Tauchmotorrührwerken (Hersteller *Eisele*) durchmischt. Die zentrale Pumpstation ermöglicht ein Rezirkulieren des Inhalts der Nachgärer in die Fermenter.

Das Biogas wird über Luftzufuhr in beide Fermenter entschwefelt und in einem externen Gaskühlgerät entfeuchtet, bevor es den vier baugleichen Zündstrahlmotor-BHKW (Hersteller: *Schnell*) mit einer jeweiligen el. Nennleistung von 80 kW_{el} zugeführt wird.

Strom- und Wärmenutzung

Die gesamte Biogasanlage wird mit dem in den in den BHKW erzeugten Strom versorgt. Der überschüssige Strom wird ins Netz des EVU eingespeist.

Die erzeugte Wärme wird nicht KWK-Bonus-fähig genutzt.

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Die zentrale Pumpstation sowie die Feststoff-Einbringung ist zeit- und mengengesteuert, die Rührwerke laufen in festgelegten Zeitintervallen, flüssige Substrate werden mengengesteuert in die Fermenter gepumpt.

Messtechnisch überwacht werden die Füllstände der beiden Fermenter, die Gaszusammensetzung und die Substrattemperatur in den Gärbehältern.

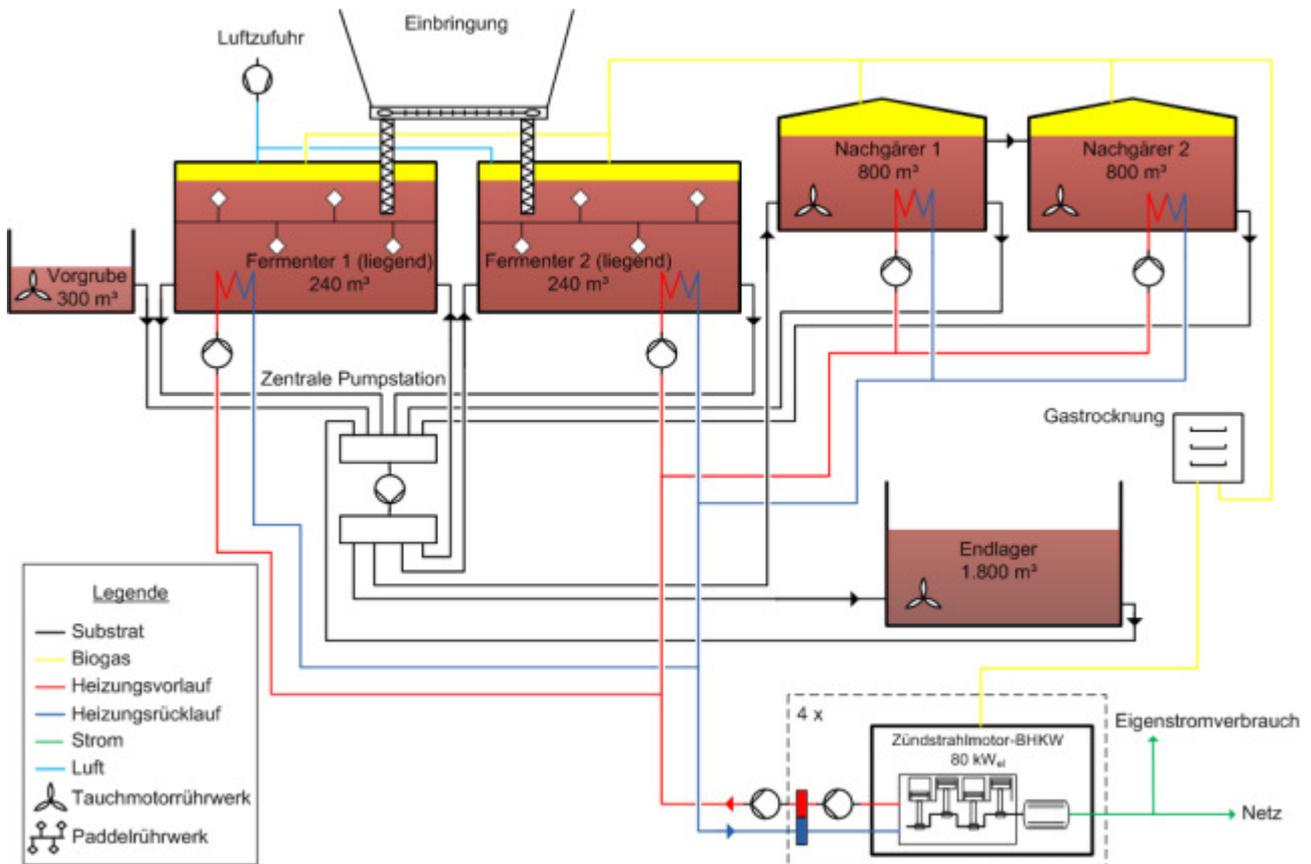
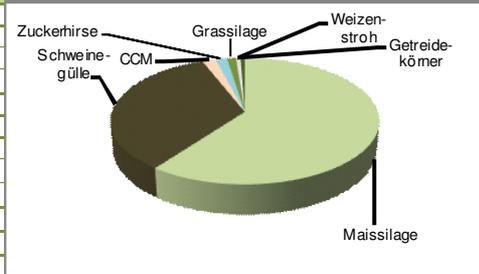


Abbildung 16: Prozessschema BY6

Tabelle 14: Datenblatt BY6

2009							
Biogasanlage BY 6							
Allgemein							
Inbetriebnahme		2001					
Planung/Bau		Schmack Biogas AG					
Nutzfläche Energiepflanzenanbau		200 ha					
		260 GVE,					
Tierbesatz auf eigenem Hof		Schweinemast					
Substrate		[%]	[t/d]				
Maissilage		60,2	15,3				
Schweinegülle		33,9	8,6				
CCM		1,9	0,5				
Zuckerhirse		1,6	0,4				
Grassilage		1,3	0,3				
Weizenstroh		0,6	0,2				
Getreidekörner		0,6	0,2				
Summe			25,4				
mittl. Trockenmassenanteil*							
[% TM]		25,1					
mittl. organischer Trockenmassenanteil*							
[% oTM]		93,7					
Betriebsdaten			Fermenter 1	Fermenter 2	Nachgärer 1	Nachgärer 2	Endlager
Betriebstemperatur	[°C]		38	37	38	39	
Arbeitsvolumen	[m³]		240	240	800	800	1.800
zugeführte Substratmasse	[t/d]		13	13			
zugeführte Substratvolumen	[m³/d]		18	18			
hydraulische Verweilzeit*	[d]		13	13	22	22	
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen·d]						
							2,9
spez. Faulraum	[m³/kW _{el.} inst. Leistung]						
							7
Biogas							
Zusammensetzung		CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]	
		53,8	42,4	0,6	0	6	
Methanausbeute*	[Nm³/tFM]		58,3				
Methanproduktivität*	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]		0,7				
BHKW							Summe
Anzahl			1	1	1	1	
Hersteller			Schnell	Schnell	Schnell	Schnell	
Typ			Zündstrahl	Zündstrahl	Zündstrahl	Zündstrahl	
Motor			-	-	-	-	
Zylinder			-	-	-	-	
Hubraum			-	-	-	-	
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]		37,0	37,0	37,0	37,0	
Wirkungsgrad thermisch**	[%]		44,0	44,0	44,0	44,0	
el. Nennleistung**	[kW _{el}]		80	80	80	80	320
th. Nennleistung**	[kW _{th}]		95	95	95	95	380
Stromproduktion							Summe
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]		64	64	64	64	256
Auslastung	[%]		80	80	80	80	80
theoretische Volllaststunden	[h/a]		6.999	6.999	6.999	6.999	6.999
Bruttostromerzeugung	[kWh _{a/a}]		559.902	559.902	559.902	559.902	2.239.609
Stromertrag pro t FM	[kWh _a /tFM]		240				240
Wärmenutzung							
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]		2.663.319				
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]		332.915				
genutzte Wärmemenge	[kWh _{th} /a]		0				
Gesamtnutzungsgrad							
	η _{Gas}						
	[%]		43				
Eigenstromverbrauch							
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]		258,9				
BHKW	[kWh _{el} /d]		203,0				
Gesamt	[kWh _{el} /d]		461,9				
Eigenstromanteil	[%]		7,5				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /tFM]		2,7				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m³Arbeitsvolumen·d]		3,3				
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh _{el} /tFM]		2,3				
Substratausnutzungsgrad							
Faktor	[%]		75				
* berechnet							
** lt. Hersteller							
*** Annahme							



3.7 Biogasanlage BY 7

Allgemeine Kenndaten

BY7 wird von einem Einzelunternehmer geführt, der neben der Strom- und Wärmeproduktion aus Biogas noch zusätzlich eine Milchviehhaltung mit 130 GVE betreibt. Die 2005 in Betrieb genommene Anlage befindet sich in Oberbayern und wurde von *Regenerative Energien Planung und Beratung Dyckhoff* geplant. Der eigentliche Bau wiederum wurde in Zusammenarbeit mit mehreren Lieferanten durchgeführt. Die vergorenen Energiepflanzen werden auf 158 ha landwirtschaftlicher Nutzfläche produziert. Von dieser Fläche befinden sich 28 ha in eigenem Besitz, die fehlenden 130 ha werden zugepachtet.

Substrateinsatz

Den größten Anteil der eingebrachten Substrate hat mit 45,2 % Mais. 37,5 % der eingebrachten Substrate sind Rindergülle aus der eigenen Milchviehhaltung und aus Zukauf (70 GVE). Weiter werden Grassilage (11,7 %), Ganzpflanzensilage und Raps (zusammen 5 %), Klee gras und Rindermist vergoren (vgl. Tabelle 15).

Funktionsweise

Die Anlage (Abbildung 17) besteht aus zwei identischen Fermentern, einem Nachgärer und einem gasdicht abgedeckten Endlager. Als Einbringsystem steht ein Feststoffdosierer (Hersteller: *Romberger*) auf der Decke des zweiten Fermenters, der über Eintragschnecken feste Substrate in die beiden Fermenter befördert. Um den ersten Fermenter beschicken zu können, ist der Eintragschnecke eine Transportschnecke vorgeschaltet. Die beiden Fermenter sind in rundbauweise ausgeführt, durch eine Betondecke gasdicht verschlossen und besitzen jeweils ein Arbeitsvolumen von 1.000 m³. Die hydraulische Verweilzeit beträgt jeweils 39 Tage. Alle Gärbehälter dieser Anlage sind im Boden eingelassen und werden bis auf das Endlager von an der Fermenterinnenwand angebrachten Heizelementen auf einem Temperaturniveau von 39 °C gehalten. Zur Durchmischung der Fermenter kommen jeweils ein langsam laufendes, bodengelagertes Langachsührwerk (Hersteller: *Fankhauser*) und ein elektrisches Tauchmotorührwerk (Hersteller: *Eisele*) zum Einsatz. Der Nachgärer (2.100 m³) wird mit zwei dieser elektrischen Tauchmotor-Propellerrührwerke durchmischt. Auch er wird über eine an der Wand installierte Heizung auf einer konstanten Temperatur von 36 °C gehalten. Im Nachgärer beträgt die hydraulische Verweilzeit 41 Tage. Der Nachgärer ist mit einem Foliendach ausgestattet, das als Gasspeicher dient. Gleiches gilt für das 3.200 m³ fassende Endlager. Auch dieses besitzt ein Foliendach und erweitert so das Gasspeichervolumen auf insgesamt ca. 1.250 m³. Im Endlager kommen die gleichen Rührwerke wie im Nachgärer zum Einsatz, eine Heizung ist hier nicht installiert. Natürliche Überläufe stellen in jedem Behälter die gleiche Füllhöhe sicher. Zusätzlich sind die Behälter über eine zentrale Pump- und Verteilerstation verbunden. Mit dieser besteht die Möglichkeit zwischen allen Gärbehältern zu rezirkulieren oder auch die Gülle aus der 150 m³ großen Vorgrube dem Gärprozess zuzugeben. Als Pumpe wird eine Drehkolbenpumpe (Hersteller: *Eisele*) verwendet.

Die Biogasleitungen sind so installiert, dass das entstehende Gas nacheinander durch den ersten und zweiten Fermenter, den Nachgärer und schließlich das Endlager geleitet wird. Zur Gaskühlung wird das Biogas nach Austritt aus dem Endlager durch eine 300 m lange Kühlstrecke im Erdreich geführt. Die Entschwefelung findet über Lufteinblasung statt.

Strom und Wärme wird bei dieser Anlage mit Hilfe von zwei Gasmotor-BHKW (Hersteller: *Elektro Hagl*) erzeugt, die in einem dafür geschaffenen Gebäude untergebracht sind. Die beiden BHKW sind baugleich und besitzen jeweils eine elektrische Nennleistung von 190 kW_{el}. Gesteuert werden

die Motoren sowie alle anderen Anlagenkomponenten von einer Steuerungseinheit, die sich in einem separaten Raum des BHKW-Gebäudes befindet.

Strom- und Wärmenutzung

Der gesamte erzeugte Strom wird ins Netz eingespeist.

Die vom BHKW erzeugte Wärme wird neben der Beheizung der Gärbehälter wie folgt genutzt:

- Hackschnitzeltrocknung ($3.000 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$),
- Wärmeversorgung von drei Wohnhäusern ($150 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$),
- Hallenbeheizung ($70 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$).

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Das Ein- und Ausschalten von Einbringung, Rührwerken und Drehkolbenpumpe übernimmt eine Zeitsteuerung, die darauf ausgelegt ist, nicht mehr als zwei elektrische Verbraucher parallel laufen zu lassen. Die Einbringung ist mit einer Waage ausgestattet und deshalb primär massegesteuert, d.h. sie schaltet ab, nachdem sie die vorgegebene Substratmasse eingebracht hat. Um zu verhindern, dass der Feststoffdosierer bei einem Substratstau ununterbrochen in Betrieb ist, gibt die Zeitsteuerung zusätzlich eine Zeitspanne vor, die die Einbringung maximal benötigen darf, bevor sie abgeschaltet wird. Die Heizungspumpen für die beiden Fermenter und den Nachgärer sind temperaturgeregelt.

Zur Messtechnik der Anlage gehören Stromzähler für den Fremdstrom zur Biogaserzeugung, zur BHKW-Versorgung, zur Hackschnitzeltrocknung und für den ins Netz eingespeisten Strom. Für die beiden Wohnhäuser, die Maschinenhalle und die Hackschnitzeltrocknung sind Wärmemengenzähler verbaut. Die Temperatur der Gärbehälter wird über Temperatursensoren kontrolliert. Ein Gasanalysegerät überwacht die Gaszusammensetzung. Vor der Gasregelstrecke ist ein Gasvolumenstrom-Messgerät installiert, das aber nach übereinstimmender Meinung einen zu hohen Wert anzeigt. Es wird deshalb nur dazu verwendet Trendänderungen in der Biogasverwertung zu erkennen. Zur Untersuchung der Biologie wird schließlich einmal im Jahr eine Substratprobe an ein Labor gegeben und dort analysiert.

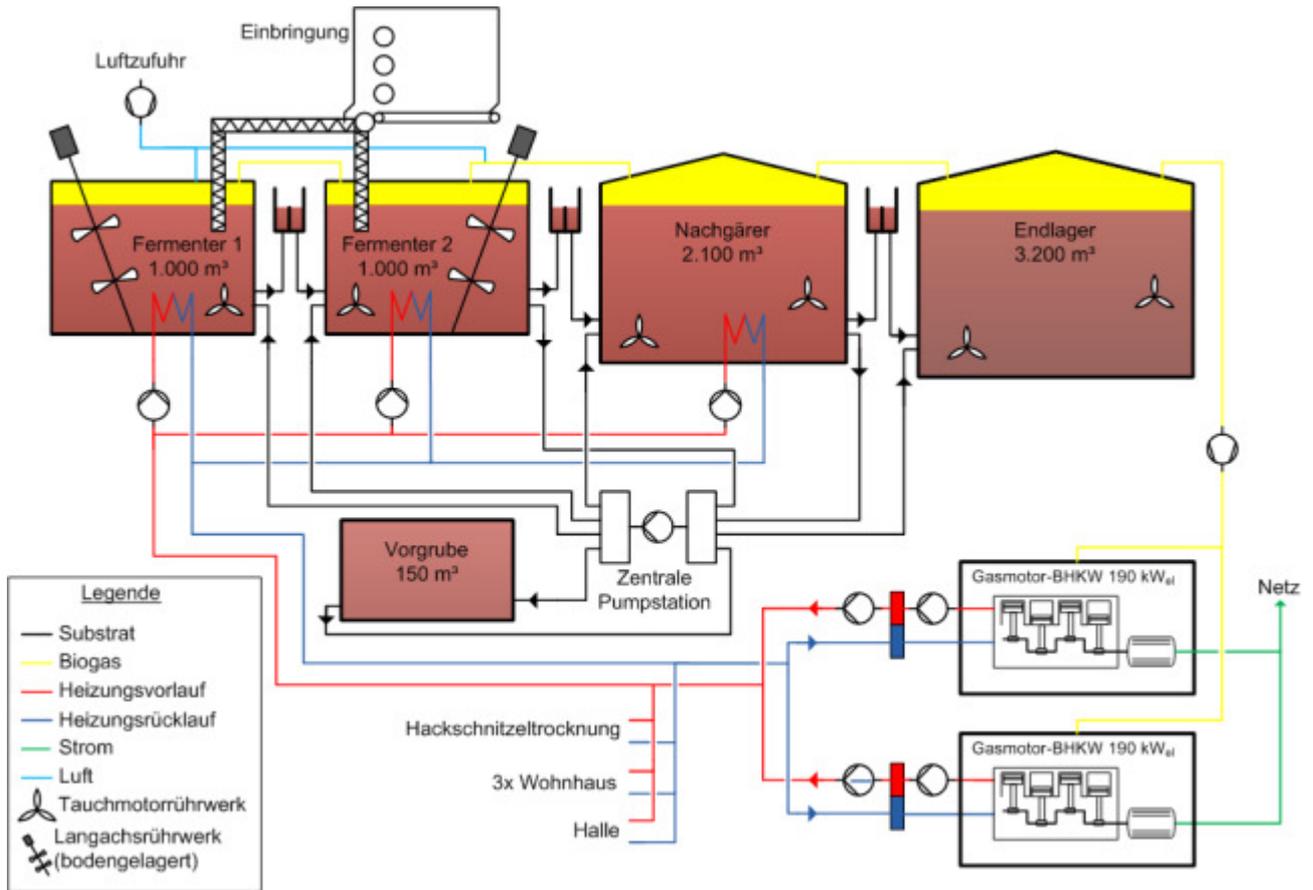


Abbildung 17: Prozessschema BY7

Tabelle 15: Datenblatt BY7

2009							
Biogasanlage BY 7							
Allgemein							
Inbetriebnahme	2005						
Planung/Bau	Regenerative Energien Planung und Bau, Gabriele Dyckhoff						
Nutzfläche Energiepflanzenanbau	158 ha						
Tierbesatz auf eigenem Hof	130 GVE Milchvieh						
Substrate	[%]	[t/d]					
Maissilage	45,2	15,9					
Rindergülle	37,5	13,2					
Grassilage	11,7	4,1					
GPS	3,3	1,1					
Raps	2,1	0,7					
Getreidekörner	0,1	0,0					
Rindermist	0,0	0,0					
Summe		35,1					
mittl. Trockenmassenanteil*							
[% TM]	23,5						
mittl. organischer Trockenmassenanteil*							
[% oTM]	92,0						
Betriebsdaten			Fermenter 1	Fermenter 2	Nachgärer		Endlager
Betriebstemperatur	[°C]		39	39	36		
Arbeitsvolumen	[m³]		1.000	1.000	2.100	3.200	
zugeführte Substratmasse	[t/d]		18	18		35	
zugeführte Substratvolumen	[m³/d]		25	25		51	
hydraulische Verweilzeit*	[d]		39	39	41	63	
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen·d]					1,0	
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} .inst. Leistung]					19	
Biogas							
Zusammensetzung		CH₄ [%]	CO₂ [%]	O₂ [%]	H₂S [ppm]	NH₃ [ppm]	
		51,2	46,6	0,6	2	71	
Methanausbeute*	[Nm³/t _{FM}]		66,5				
Methanproduktivität*	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]		0,3				
BHKW						Summe	
Anzahl			1	1			
Hersteller			Hagl	Hagl			
Typ			Gasmotor	Gasmotor			
Motor			MAN	MAN			
Zylinder			6	6			
Hubraum	[l]		12,8	12,8			
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]		38,6	38,6			
Wirkungsgrad thermisch**	[%]		43,0	43,0			
el. Nennleistung**	[kW _{el}]		190	190		380	
th. Nennleistung**	[kW _{th}]		211	211		422	
Stromproduktion						Summe	
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]		187	187		374	
Auslastung	[%]		98	98		98	
theoretische Volllaststunden	[h/a]		8.615	8.615		8.615	
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]		1.636.930	1.636.930		3.273.860	
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]		256	256		256	
Wärmenutzung							
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]		3.649.883				
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]		429.883				
genutzte Wärmemenge	[kWh _{th} /a]		3.220.000				
Gesamtnutzungsgrad	η_{Ges}						
	[%]		82				
Eigenstromverbrauch							
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]		266,6				
BHKW	[kWh _{el} /d]		158,6				
Gesamt	[kWh _{el} /d]		425,2				
Eigenstromanteil	[%]		4,7				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]		6,2				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m³Arbeitsvolumen·d]		3,0				
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	kWh/t _{FM}		1,2				
Substratausnutzungsgrad							
Faktor	[%]		97				
* berechnet							
** lt. Hersteller							

3.8 Biogasanlage BY 8

Allgemeine Kenndaten

Bei der Anlage BY8 handelt es sich um eine im Jahr 2004 errichtete, reine NawaRo-Anlage eines Einzelunternehmers in Oberbayern, zu deren Betrieb 195 ha landwirtschaftliche Nutzfläche benötigt werden. Davon befinden sich 25 ha in Eigenbesitz. Weitere 135 ha werden zugepachtet. Die benötigten Substratmengen der restlichen 35 ha werden zugekauft. Planung der Anlage erfolgte durch die *NQ Anlagentechnik*.

Substrateinsatz

Bis Ende des Jahres 2008 wurde überwiegend Grassilage vergoren. Durch vermehrte biologische Probleme in den Fermentern entschied sich der Anlagenbetreiber im Winter 2008, Mais als Hauptsubstrat einzusetzen. Der Substratmix setzt sich seitdem aus 74,3 % Maissilage, 22,6 % Grassilage und einem geringen Anteil von Schafmist und Stroh zusammen (vgl. Tabelle 16).

Funktionsweise

Bei der Erstinbetriebnahme bestand die Anlage aus einem Fermenter und einem Nachgärer. Im Jahr 2006 wurde die Anlage erweitert und besteht seitdem aus zwei Fermentern, einem Nachgärer sowie einem Endlager (vgl. Abbildung 17). Das Arbeitsvolumen des ersten Fermenters beträgt 900 m³, das des zweiten 1.200 m³. Die hydraulischen Verweilzeit beträgt im ersten Fermenter 39, im zweiten Fermenter 52, und im Nachgärer 33 Tage. Beide Fermenter sind, ebenso wie Nachgärer und Endlager, in Rundbauweise mit Betondecke ausgeführt. Als Rührwerke kommen im ersten Fermenter ein vertikales, durch die Decke geführtes Axialrührwerk (Hersteller: *NQ Anlagentechnik*) und ein vertikal durch die Decke geführter Stabmixer (Hersteller: *NQ Anlagentechnik*) zum Einsatz. Im zweiten Fermenter sind dieselben Rührwerkstypen installiert, nur ragt hier der Stabmixer (Hersteller: *Suma*) horizontal in den Gärraum. Alle vier Gärbehälter sind an der Außenwand isoliert, besitzen einen durch zusätzlich angebrachte Wärmetauscher entkoppelten Heizkreis und werden mit einer Temperatur von 44 °C betrieben. Die Beschickung übernimmt ein zentral zwischen den beiden Fermentern platzierter, zeitlich gesteuerter Feststoffdosierer (Hersteller: *NQ Anlagentechnik*) über jeweils eine Dosier- und eine Eintragungsschnecke, der alle drei Stunden die Fermenter mit frischem Substrat versorgt. Der Substratfluss zwischen den einzelnen Behältern erfolgt ausschließlich über die zentrale Drehkolbenpumpe (Hersteller: *Vogelsang*), über die auch die Rezirkulation und die Weiterleitung des Substrats in den Nachgärer und das Endlager gesteuert wird. Der Nachgärer hat ein Fassungsvermögen von 1.500 m³ und ist mit zwei vertikalen Axialrührwerken (Hersteller: *NQ Anlagentechnik*) ausgestattet. Da es im Endlager mit 1.200 m³ letztlich um die Ausnutzung des Restgaspotenzials geht, ist hier lediglich ein Rührwerk installiert.

Die Gasstrecke ist so geführt, dass das gebildete Biogas von den beiden Fermentern auch die weiteren Gärbehälter durchströmt. Im weiteren Verlauf strömt das Biogas in den 350 m³ großen Gassack. Dieser liegt ungeschützt vor Witterungseinflüssen zwischen dem ersten Fermenter, dem Endlager und einer Außenwand eines Fahrsilos. Bevor das Gas schließlich den BHKW zugeführt wird durchläuft es zur Trocknung eine Kühlstrecke, die als doppelwandiges Rohr ausgeführt ist, dessen äußerer Ring mit Wasser durchströmt wird, welches von einem Kühlaggregat auf einer niedrigen Temperatur gehalten wird und so dem im Inneren strömenden Gas die Wärme entzieht. Im Anschluss daran wird das auskondensierte Biogas durch ein gleichartiges Wärmetauschersystem und durch Nutzung der BHKW-Abwärme wieder erwärmt. Die Entschwefelung des Biogases findet durch Lufteinblasung in die beiden Fermenter statt.

Zur Nutzung des Biogases sind zwei Gasmotor-BHKW (Hersteller: *Elektro Hagl*) mit einer el. Nennleistung von 190 kW_{el} installiert. Die BHKW stehen in einem von einer Maschinenhalle abge-

trennten Raum. Gesteuert werden sie, wie alle anderen Anlagenkomponenten auch, von einer Warte aus, die sich ebenfalls in der Maschinenhalle befindet.

Strom- und Wärmenutzung

Wegen der Substratumstellung im Winter 2008 wird die jährlich eingespeiste Strommenge, genau wie alle anderen Anlagenkennwerte, aus den Werten des ersten Halbjahres 2009 interpoliert. So ist nach Abschluss des Jahres 2009 die in Tabelle 16 genannte Bruttostromerzeugung zu erwarten. Die gesamte erzeugte Strommenge wird ins Netz eingespeist.

Die erzeugte Wärme wird ausschließlich zur Fermenterbeheizung genutzt. KWK-Bonus-fähige Wärmeabnehmer sind an der Anlage nicht vorhanden.

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Die gesamte Biogaserzeugung wird über eine Bedienoberfläche am Computer gesteuert mit der für die Einbringung, die Drehkolbenpumpe und für jedes Rührwerk Lauf- und Pausenzeiten festgelegt oder verändert werden können. Zudem wird hier auch die Pumpentechnik mit Drehkolbenpumpe und Schiebersystemen und dadurch der Substratfluss zwischen den Gärbehältern geregelt. Die Heizungspumpen für die Gärbehälter und das Kühlaggregat für die Gaskühlstrecke sind temperaturgesteuert.

Zur Messtechnik dieser Anlage gehören Stromzähler für die eingespeiste Energiemenge und für den Eigenenergieverbrauch. In der Bedienoberfläche für die Anlagensteuerung sind für alle Hauptkomponenten der Biogaserzeugung zwar Betriebsstundenzähler integriert, nur muss auf Grund der angezeigten Werte, die in vielen Fällen nicht mit den in der Anlagensteuerung hinterlegten Werten korrespondieren, deren Richtigkeit in Frage gestellt werden. Genauso verhält es sich mit dem in der Gasregelstrecke installierten Durchflussmessgerät, das, verglichen mit den Angaben des Motorenherstellers, eine zu hohe Gasmenge angibt.

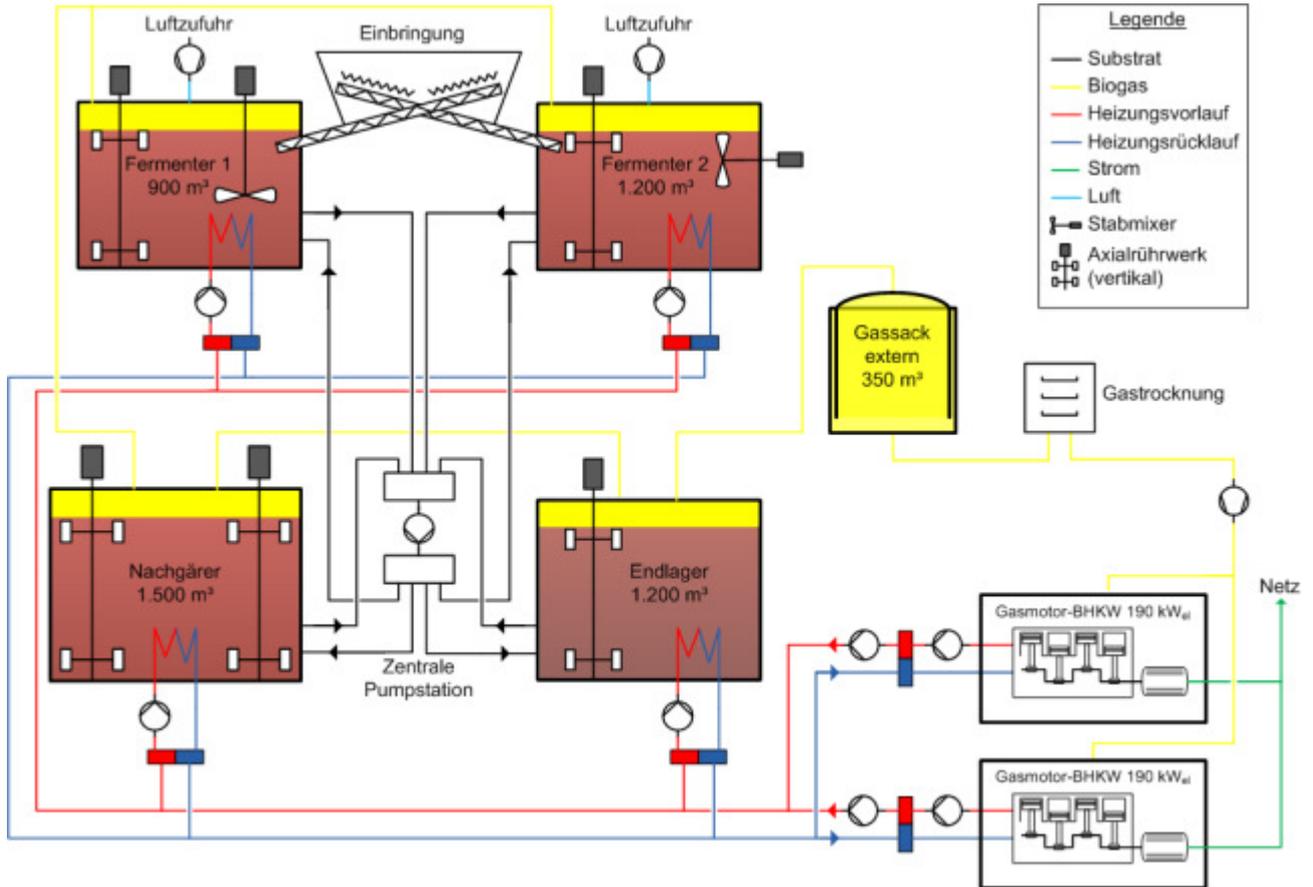


Abbildung 18: Prozessschema BY8

Tabelle 16: Datenblatt BY8

2009						
Biogasanlage BY 8						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2004, Erweiterung 2006					
Planung/Bau	NQ Anlagentechnik GmbH					
Nutzfläche Energiepflanze nanbau	195 ha					
Tierbesatz am Hof	0					
Substrate						
	[%]	[t/d]				
Maissilage	74,3	19,1				
Grassilage	22,6	5,8				
Schafmist	2,9	0,8				
Stroh	0,1	0,04				
Summe		25,7				
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]	33,4					
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% oTM]	93,4					
Betriebsdaten						
		Fermenter 1	Fermenter 2	Nachgärer	Endlager	Summe
Betriebstemperatur	[°C]	44	44	44	44	
Arbeitsvolumen	[m ³]	900	1.200	1.500	1.200	4.800
zugeführte Substratmasse	[t/d]	13	13			26
zugeführte Substratvolumen	[m ³ /d]	23	23			46
hydraulische Verweilzeit*	[d]	39	52	33	26	98
Raumbelastung	[kg o TM/m ³ Arbeitsvolumen·d]					1,7
spez. Faulraum	[m ³ /kW _{el.} inst. Leistung]					13
Biogas						
Zusammensetzung	CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]	
	53,6	44,3	0,3	6	80	
Methanausbeute*	[Nm ³ /t _{FM}]	89,4				
Methanproduktivität*	[Nm ³ /m ³ Arbeitsvolumen]	0,5				
BHKW						
						Summe
Anzahl		1	1			
Hersteller		Hagl	Hagl			
Typ		Gasmotor	Gasmotor			
Motor		MAN	MAN			
Zylinder		6	6			
Hubraum	[l]	12,8	12,8			
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]	38,5	38,5			
Wirkungsgrad thermisch**	[%]	43,0	43,0			
el. Nennleistung**	[kW _{el}]	190	190			380
th. Nennleistung**	[kW _{th}]	212	212			424
Stromproduktion						
						Summe
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	184	184			369
Auslastung	[%]	97	97			97
theoretische Volllaststunden	[h/a]	8.496	8.496			8.496
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]	1.614.313	1.614.313			3.228.626
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]	344	344			344
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]	3.602.467				
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]	450.308				
genutzte Wärmemenge	[kWh _{th} /a]	0				
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}					
	[%]	44				
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]	430,0				
BHKW	[kWh _{el} /d]	204,9				
Gesamt	[kWh _{el} /d]	634,9				
Eigenstromanteil	[%]	7,2				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]	12,6				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m ³ Arbeitsvolumen·d]	6,8				
Eigenbedarf Einbringung ohne Gülle	[kWh _{el} /t _{FM}]	0,4				
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]	86				
* berechnet						
** lt. Hersteller						

3.9 Biogasanlage BY 9

Allgemeine Kenndaten

BY9 wird von einem Einzelunternehmer geführt, der neben der Strom- und Wärmeproduktion aus Biogas noch zusätzlich eine Mastrienderhaltung mit ca. 260 GVE betreibt. Die 2006 in Betrieb genommene Anlage befindet sich in Niederbayern und wurde von Cowatec geplant und schlüsselfertig gebaut. Die vergorenen Energiepflanzen werden auf 200 ha landwirtschaftlicher Nutzfläche produziert. Von dieser Fläche befinden sich ca. 65 ha in eigenem Besitz, ca. 35 ha werden zugepachtet. Zudem werden Substrate auf ca. 100 ha zugekauft.

Substrateinsatz

Den größten Anteil der eingebrachten Substrate hat mit 42,1 % Rindergülle aus der eigenen Mastrienderhaltung. 38,3 % der eingebrachten Substrate sind Maissilage. Weiter werden Grassilage (13,9 %) und Ganzpflanzensilage (4,3%) eingesetzt. Rindermist, Sudangras, Landschaftspflegematerial und Stroh finden nur in geringen Mengen Verwendung (vgl. Tabelle 17).

Funktionsweise

Die Anlage BY9 (Abbildung 19) besteht aus einem liegenden Pfpfenstromfermenter, einem Nachgärer und zwei geruchsdicht abgedeckten Endlagern. Einbringsystem ist ein Feststoffdosierer (Hersteller: *Awila/Bruns*) in unmittelbarer Nähe des Fermenters, der über mehrere Förderschnecken und eine Eintragschnecke dem Fermenter festes Substrat zuführt. Der Pfpfenstromfermenter ist durch eine Betondecke gasdicht verschlossen und besitzt ein Arbeitsvolumen von 600 m³. Die hydraulische Verweilzeit beträgt 10 Tage. Alle Gärbehälter dieser Anlage werden, bis auf die beiden Endlager, durch eine externe Beheizung auf einem Temperaturniveau von 42...44 °C gehalten. Zur Durchmischung des Fermenters kommen zwei langsam laufende Paddelrührwerke (Hersteller: *Höpfli*) zum Einsatz. Der Nachgärer (2.000 m³) wird mit zwei bodengelagerten Langachs-rührwerken (Hersteller: *Fankhauser*) durchmischt. Im Nachgärer beträgt die hydraulische Verweilzeit 34 Tage. Zudem ist dieser mit einem Doppelmembran-Foliendach (Hersteller: *Agrotel*) ausgestattet, das als Gasspeicher (950 m³) dient. Die beiden Endlager mit je 2.000 m³ sind mit einem Foliendach geruchsdicht abgedeckt. Im ersten Endlager kommen je ein elektrisch betriebener Stabmixer (Hersteller: *Reiter*) und ein zapfwellengetriebener Stabmixer (Hersteller: *Reiter*) zum Einsatz sowie ein weiterer zapfwellengetriebener Stabmixer (Hersteller: *Reiter*) im zweiten Endlager. Über eine zentrale Pump- und Verteilerstation sind alle Behälter miteinander verbunden. Mit dieser besteht die Möglichkeit zwischen allen Gärbehältern zu rezirkulieren oder auch die Gülle aus der 100 m³ großen Vorgrube dem Gärprozess zuzuführen. Zudem wird über die zentrale Substratverteilung die Beheizung der Gärbehälter bewerkstelligt. Als Pumpe dient hierzu eine Drehkolbenpumpe (Hersteller: *Eisele*). Zusätzlich zur zentralen Substratverteilung besteht eine Verbindung zwischen Fermenter und Nachgärer, worüber Substrat vom Fermenter in den Nachgärer durch eine Exzentrerschneckenpumpe (Hersteller: *Pumpenfabrik Wangen*) und einen Nasszerkleinerer (Hersteller: *Voglsang*) gefördert wird. Der Nachgärer und die beiden Endlager sind zudem über natürliche Überläufe miteinander verbunden.

Das produzierte Biogas wird, bevor es dem Gasmotor-BHKW (Hersteller: *Jenbacher*) mit einer el. Nennleistung von 526 kW_{el} zugeführt wird, in einer Gaskühlung bzw. -wäsche (Hersteller: *Schimonek*) gereinigt. Die Entschwefelung findet über Lufteinblasung statt, deren Aggregate per Zeitschaltung gesteuert sind. Zudem ist für die Reinigung des BHKW-Abgases ein Thermoreaktor verbaut. Alle Anlagenkomponenten der Biogaserzeugung werden über eine zentrale Einheit gesteuert. Das BHKW wird über eine separate Steuerungseinheit im BHKW-Container geregelt.

Strom- und Wärmenutzung

Der gesamte erzeugte Strom wird ins Netz eingespeist.

Die vom BHKW erzeugte Wärme wird neben der Beheizung der Gärbehälter wie folgt genutzt:

- Hackschnitzeltrocknung ($2.100 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$),
- Wärmeversorgung von zwei Wohnhäuser (105 $\text{MWh}_{\text{th}}/\text{a}$).

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Die Einbringung und Substratpumpen der untersuchten Biogasanlage sind mengengesteuert. Beispielsweise ist die Einbringung mit einer Waage ausgestattet und beendet den Einbringvorgang erst nachdem sie die vorgegebene Substratmasse zugeführt hat. Für die Steuerung der Substratpumpen sind Durchflusszähler verbaut, die die gepumpte Substratmasse erfassen. Neben diesen Parametern werden die Stromaufnahme und Drehmomente verschiedener Aggregate in einem zentralen Computer erfasst. Die Heizungspumpen für die beiden Fermenter und den Nachgärer sind temperaturgeregelt.

Zur Messtechnik der Anlage gehören Stromzähler für den Fremdstrom zur Biogaserzeugung, zur BHKW-Versorgung, zur Hackschnitzeltrocknung und für den ins Netz eingespeisten Strom. Für das Wohnhaus, die Hackschnitzeltrocknung und die Fermenterbeheizung sind Wärmemengenzähler verbaut. Die Temperatur und Füllstände der Gärbehälter werden über Sensoren kontrolliert. Ein Gasanalysegerät überwacht die Gaszusammensetzung. Zudem ist ein Gasvolumenstrom-Messgerät nach der Gaskühlung installiert. Zur Untersuchung der Biologie wird schließlich einmal im Monat eine Substratprobe an ein Labor gegeben und dort analysiert.

Besonderheiten

BY9 weist neben dem verbauten Thermoreaktor zur Abgasreinigung eine weitere Besonderheit auf: Um den Gärprozess des Substrates zu beschleunigen ist eine kinetische Desintegration (Hersteller: *Innovum*) verbaut, die nach Auskunft des Anlagenbetreibers zur Verbesserung der Biogasproduktion beigetragen hat. Zudem verfügt BY9 über eine Gasfackel.

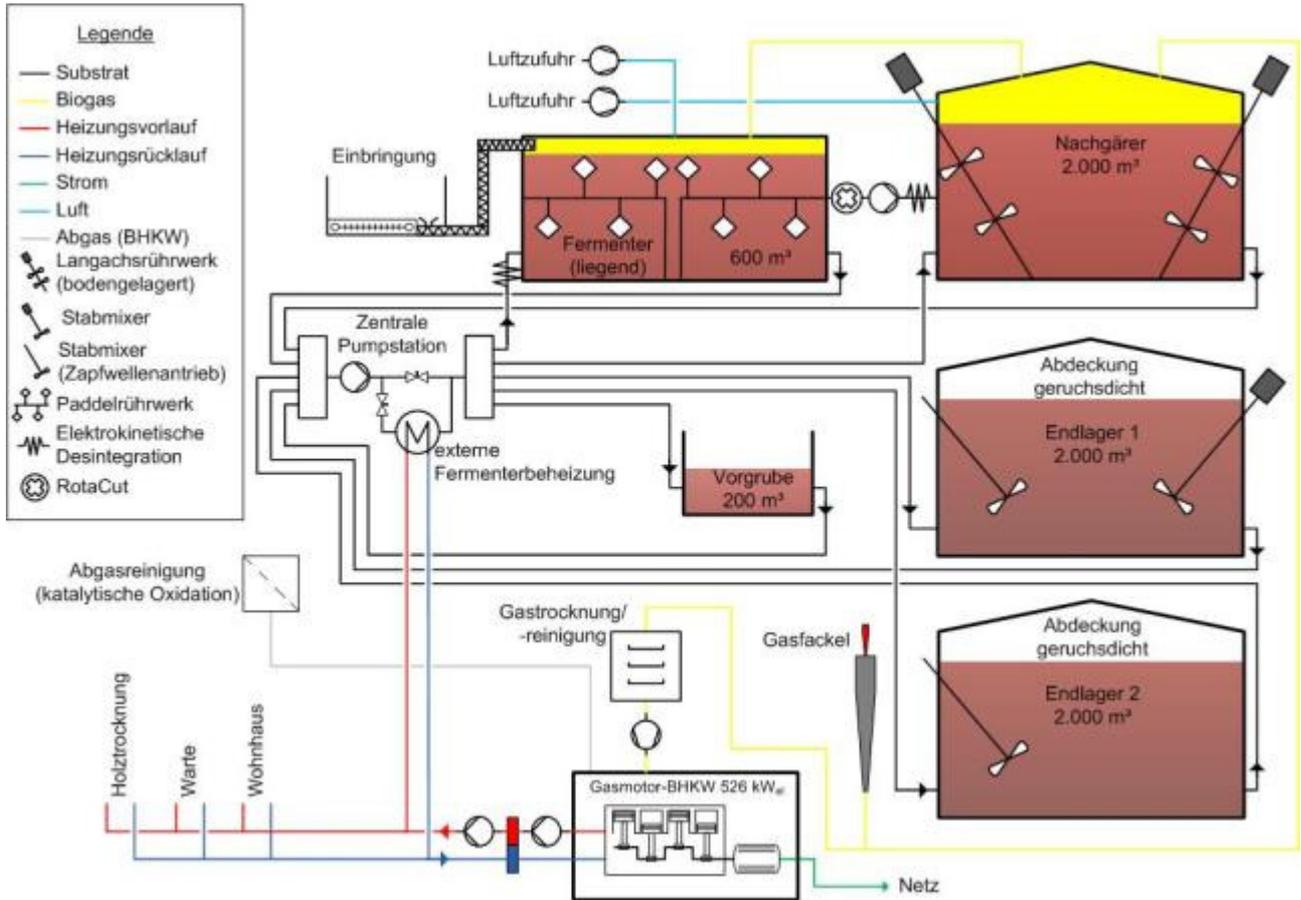
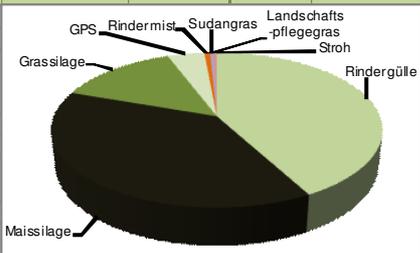


Abbildung 19: Prozessschema BY9

Tabelle 17: Datenblatt BY9

2009						
Bioqasanlage BY 9						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2006					
Planung/Bau	Cowatec GmbH					
Nutzfläche Energiepflanzenanbau	200 ha					
Tierbesatz auf eigenem Hof	260 GVE Mastriinder					
						
Substrate						
	[%]	[t/d]				
Rindergülle	42,1	17,0				
Maissilage	38,3	15,5				
Grassilage	13,9	5,6				
GPS	4,3	1,7				
Rindermist	0,7	0,3				
Sudangras	0,4	0,2				
Landschaftspflegegras	0,4	0,2				
Stroh	0,0	0,0				
Summe		40,5				
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]	22,7					
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% oTM]	91,5					
Betriebsdaten						
		Fermenter	Nachgärer	Endlager 1	Endlager 2	Summe
Betriebstemperatur	[°C]	44	42	-	-	
Arbeitsvolumen	[m³]	600	2.000	2.000	2.000	2.600
zugeführte Substratmasse	[t/d]	40				40
zugeführte Substratvolumen	[m³/d]	59				59
hydraulische Verweilzeit*	[d]	10	34			44
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen*d]					3,2
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} inst. Leistung]					5
Biogas						
Zusammensetzung						
	CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]	
	59,2	-	0,5	44	-	
Methanausbeute*						
	[Nm³/t _{FM}]	74,0				
Methanproduktivität*						
	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]	1,2				
BHKW						
Anzahl		1				Summe
Hersteller		Jenbacher				
Typ		Gasmotor				
Motor		Jenbacher				
Zylinder		12				
Hohlraum	[l]	29,2				
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]	40,4				
Wirkungsgrad thermisch	[%]	43,5%				
el. Nennleistung**	[kW _{el}]	526				526
th. Nennleistung**	[kW _{th}]	566				566
Stromproduktion						
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	503				503
Auslastung	[%]	96				96
theoretische Volllaststunden	[h/a]	8.385				8.385
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]	4.410.300				4.410.300
Stromertrag pro t _{FM}	[kWh _{el} /t _{FM}]	298				298
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]	4.745.684				
Prozesswärme	[kWh _{th} /a]	329.558				
genutzte Wärmemenge	[kWh _{th} /a]	2.180.159				
Gesamtnutzungsgrad	η _{ges}					
	[%]	62				
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]	649,8				
BHKW	[kWh _{el} /d]	268,5				
Gesamt	[kWh _{el} /d]	918,3				
Eigenstromanteil	[%]	7,6				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]	5,8				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m³Arbeitsvolumen*d]	9,1				
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh _{el} /t _{FM}]	1,5				
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]	116				
* berechnet						
** lt. Hersteller						



3.10 Biogasanlage BY 10

Allgemeine Kenndaten

Die Anlage BY10 befindet sich in Niederbayern. Planung und Bau der 2002 in Betrieb genommenen Biogasanlage erfolgte durch *Biogas Hochreiter*. Betrieben wird die Anlage gemeinschaftlich von zwei Landwirten parallel zu deren insgesamt 1.500 Vieh umfassenden Schweinehaltung. Für den Anbau von Energiepflanzen wird insgesamt eine Fläche von 250 ha verwendet, wobei davon 30 % im Besitz der Betreiber sind und entsprechend 70 % zugepachtet werden. Zudem findet ein Zukauf von Substrat auf ca. 60 ha statt.

Substrateinsatz

Hauptsubstrate in BY10 sind Maissilage (38,6 %) und Schweinegülle (37,8 %) (vgl. Tabelle 18). Zusätzlich zu der Schweinegülle aus den Betrieben der Inhaber wird zugekaufte Gülle von ca. 560 Schweinen genutzt. Weiter werden GPS (10,2 %), CCM (5,8 %), Grassilage (5,7 %), und Getreidekörner (2,0 %) in der Anlage genutzt.

Funktionsweise

Wie in Abbildung 20 ersichtlich, besteht BY10 aus einem Fermenter und zwei Nachgärern. Der Fermenter besitzt ein Arbeitsvolumen von 1.570 m³. Die Feststoffdosierung erfolgt über eine vertikal durch die Fermenterdecke geführte Eintragsschnecke (Hersteller: *Stelzenberger*). Die Gülle wird aus der 130 m³ fassenden Vorgrube mit einer Kreiselpumpe (Hersteller: *ABS Deutschland*) in den Fermenter gepumpt. Nach einer hydraulischen Verweilzeit von 29 Tagen gelangt das Substrat durch einen Überlauf in den ersten Nachgärer. Dieser besitzt ein Arbeitsvolumen von 1.900 m³. Über einen weiteren Überlauf gelangt das Substrat in den gleich dimensionierten zweiten Nachgärer. In beiden Nachgärern beträgt die hydraulische Verweilzeit demnach jeweils 35 Tage. Alle Gärbehälter sind mit einer Betondecke gasdicht abgeschlossen und werden mittels eines durch die Decke geführten vertikalen Axialrührwerks (Hersteller: *Stelzenberger*) durchmischt. Im Fermenter ist zusätzlich ein Stabmixer (Hersteller: *Stelzenberger*) verbaut. Das vergorene Substrat gelangt über einen Überlauf in die beiden 720 bzw. 1.000 m³ fassenden Endlager. Der Betreiber hat die Möglichkeit, Inhalt aus jedem Behälter in die Vorgrube zu leiten, indem ein entsprechender Schieber geöffnet wird. Analog kann der Inhalt der Vorgrube in jeden Behälter gepumpt werden.

Zur Entschwefelung des Biogases wird in jeden Gärbehälter Luft eingeblasen. Bevor das im Fermenter und den Nachgärern entstandene Biogas in einem 120 m³ fassenden Gassack geleitet wird, durchläuft es eine 30...40 m lange, erdverlegte Gasleitung zur Entfeuchtung.

Verwertet wird das Biogas in zwei Gasmotor-BHKW (Hersteller: *Hochreiter*) mit einer elektrischen Nennleistung von 230 bzw. 330 kW_{el}.

Strom- und Wärmenutzung

Von der Bruttostromerzeugung (siehe Tabelle 18) wird nach Abzug der Stromverbräuche für die Biogasanlage, zwei Wohnhäuser, einen Schweinestall und eine Bauholztrocknung, die allesamt direkt den von der Biogasanlage erzeugten Strom nutzen, ins Netz eingespeist.

Es wird keine KWK-Bonus-fähige Wärmenutzung geltend gemacht.

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Die Laufzeiten der Rührwerke und der Einbringung sind zeitgesteuert. Der Betrieb der Kreiselpumpe zum Verteilen des Inhalts der Vorgrube wird manuell geregelt. Heizkreispumpen sind temperaturgeregelt.

Messtechnisch werden die ins Netz eingespeiste Strommenge und über eine Waage am Teleskop-lander die Masse der in die Fermenter eingebrachten festen Substrate erfasst.

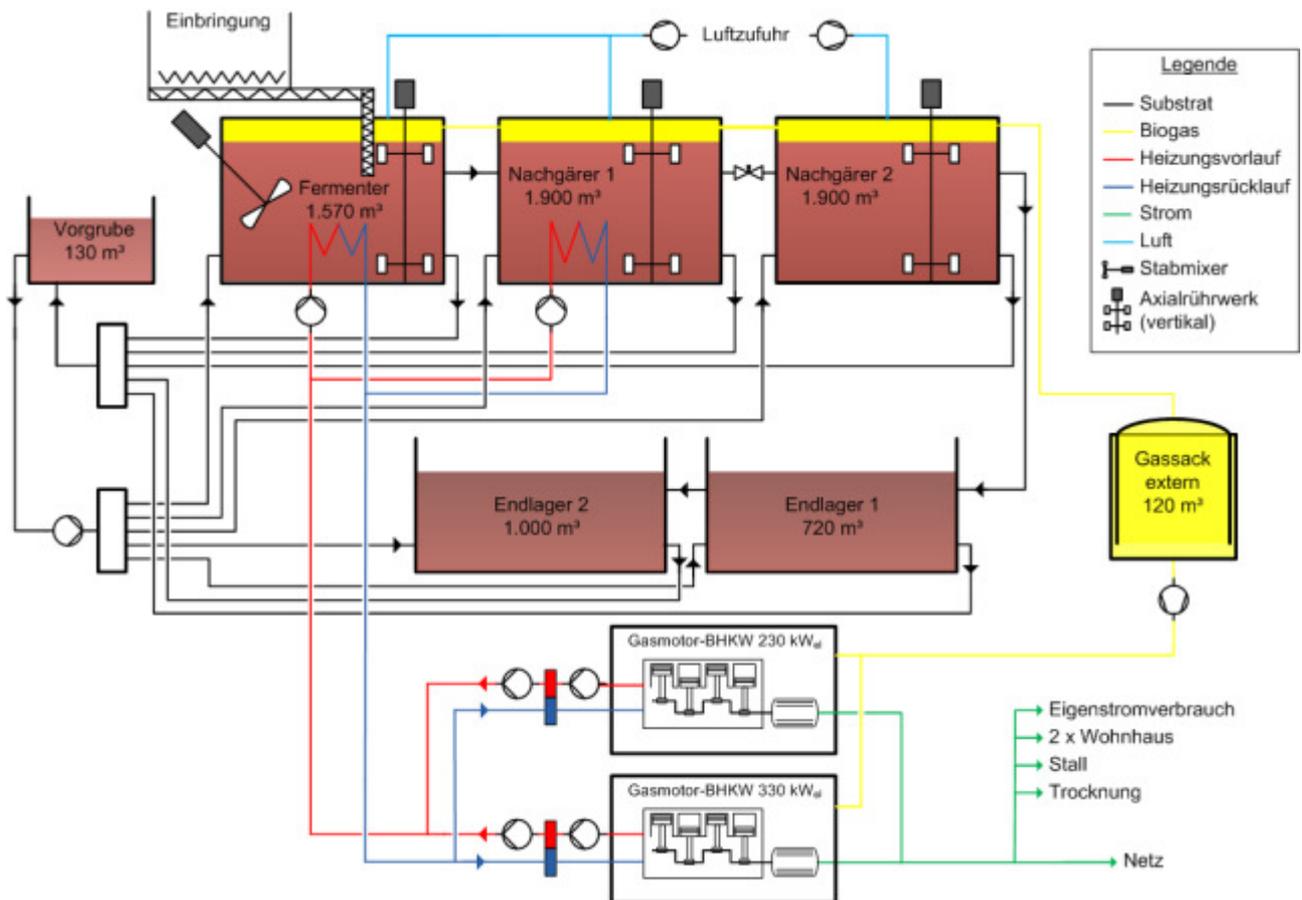
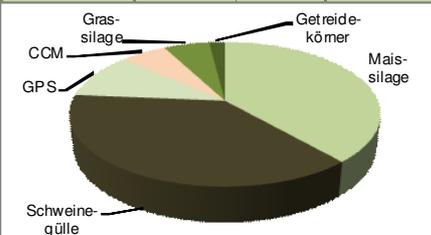


Abbildung 20: Prozessschema BY10

Tabelle 18: Datenblatt BY10

2009						
Biogasanlage BY 10						
Allgemein						
Inbetriebnahme		2002				
Planung/Bau		Biogas Hochreiter GmbH				
Nutzfläche Energiepflanzenanbau		250 ha				
Tierbesatz auf eigenem Hof		1500 Schweine				
						
Substrate		[%]	[t/d]			
Maissilage		38,6	15,6			
Schweinegülle		37,8	15,3			
GPS		10,2	4,1			
CCM		5,8	2,3			
Grassilage		5,7	2,3			
Getreidekörner		2,0	0,8			
Summe			40,4			
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]		25,8				
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% oTM]		93,9				
						
Betriebsdaten			Fermenter	Nachgärer 1	Nachgärer 2	Endlager
Betriebstemperatur	[°C]		51	47	35	-
Arbeitsvolumen	[m³]		1.570	1.900	1.900	1.720
zugeführte Substratmasse	[t/d]		40			40
zugeführte Substratvolumen	[m³/d]		54			54
hydraulische Verweilzeit*	[d]		29	35	35	99
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen·d]					1,8
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} inst. Leistung]					10
Biogas						
Zusammensetzung		CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]
		51,5	46,3	2,0	98	75
Methanausbeute*	[Nm³/t _{FM}]		98,5			
Methanproduktivität*	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]		0,7			
BHKW						Summe
Anzahl			1	1		
Hersteller			Hochreiter	Hochreiter		
Typ			Gasmotor	Gasmotor		
Motor			MAN	MAN		
Zylinder			12	12		
Hubraum	[l]		21,93	21,93		
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]		33,3	33,3		
Wirkungsgrad thermisch	[%]		-	-		
el. Nennleistung**	[kW _{el}]		330	230		560
th. Nennleistung	[kW _{th}]		-	-		-
Stromproduktion						Summe
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]		325	226		551
Auslastung	[%]		98	98		98
theoretische Volllaststunden	[h/a]		8.622	8.622		8.622
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]		2.845.133	1.982.972		4.828.105
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]			327		327
Wärmennutzung						
anfallende Wärme***	[kWh _{th} /a]		6.764.175			
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]		845.522			
genutzte Wärmemenge	[kWh _{th} /a]		0			
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}					
	[%]		39			
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]		326,3			
BHKW	[kWh _{el} /d]		321,7			
Gesamt	[kWh _{el} /d]		648,0			
Eigenstromanteil	[%]		4,9			
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]		6,3			
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m³Arbeitsvolumen·d]		4,8			
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh _{el} /t _{FM}]		2,1			
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]		120			
* berechnet						
** lt. Hersteller						
*** Annahme						

3.11 Biogasanlage MS 1

Allgemeine Kenndaten

Die Inbetriebnahme der Einzelhofanlage MS 1 wurde im Jahr 2006 von *PlanET Biogastechnik* durchgeführt. Es handelt sich um eine zweistufige Nassfermentationsanlage, die parallel zu einer Ferkelzucht (1.000 Sauen) betrieben wird. Die für die Anlage im Eigenbetrieb produzierten Substrate werden auf ca. 240 ha angebaut, wovon sich 30 ha in Eigenbesitz befinden und 210 ha zugepachtet sind. Des Weiteren wurden im Jahr 2009 noch 5.000 t Mais und 365 t Rindertreemist zugekauft. Die Substrate können über ein Jahr auf dem Hof gelagert werden.

Substrateinsatz

In der Biogasanlage werden vorrangig Schweinegülle und Maissilage eingesetzt. Die genaue Substratzusammensetzung des Jahres 2009 ist in Tabelle 19 aufgeführt.

Funktionsweise

Das Verfahrensfliessbild der Anlage ist in Abbildung 21 dargestellt. Die Schweinegülle wird unter den Stallungen gesammelt und mit Hilfe einer Tauchmotorpumpe (3 kW_{el}) in den 1.100 m^3 großen Fermenter befördert. Die Zufuhr der festen Substrate erfolgt von der $19,5 \text{ m}^3$ großen MultiRotor-Schnecke (Feststoffförderer, Hersteller: *PlanET*) zwölfmal am Tag. Durch einen hydraulikbetriebebenen ($7,5 \text{ kW}_{\text{el}}$) Schubboden werden die Substrate zum Schneckensystem befördert, in dem u.a. eine senkrechte Steilschnecke ($5,5 \text{ kW}_{\text{el}}$) und eine horizontale Stopfschnecke (3 kW_{el}) die Substrateinbringung abschließen.

Nach einer Verweildauer von ca. 21 Tagen im Fermenter fließt das Substrat über eine Überlaufleitung in den gleich großen Nachgärer. Zur Durchmischung des zweistufigen Systems ist in jedem Behälter ein Tauchmotorrührwerk (Hersteller: *Flygt*, $13 \text{ kW}_{\text{el}}$) und im Fermenter zusätzlich ein Paddelgigant (Hersteller: *agriKomp*, $15 \text{ kW}_{\text{el}}$) installiert. Ferner kann mit Hilfe einer Tauchmotorpumpe (Hersteller: *Börger*, $1,1 \text{ kW}_{\text{el}}$) Substrat aus dem Nachgärer zurück in den Fermenter gepumpt werden. Das ausgefaulte Substrat wird in dem 2.300 m^3 großen Gärrestlager zwischengelagert bevor es auf landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht wird.

Das Gas wird in den beiden Behältern unter einem gasdichten Foliendach (EPDM, ca. $2 \times 316 \text{ m}^3$) gespeichert.

Zur Entschwefelung des Gases führt ein Kompressor Luft in den Fermenter und Nachgärer. Zusätzlich ist ein Aktivkohlefilter vor dem BHKW installiert. Durch eine erdverlegte Gasleitung und ein Kühlaggregat (Hersteller: *Remko*) erfolgt die Trocknung des Biogases bevor dieses dem Zündstrahlmotor (Hersteller: *Schnell*, $250 \text{ kW}_{\text{el}}$) zugeführt wird.

Strom- und Wärmenutzung

Der produzierte Strom wird vollständig in das Stromnetz des öffentlichen Energieversorgungsunternehmens eingespeist.

Die produzierte thermische Energie wird u.a. für die Beheizung des Fermenters herangezogen. Weitere Wärmeabnehmer sind:

- Abferkelbetrieb ($574 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$),
- Ferkelaufzucht 1 und 2 ($617 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$),
- Wohnhaus ($73 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$),
- Holzhackschnitzeltrocknung ($368 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$).

Im Jahr 2009 wurde somit die thermische Energie vollständig genutzt. Für die Beheizung der Fermenter wird nicht, wie bei den anderen Anlagen, ein Wert von 12,5 % von der Wärmeproduktion verwendet, sondern nur 9 %, da sonst mehr Wärme genutzt wird als tatsächlich vorhanden ist.

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Alle Aggregate der Biogasanlage werden automatisch, nach festgelegten Zeitintervallen, betrieben. Einzig das Tauchmotorrührwerk des Endlagers läuft nicht in bestimmten Zyklen am Tag, sondern durchmischt den Behälter nur nach Wunsch. Allerdings ist eine automatische Schaltung auch hier möglich. Der Anlagenbetreiber schaltet dieses Aggregat aus Gründen der Stromeinsparung nur zur Gärrestentnahme an.

Die festen Substrate werden durch den Betreiber der Biogasanlage zuerst in den Annahmebehälter befördert, bevor diese dem Fermenter zugeführt werden. Der Behälter befindet sich auf einem Wiegesystem. Beim Erreichen der gewünschten Substratmenge wird der Vorgang der Substratzugabe gestoppt. Gleichsam wird die zugeführte Güllemenge über die Pumpenlaufzeiten festgehalten.

Auf der Anlage werden die Laufzeiten der Rührwerke der Biogasanlage, der Güllpumpe, des Separators und der Rezirkulationspumpe mit Hilfe von Betriebsstundenzählern erfasst. Die Gaszusammensetzung und -menge wird mit Hilfe eines Gasmengenzählers und eines Gasanalytikaggregats, das CH_4 , O_2 und H_2S erfasst, auf der Anlage aufgezeichnet. Der Zündölbedarf des BHKW wird ebenfalls durch einen Zähler aufgezeichnet.

Alle Wärmeabnehmer besitzen einen Wärmemengenzähler, dessen Stände in regelmäßigen Abständen von dem Anlagenbetreiber vermerkt werden.

Besonderheiten der Anlage

Seit März 2009 werden ca. $90 \text{ m}^3/\text{h}$ Biogas über eine ca. 700 m lange Gasleitung zum Nachbarbetrieb befördert. Dort wird das Gas einem Gasmotor (Hersteller: *2G Energietechnik*, $190 \text{ kW}_{\text{el}}$) zugeführt. Der produzierte Strom wird direkt in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Die anfallende Wärme dient der Beheizung der Hähnchenmastställe und des Wohnhauses. Im Jahr 2009 wurden $1.078 \text{ MWh}_{\text{th}}$ genutzt. Für diese Erweiterung waren für den Biogasanlagenbetreiber keine zusätzlichen Investitionen erforderlich.

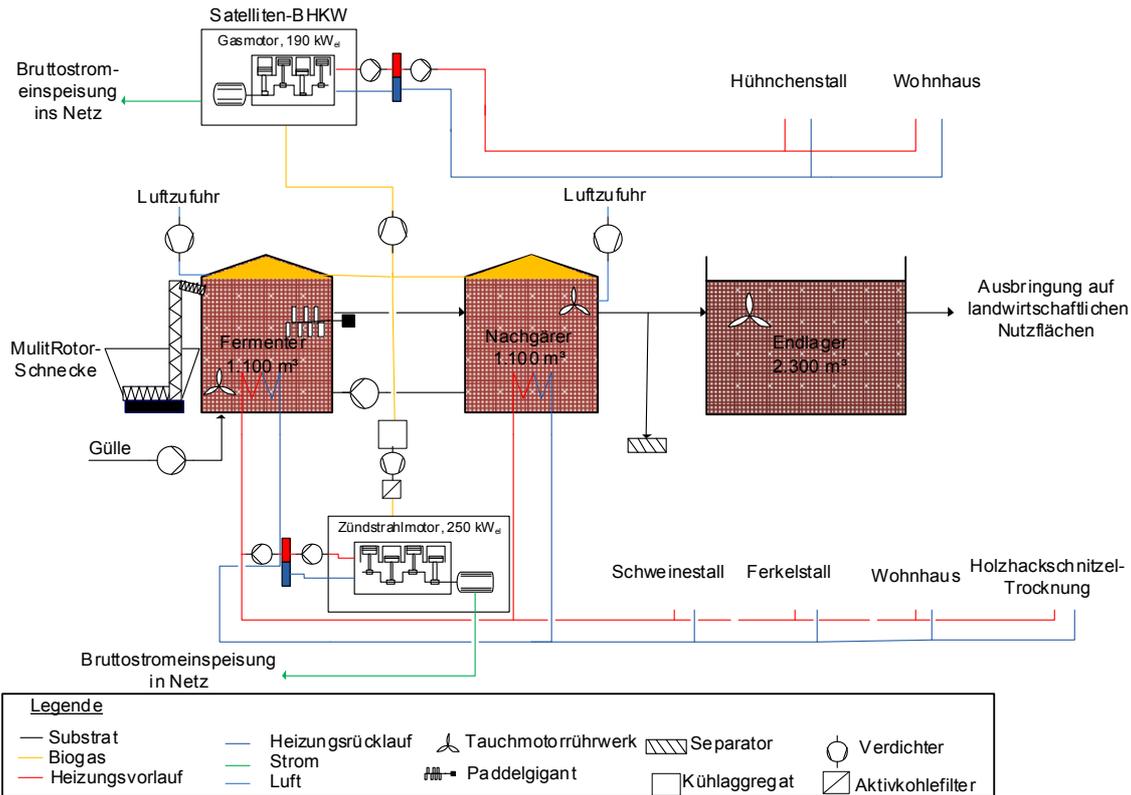
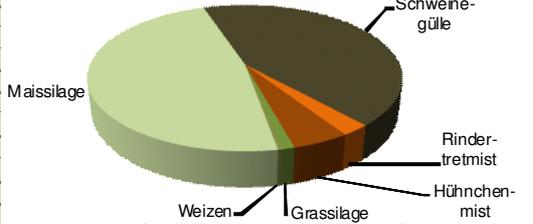


Abbildung 21: Prozessschema MS1

Tabelle 19: Datenblatt MS1

2009						
Biogasanlage MS 1						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2006					
Planung/Bau	PlanET Biogastechnik GmbH					
Nutzfläche Energiepflanzenbau	170 ha					
Tierbesatz auf eigenem Hof	1.000 Sauen					
Substrate		[%]	[t/d]			
Maissilage	47,8	19,1				
Schweinegülle	43,5	17,4				
Rindertretmist	2,5	1,0				
Hühnermist	5,0	2,0				
Grassilage	1,2	0,5				
Weizen	0,2	0,1				
Summe		40,0				
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]	21,8					
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% oTM]	90,6					
Betriebsdaten			Fermenter	Nachgärer	Endlager	Summe
Betriebstemperatur	[°C]	42	42			
Arbeitsvolumen	[m³]	1.100	1.100	2.300		2.200
zugeführte Substratmasse	[t/d]	40				40
zugeführtes Substratvolumen	[m³/d]	52				52
hydraulische Verweilzeit*	[d]	21	21			43
Raumbelastung	[kg oTM/(m³Arbeitsvolumen·d)]					3,6
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} inst. Leistung]					5
Biogas						
Zusammensetzung		CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]
		47,2	-	0,5	12	-
Methanausbeute*	[Nm³/t _{FM}]	61,3				
Methanproduktivität*	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]	1,1				
BHKW						
Anzahl		1	1			
Hersteller		Schnell Zündstrahlmotoren AG & Co. KG	2G Energietechnik GmbH			
Typ		Zündstrahlmotor	Gasmotor			
Motor		Scania	MAN			
Zylinder		6	6			
Hubraum	[l]	12,0	12,8			
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]	43,0	38,4			
Wirkungsgrad thermisch**	[%]	40,0	44,0			
el. Nennleistung	[kW _{el}]	250	190			440
th. Nennleistung	[kW _{th}]	232	218			450
Stromproduktion				Satelliten-BHKW		Summe
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	242	189			430
Auslastung	[%]	97	99			98
theoretische Volllaststunden	[h/a]	8.476	8.694			8.570
Bruttostromerzeugung***	[kWh _{el} /a]	2.119.097	1.651.784			3.770.881
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]		249			249
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]	1.971.253	1.892.669			3.863.922
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]	338.393				
genutzte Wärmemenge (KWK)	[kWh _{th} /a]	1.632.860	1.077.670			2.710.530
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}					
	[%]	83	63			
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]	306,5				
BHKW	[kWh _{el} /d]	113,6	224,6			
Gesamt	[kWh _{el} /d]	644,7				
Eigenstromanteil	[%]	6,2				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]	3,7				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m³Arbeitsvolumen·d]	6,7				
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh _{el} /t _{FM}]	2,9				
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]	95				
*berechnet						
** lt. Hersteller						
*** für das Satelliten-BHKW hochgerechnet						

3.12 Biogasanlage MS 2

Allgemeine Kenndaten

Bei der Biogasanlage MS2 handelt es sich um eine Gemeinschaftsanlage, die von vier Landwirten seit Dezember 2004 betrieben wird. Die Anlage befindet sich auf einem Deponiestandort. Das Biogas wird zusammen mit dem Deponiegas vermischt und im BHKW verwertet. Die vergorenen Energiepflanzen werden vollständig zugekauft, wobei die benötigte Fläche für den Anbau ca. 100 ha entspricht. Die Gesellschafter der Anlage liefern die eingesetzten Wirtschaftsdünger. Das Silolager kann die auf der Anlage eingesetzten Substrate über ein Jahr lagern.

Substrateinsatz

Neben den Hauptsubstraten Schweinegülle und Silomais wird Rindergülle, Rindertretmist und Hähnchenmist in der Anlage vergoren. Die Speicherung der Gülle wird im 518 m³ großem Güllelager realisiert. Die Substratzusammensetzung im Jahr 2009 sind in Tabelle 20 dargestellt.

Funktionsweise

Eine detaillierte Beschreibung der Fließwege ist in Abbildung 22 dargestellt. Wie zu erkennen ist, werden die festen Substrate getrennt von den flüssigen Substraten der Biogasanlage zugeführt. Die Rinder- und Schweinegülle wird mit einer Drehkolbenpumpe (Hersteller: *Börger*, 4 kW_{el}) alle 15 Minuten in den Fermenter gepumpt. Die Zugabe der festen Substrate erfolgt mit Hilfe eines Schubodens (Hydraulikaggregat, 4 kW_{el}), der die Substrate im ersten Schritt zu einem Schneckensystem (Hersteller: *Präzi-Fördertechnik*, Schnecke 1: 2,2 kW_{el}, Schnecke 2: 4 kW_{el}) befördert. Anschließend fördert eine Steilschnecke (Hersteller: *Präzi-Fördertechnik*, 6,8 kW_{el}) die Substrate zum Kopf des Fermenters, von wo aus eine Stopfschnecke (Hersteller: *Präzi-Fördertechnik*, 2,5 kW_{el}) die Substrate übernimmt und diese dem Fermenter zuführt. Die festen Substrate werden 48 Mal am Tag dem Fermenter zugeführt.

Der Fermenter und der Nachgärer besitzen ein Nutzvolumen von 1.032 m³ und werden bei einer mittleren Temperatur von 40 °C betrieben. Für eine vollständige Durchmischung sorgen im Fermenter ein Tauchmotorrührwerk (Hersteller: *Flygt*, 13 kW_{el}) und ein Paddelgigant (Hersteller: *agriKomp*, 15 kW_{el}). Der Nachgärer ist mit einem Tauchmotorrührwerk ausgestattet (Hersteller: *Flygt*, 13 kW_{el}).

Das produzierte Gas wird in einem externen Gasspeicher (550 m³) gesammelt. Anschließend wird dieses mit dem Deponiegas vermischt, verdichtet und dem BHKW (Hersteller: *GE Jenbacher*, 802 kW_{el}) zugeführt. Über die erdverlegte Leitung zum BHKW erfolgt die Trocknung und Kühlung des Gases. Eine Entschwefelung des Biogases ist nicht erforderlich, da das Deponiegas einen sehr geringen Anteil an H₂S aufweist. Durch die Vermischung des Deponiegases mit dem Biogas wird der zulässige Anteil von H₂S im Gas unterschritten.

Strom- und Wärmenutzung

Da die Vergütung für den produzierten Strom durch Biogas oder mit Hilfe von Deponiegas unterschiedlich ausfällt, darf in der Biogasanlage nur eine begrenzte Menge an Substraten eingesetzt werden. Mit Hilfe der in der Biogasanlage verwendeten Substrate und deren Menge wird auf den erzeugten Biogasstrom geschlossen. Dieser wird komplett ins Netz des öffentlichen Energieversorgungsunternehmens eingespeist. Der Deponiegasstrom wird zur Deckung des Eigenstromverbrauchs der Biogasanlage und der Deponie herangezogen.

Die anfallende Wärme beheizt den Fermenter und den Nachgärer. Des Weiteren wird der KWK-Bonus für die Versorgung eines Nachbarn mit Wärme (360 MWh_{th}/a), gewährt.

Steuerung / Messtechnische Ausstattung

Die zur Anlage gehörenden Aggregate werden automatisch angesteuert. Das Rührwerk im Gärrestspeicher wird nur nach Wunsch dazu geschaltet. Wird kein ausgefaultes Substrat entnommen, bleibt das Tauchmotorrührwerk die überwiegende Zeit ausgeschaltet.

Die Betreiber der Anlage verfügen über einen Leckagedetektor zum Aufspüren von Leckagestellen, an denen methanhaltiges Gas austritt. In regelmäßigen Abständen geht ein Mitarbeiter der Anlage die Deckendurchbrüche auf den beiden Betondächern ab, um die Abdichtungen zu kontrollieren.

Täglich werden neben den Inputmengen, der Gasqualität und dem Gasanfall das Redoxpotenzial, der pH-Wert und die Temperatur schriftlich in ein Betriebstagnbuch vermerkt. Alle Daten einer Woche sind auf einer Seite angeordnet.

Der Leiter der Biogasanlage legt besonderen Wert darauf, dass diese Daten nicht automatisch aufgezeichnet, sondern täglich schriftlich festgehalten werden. So lassen sich Abweichung der Parameter schneller erkennen. Da mehrere Personen auf der Anlage arbeiten und mit den optimalen Bereichen der Parameter nicht unbedingt vertraut sind, ist dies besonders wichtig.

Besonderheiten der Anlage

Die Biogasanlage befindet sich auf dem Standort der Zentraldeponie Altenberge. Die Deponie verwertet das anfallende Deponiegas seit 1997 in einem BHKW. Seit 1995 werden deutlich weniger und ab Mitte 2005 überhaupt keine Abfälle mit organischen Bestandteilen mehr deponiert. Aus diesem Grund nimmt die Gasmenge und -qualität stetig ab. Um das vorhandene BHKW noch vollständig nutzen zu können, wurde vor diesem Hintergrund eine Biogasanlage im Jahr 2004 auf der Deponie errichtet. Die Substrate liefern vier Landwirte aus der näheren Umgebung. Unter Zugabe von Biogas zum Deponiegas können die Verwertungspotenziale des BHKW wieder fast vollständig genutzt werden.

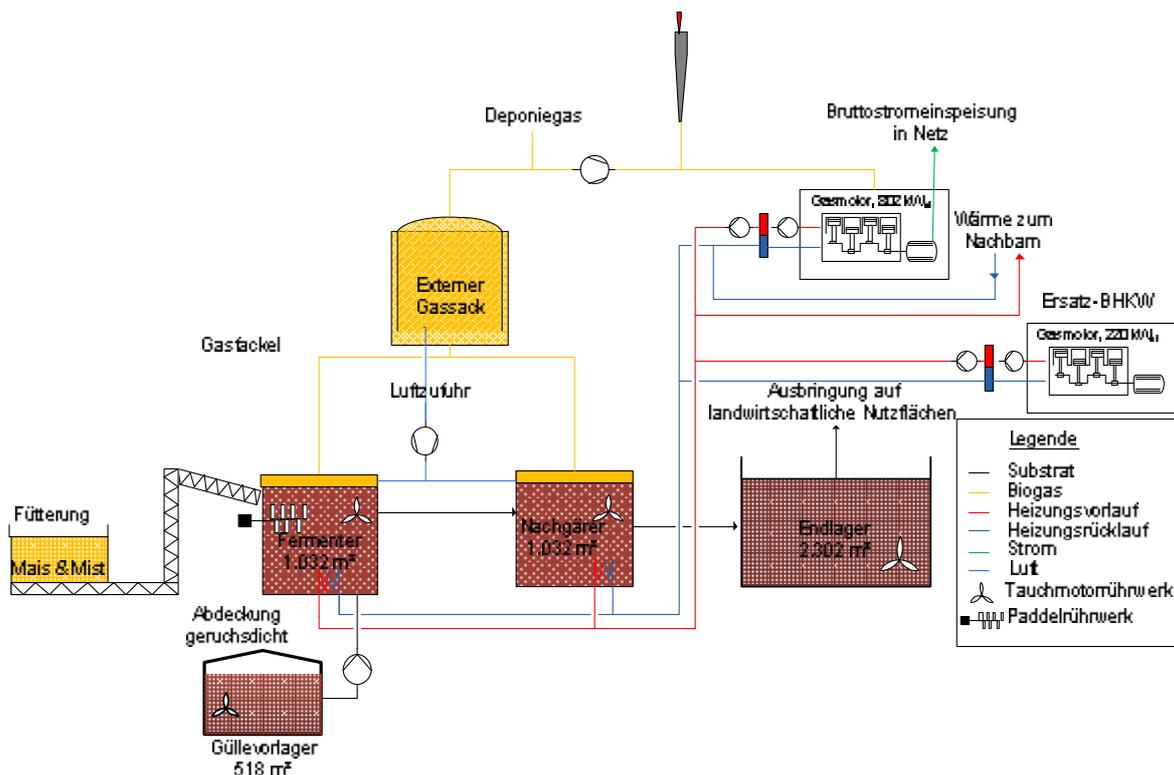
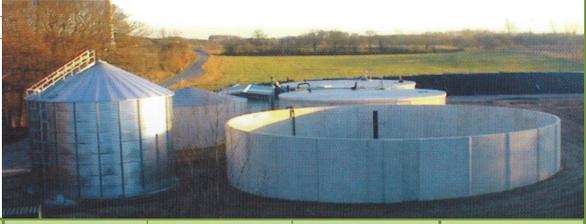
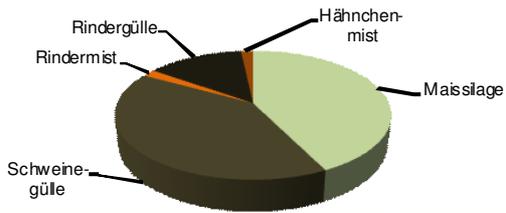


Abbildung 22: Prozessschema MS2

Tabelle 20: Datenblatt MS2

2009						
Biogasanlage MS 2						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2004					
Planung/Bau	Komponentenbau					
Nutzfläche Energiepflanzenanbau	100 ha					
						
Substrate	[%]	[t/d]				
Maissilage	42,7	15,3				
Schweinegülle	40,3	14,5				
Rindermist	1,8	0,7				
Rindergülle	13,4	4,8				
Hähnchenmist	1,7	0,6				
Summe		35,9				
						
mittl. Trockenmassenanteil						
[% TM]	18,8					
mittl. organischer Trockenmassenanteil						
[% oTM]	91,0					
Betriebsdaten						
			Fermenter	Nachgärer	Endlager	Summe
Betriebstemperatur	[°C]	40				
Arbeitsvolumen	[m ³]	1.031	1.031	2.302	2.062	
zugeführte Substratmasse	[t/d]	36				36
zugeführtes Substratvolumen	[m ³ /d]	43				43
hydraulische Verweilzeit*	[d]	24				48
Raumbelastung	[kg oTM/m ³ Arbeitsvolumen·d]					3,0
spez. Fauraum	[m ³ /kW _{el} inst. Leistung]					6
Biogas						
Zusammensetzung		CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]
		52,3	-	-	-	-
Methanausbeute	[m ³ /t _{FM}]	57,3				
Methanproduktivität	[m ³ /m ³ Arbeitsvolumen]	1,0				
BHKW						
Anzahl	1					
Hersteller	GE Jerbacher GmbH & Co. OHG					
Typ	Gasmotor					
Motor	GE-Jerbacher					
Zylinder	16					
Hubraum	[l]	38,9				
Wirkungsgrad elektrisch	[%]	38,8				
Wirkungsgrad thermisch	[%]	52,9				
el. Nennleistung	[kW _{el}]	802				802
th. Nennleistung	[kW _{th}]	1.094				1.094
Stromproduktion						
		Deponie und Biogas	Biogas	Summe		
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	692	331	331		
Auslastung	[%]	86				86
theoretische Volllaststunden	[h/a]	7.561				7.561
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]	6.064.109	2.903.593	2.903.593		
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]	222				222
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]	3.960.806				
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]	495.101				
Wärmemenge (KWK)	[kWh _{th} /a]	360.000				
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}	50				
	[%]					
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]	298,0				
BHKW	[kWh _{el} /d]	118,7				
Gesamt	[kWh _{el} /d]	416,8				
Eigenstromanteil	[%]	-				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]	5,3				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m ³ Arbeitsvolumen·d]	9,2				
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh _{el} /t _{FM}]	3,7				
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]	105				
*berechnet						
** lt. Hersteller						

3.13 Biogasanlage MS 3

Allgemeine Kenndaten

Im Mai 2006 wurde diese Einzelhofanlage von der Firma *EnviTec Biogas AG* in Betrieb genommen. Neben der einstufigen Anlage werden 2.400 Mastschweine auf dem Betrieb gehalten. Für die Bereitstellung der Energiepflanzen stehen rund 160 ha in der Umgebung der Anlage zur Verfügung. Von dieser Fläche befinden sich ca. 60 ha in eigenem Besitz, 100 ha werden zugepachtet.

Die Substrate für die Anlage können sowohl im hofeigenem 7.500 m³ großen Silolager, als auch bei einem von zwei Nachbarn in 500 m (Silovolumen = 2.300 m³) und 1.200 m (Silovolumen = 800 m³) Entfernung für mehr als ein Jahr gelagert werden.

Substrateinsatz

Zum Einsatz kommen in dieser Biogasanlage vorrangig Silomais und Schweinegülle. Ebenfalls wird Rindergülle, die von einem Nachbarn bezogen wird, in der Anlage vergoren. Die Gülle wird im 1.150 m³ großen Güllelager gesammelt bevor diese dem Fermenter zugeführt wird. Die Substratzusammensetzung ist in Tabelle 21 dargestellt.

Funktionsweise

Abbildung 23 zeigt das Verfahrensbild der Anlage. Die Substrate werden zuvor einem Anmischbehälter (6 m³) zugeführt und dort miteinander vermischt. Die nachwachsenden Rohstoffe werden über zwei kaskadenförmig betriebene Förderschnecken (Hersteller: *PPS*, 3 kW_{el} und 4 kW_{el}) zunächst auf einen Aufgabeförderer (Hersteller: *Bruns*, 7,5 kW_{el}) transportiert und mit diesem anschließend dem Anmischbehälter zugeführt. Um diese Substrate in einen pumpfähigeren Zustand zu überführen, wird eine bestimmte Menge an Gärrest aus dem Endlager (4.500 m³) ebenfalls in den Anmischbehälter befördert und dort mit Hilfe eines Rührwerks (Hersteller: *Diekmann*, 9,2 kW_{el}) vermischt. Ist der Rührvorgang beendet, wird das Gärsubstrat mittels Rota-Cut-System (Hersteller: *Vogelsang*, Zerkleinerer: 5,5 kW_{el}, Drehkolbenpumpe: 11 kW_{el}) in den Fermenter überführt. Die Substratzugabe erfolgt jede Stunde, das heißt 24 Mal am Tag.

Die Substrate werden im Fermenter (1.850 m³) von drei Tauchmotorrührwerken (Hersteller: *Flygt*, 13 kW_{el}) homogenisiert.

Das entstehende Biogas wird im Gasspeicher (700 m³) des Fermenters gespeichert, bevor es im BHKW (Hersteller: *MDE Dezentrale Energiesysteme*, 350 kW_{el}) verstromt wird.

Um das Gas zu entschwefeln, ist im Gasraum des Fermenters eine biologische Entschwefelung vorgesehen. Über eine erdverlegte Leitung erfolgt die Kühlung und Trocknung des Gases.

Strom- und Wärmenutzung

Der produzierte Strom wird direkt in das Stromnetz des EVU eingespeist.

Die bei der Verstromung im BHKW anfallende Wärme wird zum Einen für die Beheizung des Fermenters genutzt, zum Anderen dient die Wärme zur Beheizung des Wohnhauses, der Schweineställe, des Hofes und für eine Getreidetrocknung (insgesamt ca. 1.072 MW_{th/a}).

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Alle Aggregate der Anlage laufen automatisch, nach Einstellung der gewünschten Zeitintervalle, an und können nach Wunsch auf den Handbetrieb umgestellt werden.

Besonderheiten der Anlage

Die Anlage besitzt eine sehr gute Betriebsdatenerfassung. In einem zentralen Computer werden wichtige Betriebsparameter, wie produzierte elektrische Leistung, H_2S -, CH_4 - und O_2 - Gehalt sowie der Druck des Methangases im Fermenter alle 5 Minuten festgehalten. Weiterhin nimmt die Systemsteuerung die genauen Anfahrts- und Ausschaltzeiten von allen größeren Aggregaten ($>1 \text{ kW}_{el}$) auf. Darüber hinaus werden die Betriebsstunden der Gasfackel erfasst. Die Substratzugabe wird mit Hilfe eines Wiegesystems exakt erfasst.

Die Menge der zugeführten Substrate (Gülle, NawaRo, Wasser und Rezirkulat) kann von dem Anlagenbetreiber genau bestimmt und auch nach Wunsch einfach am PC verändert werden. Somit sind sowohl eine genaue Rezeptur der Substrate einstellbar als auch die Intervalle der Substratzugabe veränderbar. Das System dokumentiert jeden Tag die zugeführten Substrate.

Dieses Verfahren vereinfacht damit den Nachweis für den Güllebonus erheblich und dient gleichzeitig als Betriebstagebuch.

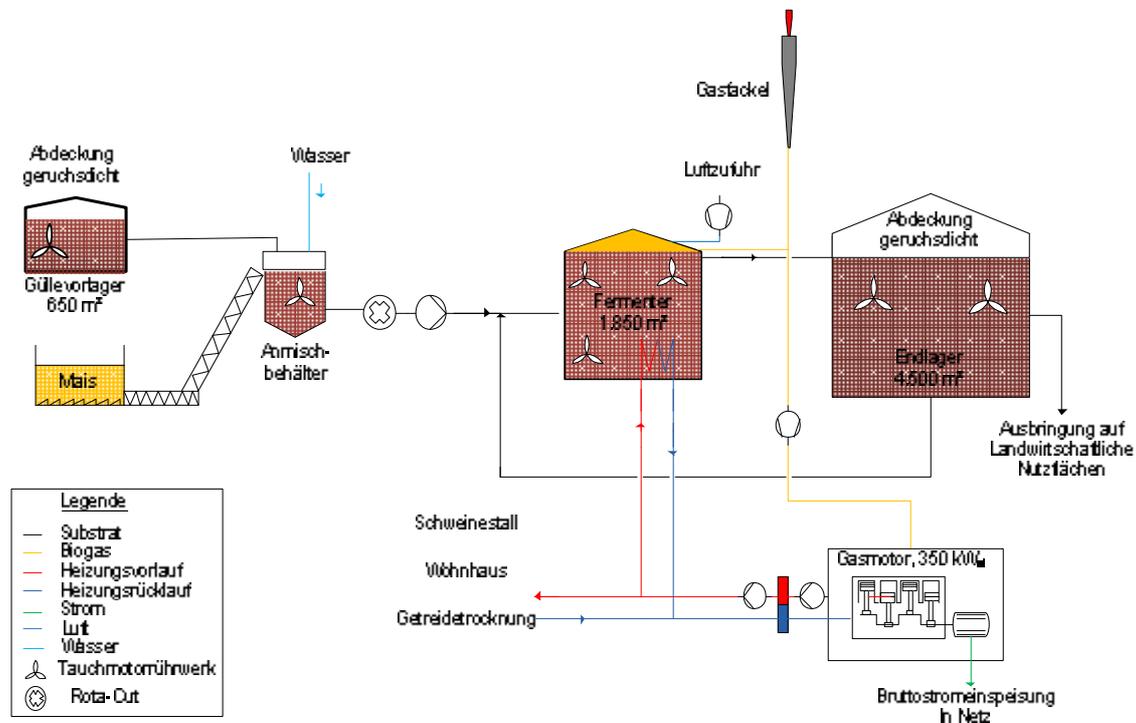
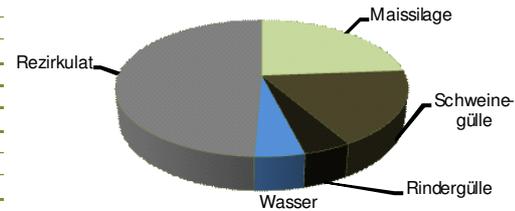


Abbildung 23: Prozessschema MS3

Tabelle 21: Datenblatt MS3

2009						
Biogasanlage MS 3						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2006					
Planung/Bau	EnviTec Biogas AG					
Nutzfläche Energiepflanzenbau	160 ha					
Tierbesatz auf eigenem Hof	2.400 Mastschweine					
						
Substrate	[%]	[t/d]				
Maissilage	23,8	13,9				
Schweinegülle	17,8	10,4				
Rindergülle	4,5	2,6				
Wasser	4,6	2,7				
Rezirkulat	49,3	28,9				
Summe		58,6				
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]	9,3					
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% o TM]	92,7					
Betriebsdaten						
Betriebstemperatur	[°C]	37	Fermenter	Endlager		
Arbeitsvolumen	[m³]	1.850	4.500			
zugeführte Substratmasse	[t/d]	59				
zugeführtes Substratvolumen	[m³/d]	65				
hydraulische Verweilzeit*	[d]	29				
Raumbelastung	[kg o TM/m³Arbeitsvolumen·d]					
spez. Faulraum	[m³kW _{el} inst Leistung]					
			5			
Biogas						
Zusammensetzung		CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]
		50,2	43,5	1,9	106	117
Methanerausbeute*	[Nm³/t _{FM}]	40,1				
Methanproduktivität*	[Nm³/m³Fermenter]	1,3				
BHKW						
Anzahl	1					
Hersteller	MDE Dezentrale Energiesysteme GmbH					
Typ	Gasmotor					
Motor	MDE					
Zylinder	12					
Hubraum	[l]	14,2				
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]	33,7				
Wirkungsgrad thermisch**	[%]	51,8				
el. Nennleistung	[kW _{el}]	350				350
th. Nennleistung	[kW _{th}]	538				538
Stromproduktion						
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	329				329
Auslastung	[%]	94				94
theoretische Vollaststunden	[h/a]	8.241				8.241
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]	2.884.486				2.884.486
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]	135				135
Wärmenutzung						
Wärmeproduktion*	[kWh _{th} /a]	4.427.939				
Prozesswärmebedarf*	[kWh _{th} /a]	553.492				
verbrauchte Wärme (KWK)	[kWh _{th} /a]	1.071.800				
Nutzungsgrad	η _{Ges}					
	[%]	53				
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]	234,2				
BHKW	[kWh _{el} /d]	362,0				
Gesamt	[kWh _{el} /d]	596,2				
Eigenstromanteil	[%]	7,5				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]	1,0				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m³Arbeitsvolumen·d]	3,1				
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh _{el} /t _{FM}]	2,8				
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]	144				
*berechnet						
** lt. Hersteller						



3.14 Biogasanlage MS 4

Allgemeine Kenndaten

Diese Biogasanlage, Baujahr 2004, wurde von *LIPP Biogastechnologie* errichtet, sie wird von drei Betrieben geführt. Die zweistufige Anlage ist als Trockenfermentationsanlage ausgeführt. Parallel zur Anlage werden 300 Sauen auf dem Betrieb gehalten. Die Energiepflanzen werden auf einer Fläche von ca. 260 ha angebaut und anschließend in dem, auf der Anlage befindlichen Silolager zwischengelagert. 45 ha befinden sich im eigenen Besitz und 150 ha werden zugepachtet. Des Weiteren werden Energiepflanzen von 67 ha zugekauft.

Substrateinsatz

In dieser Anlage wird vorrangig Mais vergoren. Weitere wichtige Bestandteile sind Sonnenblumen und Zuckerrüben. Die genaue Zusammensetzung der Fütterung ist in Tabelle 22 dargestellt.

Funktionsweise

Das Verfahrensfließbild der Anlage ist in Abbildung 24 dargestellt. Im 1.004 m³ großen Speicher (Lipp-Ligavator-System) werden je nach Substrateinsatz CCM oder Futterrüben gelagert. Eine Exzentrerschneckenpumpe (Hersteller: *Netzsch-Pumpen*, 2,2 kW_{el}) befördert diese Substrate in einen Anmischbehälter, in dem Substrate bei Bedarf mit Frischgülle vermischt werden. Eine 5,5 kW_{el} große Exzentrerschneckenpumpe (Hersteller: *Netzsch-Pumpen*) pumpt das Gemisch anschließend in den 1.300 m³ großen Fermenter. Aus dem Ligavator werden 10 Mal täglich Substrate in den Fermenter gepumpt. Parallel zu dieser Substratzugabe wird eine zweite Zufuhreinrichtung betrieben. Mit Hilfe eines Schubbodens wird der Silomais aus dem Vorlagebehälter zum zweiten Anmischbehälter befördert. Aus dem Fermenter wird Gärsubstrat zum Anmischen der Substrate zurückgefördert. Parallel durchmischt ein 5,5 kW_{el} starkes Rührwerk (Hersteller: *Sew Eurodrive*) den Anmischbehälter. Anschließend fördert eine 15 kW_{el} große Exzentrerschneckenpumpe (Hersteller: *Netzsch-Pumpen*) das Substrat in den Fermenter. Diese Substratzugabe läuft 20 Mal am Tag.

Zur Durchmischung des Fermenters und des Nachgärers dienen jeweils ein Tankrührwerk (Hersteller: *Buschmann*, 18,5 kW_{el}) und ein Schachtrührwerk (Hersteller: *Buschmann*, 18,5 kW_{el}). Das ausgefaulte Substrat gelangt über eine Überlaufleitung zum Endlager (2.200 m³), von diesem wird der Gärrest auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht.

Das produzierte Gas sammelt sich zunächst in einem der beiden Gasspeicher des Fermenters und des Nachgärers (2 x 400 m³), bevor dieses im BHKW verwertet wird. Zur Entschwefelung ist ein Kompressor, der Luft in die beiden Behälter befördert, vorgesehen. Über eine erdverlegte Leitung erfolgt die Trocknung und Kühlung des Gases. Die Anlage besitzt keine Gasfackel. Aus diesem Grund wird ein BHKW (Hersteller: *ETW Energietechnik*, 500 kW_{el}) primär und das zweite (Hersteller: *ETW Energietechnik*, 270 kW_{el}) im Teillastbetrieb betrieben, um die Biogasproduktionsspitzen abzufangen.

Strom- und Wärmeproduktion

Der erzeugte Strom dient, bevor dieser ins Stromnetz eingespeist wird, zur Deckung des Eigenenergieverbrauchs der Biogasanlage.

Die thermische Energie heizt den Betrieb und die Wohnhäuser der drei Betreiber. Im Jahr 2009 wurden 3.487 MWh_{th} von möglichen 5.804 MWh_{th} auf den Betrieben genutzt und für die Beheizung der Fermenter herangezogen.

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Die Aggregate der Anlage werden mit Hilfe von Zeitschaltuhren gesteuert. Wichtige Parameter werden vereinzelt monatlich notiert.

Besonderheiten der Anlage

Seit der Inbetriebnahme im Jahr 2004 sind mehrere Störfälle auf der Anlage aufgetreten. Zu Beginn der Anlage wurde fast ausschließlich Getreide in der Biogasanlage vergoren. Die Biologie kam innerhalb eines Jahres zum Erliegen, so dass die Fermenter vollständig ausgebaggert werden mussten. Hauptsächlich waren Sandablagerungen, dessen Ursprung Hühnertrockenkot darstellt, der Grund für das Ereignis. Die Technik hat aufgrund der hohen TS-Werte auch nicht reibungslos funktioniert, so dass der Anlagenbetreiber das System umstellen musste. Die Folge hiervon ist, dass viele Bauteile aus eigener Hand montiert und zusammengestellt wurden.

Im Zuge der Veränderungen auf der Anlage sind an vielen Aggregaten Frequenzumrichter installiert worden. So besitzen nicht nur die vier zentralen Rührwerke Frequenzumrichter, auch das Rührwerk und die Austragungspumpe der zweiten Substratzugabe sind mit diesen ausgestattet. Die Installation der Frequenzumrichter ist gerade für den Betrieb der zweiten Zufuhreinrichtung sehr wichtig, um den Stromverbrauch zu reduzieren. Diese Substratzugabe fördert 20 Mal am Tag die Substrate in den Fermenter. Jede einzelne Substratzugabe unterteilt der Anlagenbetreiber in vier einzelne Gaben, so dass am Tag die dafür erforderlichen Aggregate 80 Mal anspringen. Durch diese Vorgehensweise sind die Laufzeiten der Aggregate entsprechend hoch.

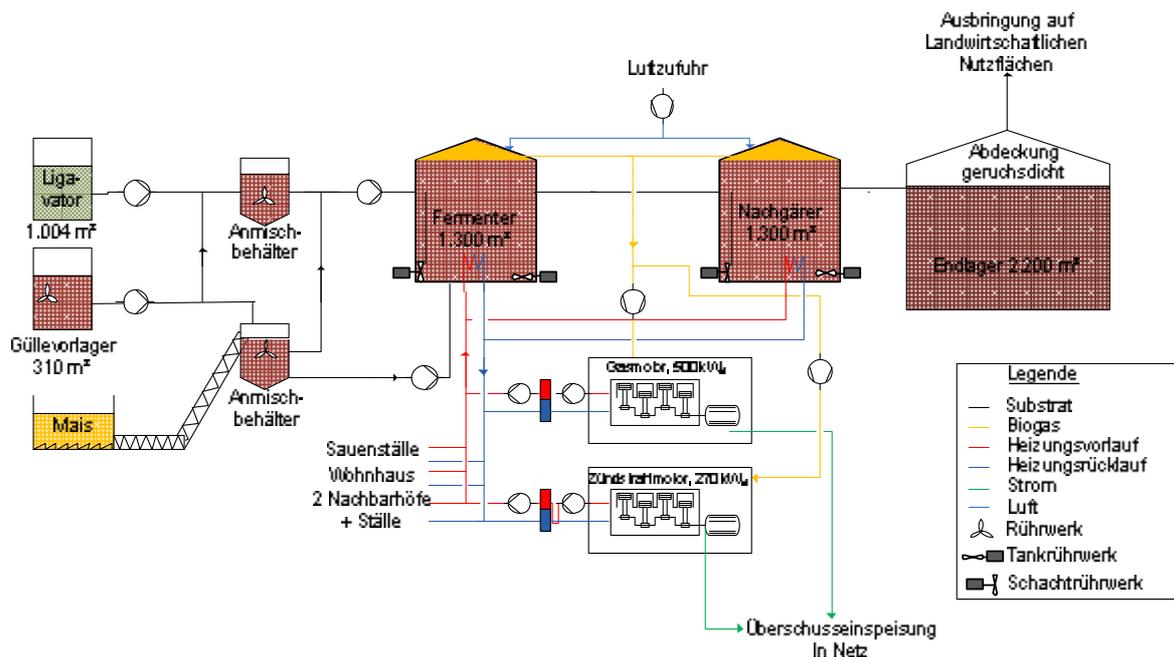
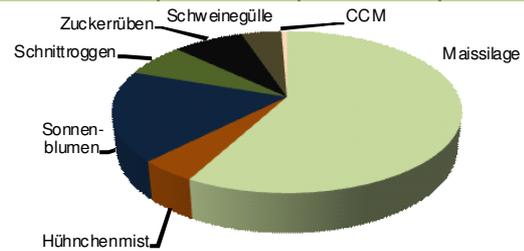


Abbildung 24: Prozessschema MS4

Tabelle 22: Datenblatt MS4

2009						
Biogasanlage MS 4						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2004					
Planung/Bau	LIPP_GmbH					
Nutzfläche Energiepflanzenanbau	145 ha					
Tierbesatz auf eigenem Hof	300 Sauen					
						
Substrate						
	[%]	[t/d]				
Maissilage	57,8	23,4				
Hühnermist	4,4	1,8				
Sonnenblumen	18,1	7,3				
Schnittroggen	6,8	2,7				
Zuckerrüben	7,8	3,2				
Schweinegülle	4,4	1,8				
CCM	0,6	0,2				
Summe		40,5				
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]	30,1					
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% oTM]	91,7					
Betriebsdaten						
		Fermenter	Nachgärer	Endlager	Summe	
Betriebstemperatur	[°C]	42	42			
Arbeitsvolumen	[m³]	1.300	1.300	2.280	2.600	
zugeführte Substratmasse	[t/d]	41			41	
zugeführtes Substratvolumen	[m³/d]	69			69	
hydraulische Verweilzeit*	[d]	19	19		37	
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen·d]					4,4
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} in st. Leistung]					5
Biogas						
Zusammensetzung		CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]
		-	-	-	-	-
Methanausbeute	[Nm³/t _{FM}]	90,9	} bei 52 % Methangehalt (Annahme)			
Methanproduktivität	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]	1,4				
BHKW						
Anzahl		1	1			
Hersteller		ETW Energietechnik GmbH	ETW Energietechnik GmbH			
Typ		Gasmotor	Zündstrahlmotor			
Motor		DEUTZ	NECO			
Zylinder		12	8			
Hubraum	[l]	26,3	17,2			
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]	39,3	38,7			
Wirkungsgrad thermisch**	[%]	40,1	47,3			
el. Nennleistung	[kW _{el}]	500***	270	770		
th. Nennleistung	[kW _{th}]	510	330	840		
Stromproduktion						
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	509	117	626		
Auslastung	[%]	102	43	80		
theoretische Volllaststunden	[h/a]	8.920	3.797	12.717		
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]	4.460.000	1.025.203	5.485.203		
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]	360				360
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]	5.803.815				
Prozesswärmebedarf*	[kWh _{th} /a]	725.477				
Wärmemenge (KWK)	[kWh _{th} /a]	3.487.936				
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}					
	[%]	71				
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]	536,3				
BHKW	[kWh _{el} /d]	399,6				
Gesamt	[kWh _{el} /d]	936,0				
Eigenstromanteil	[%]	6,2				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]	8,5				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m³Arbeitsvolumen·d]	13,5				
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh _{el} /t _{FM}]	2,6				
Substratnutzungsgrad						
Faktor	[%]	101				
*berechnet						
** lt. Hersteller						
*** Zulassung auf 500 kW _{el} , maximal mögliche Leistung 536 kW _{el}						



3.15 Biogasanlage MS 5

Allgemeine Kenndaten

Bei der Einzelhofanlage MS5 handelt es sich um eine einstufige Biogasanlage, die im August 2005 von *EnviTec Biogas* in Betrieb genommen wurde. Sie gliedert sich an einen Schweinemastbetrieb mit rund 1.600 Mastplätzen an. Zur Substratbereitstellung stehen 100 ha Eigennutzfläche und ca. 140 ha zugepachtete Fläche zur Verfügung. Im Jahr 2009 wurde Mais von weiteren 60 ha zugekauft. Die Lagerung der Substrate erfolgt im hofeigenen Silo, dessen Lagerkapazität mindestens ein Jahr beträgt.

Substrateinsatz

In der Anlage werden neben Rinder- und Schweinegülle im Wesentlichen NawaRo vergoren. Bevor die Gülle im Fermenter zum Einsatz kommt erfolgt eine Speicherung im 650 m³ großen Güllelager. Die genaue Zusammensetzung der Substratzugabe ist in Tabelle 23 zusammengefasst.

Funktionsweise

Abbildung 25 stellt das Verfahrensfliessbild der Anlage dar. Bei dieser Anlage handelt es sich um den gleichen Anlagentyp wie bei der zuvor beschriebenen Anlage MS3. Auch bei dieser Anlage werden die eingesetzten Substrate in einem 6 m³ großen Anmischbehälter vermischt, bevor sie dem 2.575 m³ großen Fermenter zugeführt werden.

Die nachwachsenden Rohstoffe gelangen über zwei kaskadenförmig betriebene Förderschnecken (Hersteller: *PPS*, 3 kW_{el} und 4 kW_{el}) zunächst auf einen Aufgabeförderer (Hersteller: *Bruns*, 11 kW_{el}), der diese weiter zum Anmischbehälter transportiert. Die gewünschte Menge an Gülle wird aus dem Güllebehälter (650 m³) in den Anmischbehälter gefördert. Die Substrate werden mit Rezirkulat aus dem Fermenter vermischt, um einen pumpfähigen Zustand zu gewährleisten. Parallel dazu homogenisiert ein 5,5 kW_{el} starkes Rührwerk (Hersteller: *Wiechers*) die Mischung. Ist der Rührvorgang beendet, wird das Gärsubstrat mittels Rota-Cut-System (Hersteller: *Vogelsang*, Zerkleinerer: 5,5 kW_{el}, Drehkolbenpumpe: 11 kW_{el}) in den Fermenter überführt. Die Substratzugabe erfolgt 30 Mal am Tag.

Im vorhandenen Fermenter (2.575 m³) sind 4 Tauchmotorrührwerke (Hersteller: *Flygt*, 13 kW_{el}) installiert. Zwei der Rührwerke befinden sich im unteren Bereich, die anderen sind im oberen Bereich der Flüssigkeit eingetaucht. Auf diese Weise wird eine weitestgehende Homogenisierung des Substrates erreicht.

Über dem Flüssigkeitsniveau befindet sich ein Gasraum (1.008 m³), der mit einer Gasfolie abgeschlossen ist. Die Gasfolie ist abgedeckt durch ein fest installiertes Dach aus gewebeverstärkter Plane.

Um den Schwefelwasserstoff aus dem Biogas zu entfernen, ist im Gasraum des Fermenters eine biologische Entschwefelung durch Einblasung von Umgebungsluft eingerichtet.

Getrocknet wird das Biogas durch eine erdverlegte Leitung. Kurz nach Abschluss der Messungen wurde zusätzlich zur Kühlung des Gases ein Kühlaggregat (Hersteller: *Remko*) installiert.

Ein nach dem Radialverdichter positionierter Aktivkohlefilter sorgt dafür, dass der Schwefelwasserstoff im Gas weiter reduziert wird. Im Gasmotor (Hersteller: *GE Jenbacher*, 500 kW_{el}) wird das aufbereitete Biogas schließlich zu Strom und Wärme verwertet.

Strom- und Wärmenutzung

Die gesamte produzierte Strommenge wird über die zentrale Trafo-Station in das Versorgungsnetz des EVU eingespeist.

Neben der Wärmeversorgung des Fermenters gibt es folgende Nutzungen:

- Stallungen und Wohnhaus (ca. 1.039 MWh_{th}/a),
- angrenzendes Gymnasium (ca. 1.167 MWh_{th}/a).

Im Jahr 2009 wurden insgesamt 2.206 MWh_{th} Wärme genutzt. Zusätzlich werden in naher Zukunft in der direkten Nachbarschaft Hähnchenmastställe errichtet, welche ebenfalls an das Wärmenetz angeschlossen werden sollen.

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Auch bei dieser Anlage werden wichtige Betriebsparameter, wie produzierte elektrische Leistung, H₂S-, CH₄- und O₂-Gehalt sowie der Druck des Methangases im Fermenter alle 5 Minuten festgehalten. Weiterhin nimmt die Systemsteuerung die genauen Anfahrts- und Ausschaltzeiten von allen größeren Aggregaten (>1 kW_{el}) auf. Darüber hinaus werden die Betriebsstunden der Gasfackel erfasst. Die Substratzugabe wird mit Hilfe eines Wiegesystems exakt aufgezeichnet. Die Menge der zugeführten Substrate (Gülle, NawaRo, Wasser und Rezirkulat) kann von dem Anlagenbetreiber somit genau bestimmt und auch nach Wunsch einfach am PC verändert werden. Somit sind sowohl eine genaue Rezeptur der Substrate einstellbar als auch die Intervalle der Substratzugabe veränderbar. Das System dokumentiert jeden Tag die zugeführten Substrate. Dieses Verfahren vereinfacht ebenfalls den Nachweis für den Güllebonus erheblich und dient gleichzeitig als Betriebstagebuch.

Besonderheiten der Anlage

Um den Druck des Gases in der Fermenterhaube nicht unnötig zu erhöhen und damit das Auslösen der Gasfackel zu verhindern, lässt der Betreiber an vorhersehbar heißen Tagen, eine Substratzugabe am Morgen ausfallen und verlegt diese in den Abend.

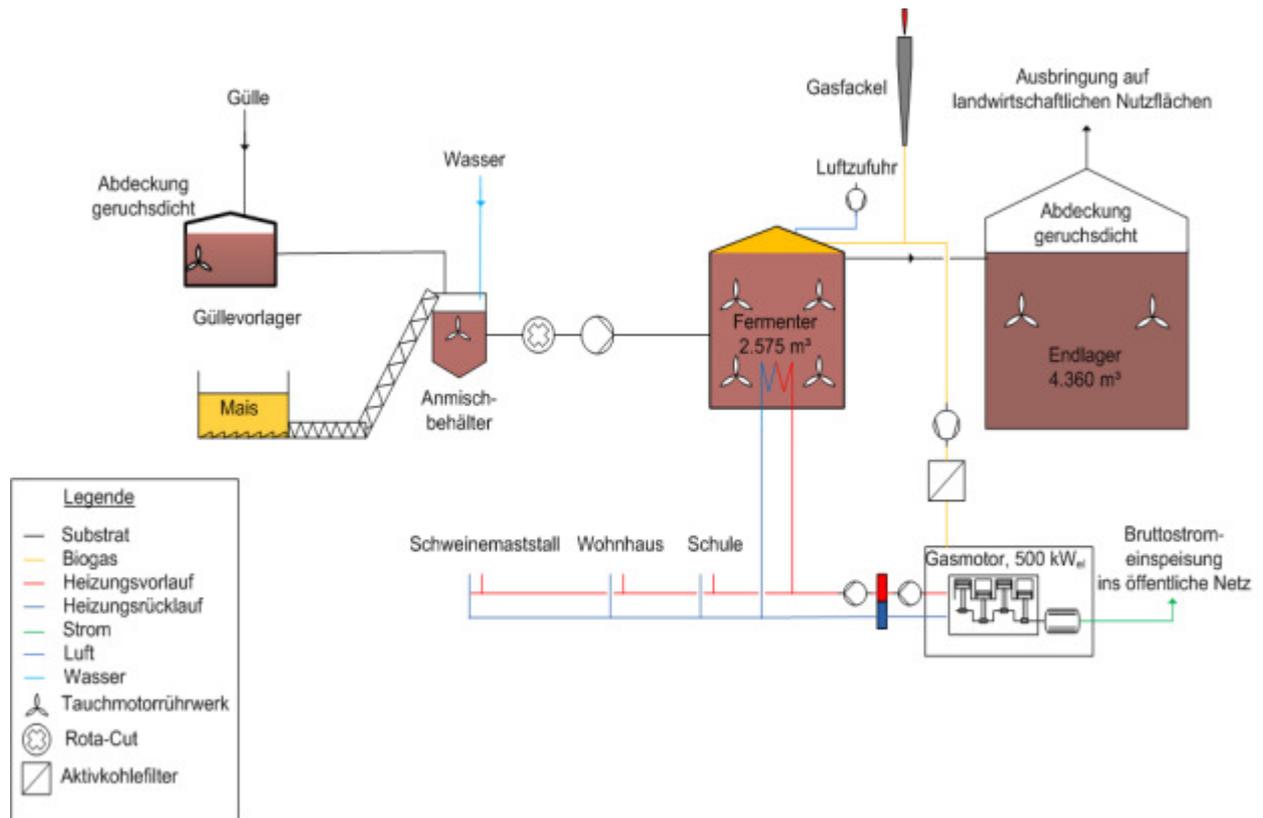


Abbildung 25: Prozessschema MS5

Tabelle 23: Datenblatt MS5

2009						
Bioqasanlage MS 5						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2005					
Planung/Bau	EnviTec Biogas AG					
Flächennutzung	140 ha					
Tierbesatz auf eigenem Hof	1.600 Mastschweine					
Substrate		[%]	[t/d]			
Maissilage	29,2	15,9				
Grünroggen	5,5	3,0				
Hafer	5,5	3,0				
Schweinegülle	41,4	22,6				
Rindergülle	4,6	2,5				
Rindertretmist	1,5	0,8				
Sonnenblumen	1,0	0,5				
Weizenmehl	5,5	3,0				
Wasser	5,8	3,1				
Summe		54,6				
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]	20,3					
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% oTM]	92,5					
Rezirkulation aus Fermenter		91,5				
Betriebsdaten			Fermenter	Endlager	Summe	
Betriebstemperatur	[°C]	38			38	
Arbeitsvolumen	[m³]	2.575			2.575	
zugeführte Substratmasse	[t/d]	55			55	
zugeführte Substratvolumen	[m³/d]	69			69	
hydraulische Verweilzeit*	[d]	37			37	
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen·d]				4,0	
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} inst. Leistung]				5	
Biogas						
Zusammensetzung		CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]
		53,1	44,6	1,0	155	165
Methanausbeute	[Nm³/t _{FM}]	54,2				
Methanproduktivität	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]	1,1				
BHKW						
Anzahl		1				
Hersteller		GE Jenbacher GmbH & Co. OHG				
Typ		Gasmotor				
Motor		GE-Jenbacher				
Zylinder		12				
Hubraum	[l]	29,2				
Wirkungsgrad themisch**	[%]	42,9				
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]	40,4				
el. Nennleistung	[kW _{el}]	500				500
th. Nennleistung	[kW _{th}]	530				530
Stromproduktion						Summe
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	497				497
Auslastung	[%]	99,4				99
theoretische Volllaststunden	[h/a]	8.704				8.704
Bruttostromerzeugung	[kWh _e /a]	4.352.121				4.352.121
Stromertrag pro t FM	[kWh _e /t _{FM}]	218				218
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]	4.621.436				
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]	577.679				
genutzte Wärmemenge (KWK)	[kWh _{th} /a]	2.206.400				
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}	72				
	[%]					
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _e /d]	419,2				
BHKW	[kWh _e /d]	352,3				
Gesamt	[kWh _e /d]	771,6				
Eigenstromanteil	[%]	6,5				
Spezifische Rührenergie	[kWh _e /t _{FM}]	4,9				
Spezifische Rührenergie	[kWh _e /100m³Arbeitsvolumen·d]	10,4				
Eigenbedarf Feststoffeintringung	[kWh _e /t _{FM}]	4,2				
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]	88				
* berechnet						
** lt. Hersteller						

3.16 Biogasanlage MS 6

Allgemeine Kenndaten

Seit 2004 wird diese Biogasanlage, dessen Inbetriebnahme von *PlanET Biogastechnik* durchgeführt wurde, von drei Nachbarlandwirten betrieben. Im Jahr 2008 wurde die bis zu dem Zeitpunkt zweistufige Nassfermentationsanlage, dessen elektrische Nennleistung $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ betrug, auf $860 \text{ kW}_{\text{el}}$ erweitert. Ein zweiter Fermenter ist im Zuge der Vergrößerung neu errichtet worden. Die Energiepflanzen werden auf einer Fläche von 270 ha angebaut und können auf dem Hof nahe der Biogasanlage für ein Jahr gelagert werden. Von dieser Fläche befinden sich ca. 110 ha im eigenen Besitz und ca. 160 ha werden zugepachtet.

Substrateinsatz

In dieser Biogasanlage werden neben einer Reihe von Zwischenfrüchten vorrangig Schweinegülle, die von den drei nachbarlandwirtschaftlichen Betrieben stammt, und Maissilage eingesetzt. Die genaue Substratzusammensetzung ist in Tabelle 24 dargestellt.

Funktionsweise

Abbildung 26 zeigt das Verfahrensfließbild der Biogasanlage MS6. Die Schweinegülle von den drei landwirtschaftlichen Betrieben wird im Güllevorlager (326 m^3) gesammelt, bevor sie getrennt von den festen Substraten in einen der beiden Fermenter gepumpt wird. Die festen Substrate werden mit zwei unterschiedlichen Feststoffdosierern in die Fermenter (Fermenter 1: 1.100 m^3 , Fermenter 2: 2.200 m^3) befördert. Mit Hilfe des Feststoffwolfes Basic (Hersteller: *PlanET*), dessen Vorlagebehälter 19 m^3 fasst, werden die festen Substrate in Fermenter 1 transportiert. Durch waagerechte Walzen wird das Material aufgelockert und zum Einbringsystem befördert. Dieses besteht aus einem Presskolben, der die Substrate in den Fermenter drückt. Die NawaRotor-Schnecke (Hersteller: *PlanET*, Fassungsvermögen des Containers: 19 m^3) übernimmt die Substratzugabe in den zweiten Fermenter. Auch hier lockern zwei Schnecken vorab das Material auf, bevor es durch die Förderschnecke in den Fermenter transportiert wird.

Die Fermentation läuft bei ca. $40 \text{ }^\circ\text{C}$ ab. Für die Durchmischung der Fermenter und Nachgärer sind Paddelgiganten (Hersteller: *agriKomp*, $15 \text{ kW}_{\text{el}}$) und Tauchmotorrührwerke (Hersteller: *Flygt*, $15 \text{ kW}_{\text{el}}$) zuständig. Das ausgefaulte Substrat läuft über eine Überlaufleitung zum Separator (Hersteller: *WEDA*, 4 kW_{el}), der die Gärreste in eine flüssige und feste Phase trennt. Die flüssige Phase wird in einem der beiden Gärrestlager zwischengespeichert und im Anschluss auf landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht. Die feste Phase wird eine Woche kompostiert bevor sie den Fermentern wieder zugeführt wird.

Der erste Fermenter und der Nachgärer fangen das produzierte Gas in dem 316 m^3 großen EPDM-Foliendach auf. Der zweite Fermenter speichert das Biogas unter einem 688 m^3 großen Tragluftfoliendach.

Für die Entschwefelung des Gases wird Luft in die Behälter befördert. Ferner sorgt eine erdverlegte Leitung für die Trocknung des Gases bevor es einem der beiden BHKW (1. BHKW: *2 G Energietechnik*, $180 \text{ kW}_{\text{el}}$, 2. BHKW: *2 G Energietechnik*, $340 \text{ kW}_{\text{el}}$) zugeführt wird. Vor dem dritten BHKW (Hersteller: *Schnell*, $340 \text{ kW}_{\text{el}}$) ist zusätzlich ein Aktivkohlefilter und eine Gaskühlung (Hersteller: *Remko*) installiert.

Strom- und Wärmenutzung

Für die Deckung des Eigenstrombedarfs wird Strom aus dem Netz des EVU bezogen. Der produzierte Strom wird demzufolge komplett ins Stromnetz eingespeist.

Die anfallende Wärme wird für die Beheizung der Fermenter und des Nachgärers herangezogen. Weiterhin beheizt werden:

- Ferkelstall eines Hofes ($760 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$),
- Hof eines Anlagenbetreibers ($492 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$),
- Wohnhäuser und Ställe von zwei Anlagenbetreibern ($1.668 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$).

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Alle Aggregate werden automatisch betrieben. Es sind zudem nicht nur für die KWK-befähigten Wärmeabnehmern Wärmemengenzähler installiert, der Betreiber hat vielmehr, um den Wärmeverbrauch der Fermenter und des Nachgärers genau zu ermitteln, vor einem Jahr Wärmemengenzähler in die Heizungspumpen der Behälter einbauen lassen.

Wichtige Parameter werden vom Anlagenbetreiber täglich festgehalten und in einer Excel-Tabelle wöchentlich ausgewertet. Hierzu werden neben den eingesetzten Substrate, der Qualität und dem Anfall des Biogases, den Wirkleistungen und den Betriebsstunden der BHKW auch die Stände der Wärmemengenzähler täglich notiert. Die Notkühler der beiden BHKW sind mit Betriebsstundenzählern ausgerüstet. Diese Stände werden ebenfalls täglich abgelesen und festgehalten.

Besonderheiten der Anlage

Der Anlagenbetreiber dieser Anlage hat ein neues Verfahren entwickelt, um die anfallenden Gärreste möglichst gewinnbringend zu nutzen.

Das ausgefaulte Substrat wird einem Separator zugeführt, der die Gärreste in eine flüssige und eine feste Phase trennt. Die flüssige Phase gelangt vor der Ausbringung auf den Ackerflächen in eines der beiden Gärrestlager. Die feste Phase wird ca. eine Woche gelagert. Anschließend führt der Anlagenbetreiber die festen Substrate wieder dem Fermenter zu. Mit diesem Verfahren kann, nach den Erfahrungen des Betreibers, nicht nur die Gärrestentsorgung in der Veredlungsregion vereinfacht werden, es führt weiterhin dazu, dass eine Reduzierung der sonst eingesetzten Substratmengen stattfindet. Dieses Verfahren wird seit über einem Jahr auf der Anlage mit Erfolg praktiziert.

Des Weiteren ist es geplant, die Biogasanlage um ein zusätzliches BHKW zu erweitern. Dieses soll in ca. 200 m Entfernung zur Anlage bei einer Molkerei aufgebaut und die anfallende Wärme an die Molkerei und angrenzende Einfamilienhäuser verkauft werden.

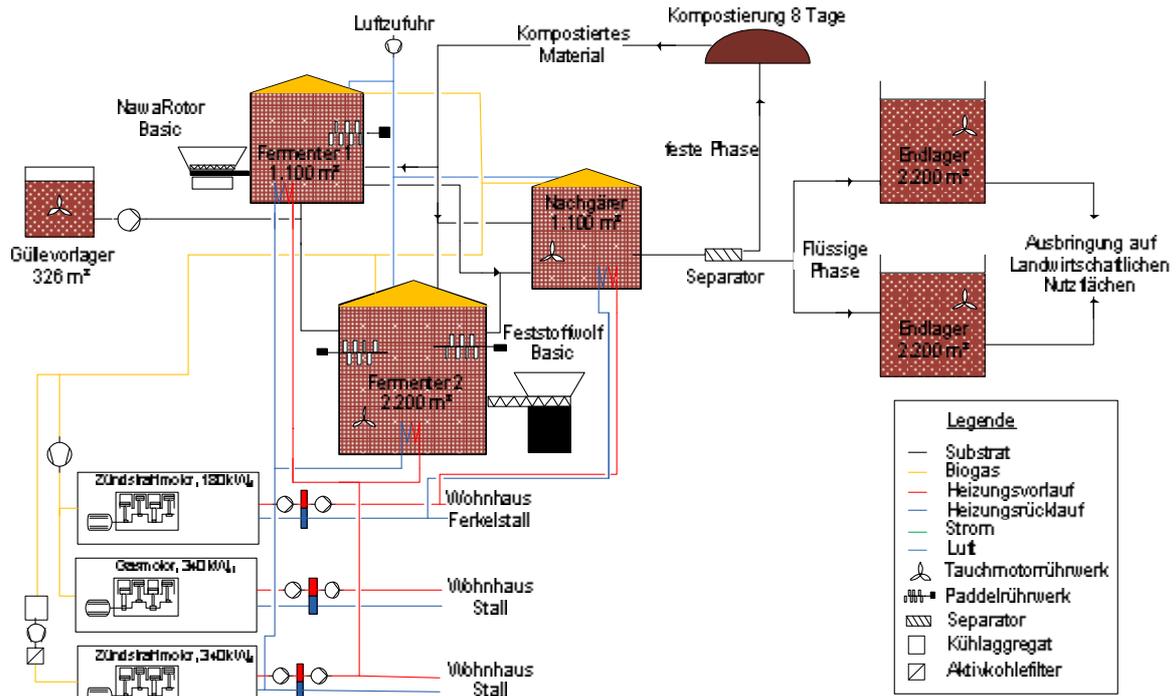
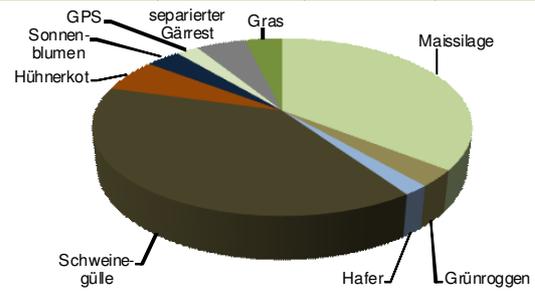


Abbildung 26: Prozessschema MS6

Tabelle 24: Kenndaten MS6

2009						
Biogasanlage MS 6						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2004					
Planung/Bau	PlanET Biogastechnik GmbH					
Nutzfläche Energiepflanzenanbau	270 ha					
						
Substrate	[%]	[t/d]				
Maissilage	35,6	24,3				
Grünroggen	3,0	2,1				
Hafer	1,8	1,3				
Schweinegülle	38,9	26,6				
Hühnerkot	6,0	4,1				
Sonnenblumen	3,5	2,4				
GPS	2,3	1,6				
separierter Gärrest	5,0	3,4				
Gras	3,8	2,6				
Summe		68,3				
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]	21,9					
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% oTM]	90,0					
Betriebsdaten		Fermenter 1	Fermenter 2	Nachgärer	Endlager	Summe
Betriebstemperatur	[°C]	40	40	39		
Arbeitsvolumen	[m³]	1.100	2.200	1.100	4.400	4.400
zugeführte Substratmasse	[t/d]	68				68
zugeführte Substratvolumen	[m³/d]	89				89
hydraulische Verweilzeit*	[d]	12,4	24,8	12,4		50
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen·d]					2,9
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} inst. Leistung]					5
Biogas						
Zusammensetzung		CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]
		53,5	-	0,7	68	-
Methanausbeute	[Nm³/FM]	60,0				
Methanproduktivität	[Nm³/m³F _{o,m}]	0,9				
BHKW						
Anzahl		1	1	1		
Hersteller		2G Energietechnik GmbH	2G Energietechnik GmbH	Schnell Zündstrahlmotoren AG & Co. KG		
Typ		Zündstrahlmotor	Gasmotor	Zündstrahlmotor		
Motor		MAN	MAN	SCANIA		
Zylinder		6	12	8		
Hubraum	[l]	12,0	21,9	16,0		
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]	36,0	36,0	44,0		
Wirkungsgrad thermisch**	[%]	44,0	45,5	41,0		
el. Nennleistung	[kW _{el}]	180	340***	340		860
th. Nennleistung	[kW _{th}]	217	450	317		984
Stromproduktion						Summe
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	46	342	260		649
Auslastung	[%]	26	101	77		75
theoretische Volllaststunden	[h/a]	2.259	8.811	6.711		6.609
Bruttostromerzeugung	[kW _{he} /a]	406.552	2.995.841	2.281.711		5.684.104
Stromertrag pro t FM	[kW _{he} /t _{FM}]	220				220
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kW _{th} /a]	6.409.447				
Prozesswärme**	[kW _{th} /a]	458.137				
genutzte Wärmemenge (KW K)	[kW _{th} /a]	2.919.340				
Gesamtwirkungsgrad	η _{Ges}					
	[%]	62				
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kW _{he} /d]	728,7				
BHKW	[kW _{he} /d]	464,5				
Gesamt	[kW _{he} /d]	1.193,3				
Eigenstromanteil	[%]	7,7				
Spezifische Rührenergie	[kW _{he} /t _{FM}]	6,7				
Spezifische Rührenergie	[kW _{he} /100m³Arbeitsvolumen·d]	7,0				
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kW _{he} /t _{FM}]	2,7				
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]	94				
*berechnet						
**wird erfasst						
*** Zulassung auf 340 kW _{el} maximal mögliche Leistung 360 kW _{el}						



3.17 Biogasanlage MS 7

Allgemeine Kenndaten

Die Co-Fermentationsanlage ist von *Biogas Nord* im Jahr 1998 in Betrieb genommen worden und gehört damit zu einer der ältesten untersuchten Anlagen. Im Laufe der letzten 12 Jahre ist die Anlage mehrfach erweitert worden. Erst letztes Jahr wurde ein viertes BHKW (Hersteller: *2G Energietechnik GmbH*, 250 kW_{el}) und ein Dampferzeuger (Hersteller: *2G Energietechnik GmbH*, 300 kW) neu auf der Anlage installiert. Der Silomais, der in der Anlage zum Einsatz kommt, wird zum Teil auf eigenen Flächen von 60 ha angebaut und auf dem Hof zwischengelagert. Die zum Einsatz kommenden Fette und Speisereste werden zugekauft.

Substrateinsatz

Neben Mais, Rinder- und Schweinegülle werden die zugekauften Mengen an Speiseresten und Glycerin in der Anlage vergoren. Die genauen Zusammensetzungen sind in Tabelle 25 dargestellt.

Funktionsweise

Abbildung 27 zeigt das Verfahrensfliessbild der Nassfermentationsanlage. Die flüssigen Substrate, wie Gülle, Co-Fermente und Fette, werden stündlich mit Hilfe einer Exzentrerschneckenpumpe (Hersteller: *Wangen*, 2,2 kW_{el}) aus den entsprechenden Lagerbehältern in den ersten Fermenter (622 m³) oder den Nachgärer (1.905 m³) gefördert. Über einen Feststoffdosierer (Hersteller: *Pumpe*, 17 m³) werden die Substrate Silomais, Mist und Speisereste 30 Mal am Tag in den ersten Fermenter eingebracht. Der Feststoffdosierer steht auf einem Wiegesystem und ist mit verschiedenen Schnecken ausgerüstet. Am kreisförmigen Boden ist ein Schwert angebracht, welches von einem Getriebemotor (11 kW_{el}) angetrieben wird. Durch die Drehbewegung fällt das Substrat in eine waagerechte Schnecke (2,2 kW_{el}), von wo aus das Material an eine senkrecht stehende Förderschnecke (5,5 kW_{el}) übergeben wird. Im Kopf der Vorrichtung führt die Stopfschnecke (2,2 kW_{el}) das Substrat in den Fermenter.

In den mesophil betriebenen Fermentern und dem Nachgärer sorgen Tauchmotorrührwerke für eine Homogenisierung des Substrates. Im ersten Fermenter sind zwei Rührwerke (Hersteller: *Flygt*, 10 kW_{el}) und im zweiten Fermenter ein Rührwerk mit der gleichen Leistung installiert. Im Nachgärer und im gasdicht abgedeckten Endlager ist jeweils ein Tauchmotorrührwerk (Hersteller: *Flygt*, 13 kW_{el}) angebracht. Die Fermenter korrespondieren über einen Überlauf und eine Drehkolbenpumpe (Hersteller: *Börger*, 9 kW_{el}), vor der ein Unihacker (Hersteller: *Börger*, 11 kW_{el}) vorgeschaltet ist, miteinander. Des Weiteren werden täglich ca. 90 m³/h Gärrest vom Nachgärer in den ersten Fermenter und umgekehrt gefördert.

Alle Behälter sind mit Tragluftdächern, in denen insgesamt 1.807 m³ Gas gespeichert werden kann, ausgestattet.

Zur Entschwefelung wird Eisenoxid in die Gärbehälter gegeben. Für die notwendige Kühlung des Gases sorgt eine erdverlegte Leitung.

Verwertet wird das anfallende Biogas vorrangig in einem der beiden Gasmotoren (Hersteller: *2G Energietechnik*, 340 kW_{el} und 250 kW_{el}). Zwei ältere Zündstrahlmotoren (Hersteller: *Dreyer & Borse*, 65 kW_{el} und 110 kW_{el}) dienen als Ersatz-Aggregate.

Strom- und Wärmenutzung

Der produzierte Strom wird, bevor dieser ins öffentliche Netz eingespeist wird, zur Bereitstellung des Eigenenergieverbrauchs der Biogasanlage und der hofeigenen Brennerei herangezogen.

Die Abwärme der BHKW dient zur Beheizung der Fermenter und des Nachgärers. Ebenfalls wurde die Wärme im Jahr 2009 genutzt für:

- Dampferzeuger und 4 Wohneinheiten in der Nachbarschaft (1.500 MWh_{th}),
- Stallungen und das Wohnhaus auf dem eigenem Hof (1.000 MWh_{th}).

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Die Ansteuerung der auf der Anlage befindlichen Aggregate erfolgt automatisch. Die Feststoffeinbringung befindet sich auf einem Wiegesystem. So lassen sich die genauen Mengen festhalten. Auch die flüssigen Substrate werden durch die Pumpenlaufzeiten täglich notiert. Ferner werden der Gasanfall und die Gaszusammensetzung sowie die Betriebsstunden und die Wirkarbeit der beiden BHKW täglich vermerkt.

Besonderheiten der Anlage

Neben der Biogasanlage, dem Mastschweine- und Rinderzuchtbetrieb wird eine Brennerei auf dem Hof betrieben, in der im letzten Jahr ca. 4.000 hl/a gebrannt wurden. Der dafür erforderliche Dampf ist zuvor von fossilen Energieträgern bereitgestellt worden. Seit 2009 ein zusätzliches BHKW und ein Dampferzeuger in Betrieb genommen worden sind, wurde der Einsatz von Heizöl von zuvor 20 l pro produzierten 100 l reinem Alkohol auf 4 l Heizöl reduziert. Dazu wurden die abgasführenden Leitungen der BHKW mit den Dampferzeuger verbunden. Bei Vollastbetrieb der beiden BHKW werden 445 kg Dampf pro Stunde produziert und in das vorhandene Dampfnetz des Betriebes geleitet.

In dieser Anlage werden neben NawaRo, wie Silomais und Gülle, auch Speisereste und Fette vergoren. Somit ist diese Anlage die einzige der 20 untersuchten Anlagen, die nicht nur landwirtschaftliche Substrate, sondern auch Abfälle und Produktionsrückstände einsetzt. Dabei handelt es sich aber ausschließlich um pflanzliche Rückstände, so dass keine Hygienisierung erforderlich ist¹.

Das Endlager dieser Biogasanlage ist gasdicht ausgeführt, um Geruchsemissionen und mögliche Gasverluste zu vermeiden. Die berechnete hydraulische Verweilzeit beträgt somit über 160 Tage. Bei den untersuchten, aus Nordrhein-Westfalen stammenden Anlagen, ist eine gasdichte Ausführung des Endlagers und eine hydraulische Verweilzeit von über 100 Tagen selten, aber vorbildlich.

Die vier Behälter, deren Volumen insgesamt 5.659 m³ beträgt, werden nur von 5 Tauchmotorrührwerken, die eine Leistung von 3 x 10 kW_{el} und 2 x 13 kW_{el} aufweisen, durchmischt. Außer dem ersten Fermenter ist in den anderen Gärbehältern jeweils nur ein Rührwerk untergebracht, was im Vergleich zu den anderen untersuchten Anlagen sehr wenig ist.

Die Anlage ist so konzipiert, dass bei einem Ausfall eines Fermenters der Betrieb trotzdem weitergeführt werden kann. Lediglich bei einem Ausfall des ersten Fermenters können keine Feststoffe mehr vergärt werden. Flüssige Substrate, wie Glycerin und Gülle, lassen sich sowohl dem Fermenter 2 als auch dem Nachgärer zuführen.

¹ Gemäß EG-Verordnung Nr. 1774/2002 bzw. dem zu deren Durchführung 2004 erlassenen Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsgesetz (TierNebG) sind bei Co-Vergärung von Küchen- und Speiseabfällen tierischer Herkunft besondere Anforderungen wie z.B. Hygienisierungsmaßnahmen zu beachten.

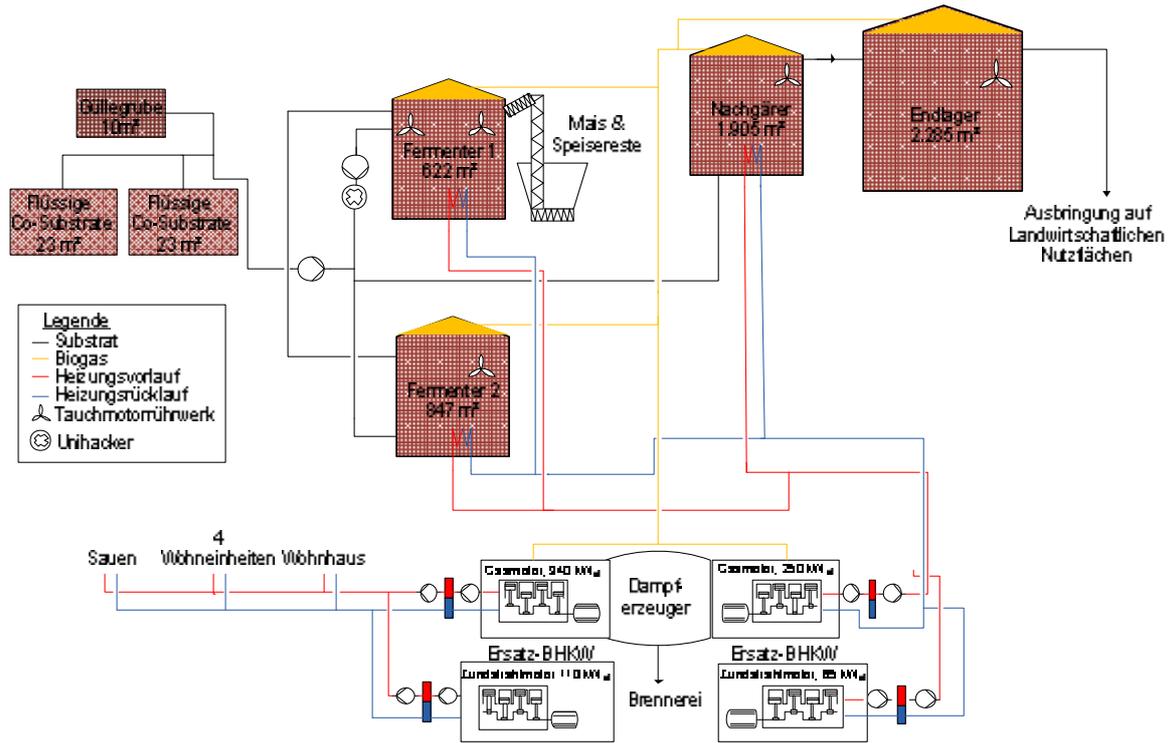
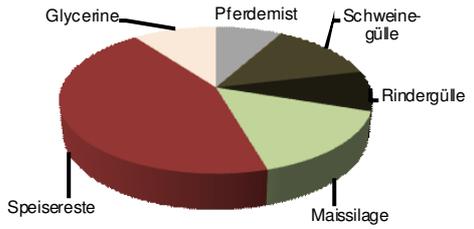


Abbildung 27: Prozessschema MS7

Tabelle 25: Datenblatt MS7

2009						
Biogasanlage MS 7						
Allgemein						
Inbetriebnahme	1998/(Erweiterung zuletzt 2009)					
Planung/Bau	Biogas Nord AG					
Nutzfläche Energiepflanzenanbau	160 ha					
Tierbesatz auf eigenem Hof	120 Rinder 900 Mastschweine					
						
Substrate	[%]	[t/d]				
Pferdemist	8,1	2,6				
Schweinegülle	13,2	4,2				
Rindergülle	8,8	2,8				
Maisilage	15,4	4,9				
Speisereste	44,3	14,1				
Glycerine	10,2	3,2				
Summe		31,9				
						
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]	26,1					
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% oTM]	91,8					
Betriebsdaten		Fermenter 1	Fermenter 2	Nachgärer	gasdicht abgedecktes Endlager	Summe
Betriebstemperatur	[°C]	40	40	42	25	
Arbeitsvolumen	[m³]	622	847	1.905	2.285	5.659
zugeführte Substratmasse	[t/d]	32				32
zugeführtes Substratvolumen	[m³/d]	34				34
hydraulische Verweilzeit*	[d]	18	25	55	66	164
Raumbelastung	[kg oT/Mm³Arbeitsvolumen·d]					1,3
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} inst. Leistung]					10
Biogas						
Zusammensetzung		CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]
		57,8	37,9	0,2	234	-
Methanausbeute	[Nm³/t _{FM}]	109,0				
Methanproduktivität	[Nm³/m³ _{Ferm.}]	0,8				
BHKW						
Anzahl		1	1			
Hersteller		2G Energietechnik GmbH	2G Energietechnik GmbH			
Typ		Gasmotor	Gasmotor			
Motor		MAN	MAN			
Zylinder		12	8			
Hubraum	[l]	21,9	14,6			
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]	37,3	38,5			
Wirkungsgrad thermisch**	[%]	42,4	45,2			
el. Nennleistung	[kW _{el}]	340	250			590
th. Nennleistung	[kW _{th}]	387	294			681
Stromproduktion		Summe				
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	327	218			545
Auslastung	[%]	96	87			92
theoretische Volllaststunden	[h/a]	8.428	7.642			16.070
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]	2.865.600	1.910.400			4.776.000
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]	411				411
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]	5.500.270				
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]	687.534				
genutzte Wärmemenge (KWK)	[kWh _{th} /a]	2.500.000				
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}					
	[%]	63				
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]	529,7				
BHKW	[kWh _{el} /d]	473,0				
Gesamt	[kWh _{el} /d]	1.002,7				
Eigenstromanteil	[%]	7,7				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]	7,4				
Spezifische Rührenergie	[kWh/100m³Arbeitsvolumen·d]	4,1				
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh/t _{FM}]	3,8				
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]	121				
*berechnet						
** lt. Hersteller						

3.18 Biogasanlage MS 8

Allgemeine Kenndaten

Die Gemeinschaftsanlage, an der 23 Gesellschafter beteiligt sind, ist im Jahr 2004 in Betrieb gegangen. Die Substrate, die für diese Trockenfermentationsanlage bereitgestellt werden müssen, stammen von ca. 540 ha Flächen in der näheren Umgebung und werden alle zugekauft. Als Speichermöglichkeit steht auf der Anlage eine, auf ein Jahr bemessene Siloplatte zur Verfügung.

Substrateinsatz

Als Basissubstrat dient neben Sonnenblumen und Mist vorrangig Silomais. Des Weiteren wird der Gärrest aus den Nachgärern separiert und die flüssige Phase teilweise wieder in die Fermenter gepumpt. Die Substratrezeptur des Jahres 2009 ist in Tabelle 26 zusammengefasst.

Funktionsweise

Die Verfahrensführung der Biogasanlage zeigt Abbildung 28. Das Substratlager ist mit einem hydraulisch betriebenen Schubboden (Hydraulikaggregat, 7,5 kW_{el}) ausgestattet. Zwei nachfolgende, am Boden gelagerte Schnecken (Doppelschnecke 1 und 2, Hersteller *Präzi-Fördertechnik*, 2,2 kW_{el} und 4 kW_{el}) übernehmen das Substrat und fördern dieses zur Steilschnecke (Hersteller: *Präzi-Fördertechnik*, 7,5 kW_{el}), die dieses zum Kopf des Fermenters transportiert. Wird Fermenter 2 beschickt, übernimmt von nun an eine Stopfschnecke (Hersteller: *Präzi-Fördertechnik*, 3 kW_{el}) das Substrat und transportiert dieses in den Behälter. Wird Fermenter 1 beschickt nimmt eine Querschnecke (Hersteller: *Präzi-Fördertechnik*, 7,5 kW_{el}) das Substrat ab, bevor eine baugleiche Stopfschnecke wie bei Fermenter 2 die Substratzugabe abschließt. Jeder Fermenter wird alle zwei Stunden am Tag mit Substrat versorgt. Dazu fördert parallel 6 Stunden am Tag eine Drehkolbenpumpe (Hersteller: *Börger*, 17,5 kW_{el}) den flüssigen Gärrest aus dem Endlager in einen der beiden Fermenter.

Nach einer berechneten Verweildauer von 9 Tagen fließt das Substrat mit Hilfe einer Überlaufleitung aus den Fermentern in die Nachgärer. Die Durchmischung in den Fermentern erfolgt durch den Einsatz von zwei Tauchmotorrührwerken (Hersteller: *Energy Logistic*, 15 kW_{el}). In den Nachgärern ist jeweils nur ein baugleiches Tauchmotorrührwerk installiert.

Das ausgegorene Substrat wird im anschließenden Separator (Hersteller: *FAN*, 2 kW_{el}) in eine feste und eine flüssige Phase aufgeteilt. Die feste Phase wird auf der Anlage zwischengelagert bevor sie auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht wird. Die flüssige Phase gelangt zunächst in das Gärrestlager, bevor ein Teil wieder in einen der beiden Fermenter zurückgepumpt wird. Der restliche Anteil wird ebenfalls auf landwirtschaftlichen Flächen verwertet.

Die Biogasspeicherung erfolgt in einem externen, 500 m³ großen Foliengasspeicher. Der im produzierten Biogas enthaltene Schwefelwasserstoff wird durch Einblasen von Luft in den Kopfraum entfernt. Zusätzlich ist, verbunden mit dem Formaldehydbonus, ein Aktivkohlefilter vor den beiden BHKW installiert. Die erdverlegten Gasleitungen sorgen für eine Trocknung und Kühlung des Biogases.

Das aufbereitete Gas wird in zwei BHKW (Hersteller: *GE Jenbacher*, 2 x 511 kW_{el}) verwertet.

Strom- und Wärmenutzung

Bevor der produzierte Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird, dient dieser zur Deckung des Eigenenergieverbrauchs.

Die anfallende Wärme wird zur Bereitstellung der benötigten Prozesswärme herangezogen. Außerdem wird ein angrenzender Nachbar mit Wärme versorgt. Letzteres unterliegt allerdings nicht dem KWK-Bonus.

Steuerung/Messtechnische Ausrüstung

Die Laufzeiten der für den Betrieb der Anlage erforderlichen Aggregate werden durch den Anlagenbetreiber bestimmt. Eine Ansteuerung dieser Komponenten erfolgt automatisch.

Die Einrichtung zur Substratzugabe befindet sich auf einem Wiegesystem, wodurch die Zugabe der festen Substrate genau festgelegt und dokumentiert werden kann. Der Gasanfall und die Untersuchung der Gasqualität erfolgt mit Hilfe von Messsonden, die an jedem Behälter in Gasleitungen angebracht worden sind.

Für die tägliche Betriebsführung ist ein Angestellter verantwortlich. Wichtige Daten der Biogas-erzeugung und -nutzung werden täglich in ein digitales Betriebstagebuch überführt.

Besonderheiten der Anlage

Die Trockenfermentationsanlage besitzt, wie zuvor beschrieben, eine installierte elektrische Leistung von 1.022 kW_{el} und wird seit 2004 auf dem Standort betrieben. Die Anlage nutzt die anfallende Wärme lediglich zur Beheizung der Fermenter und für die Versorgung des Wohnhauses eines angrenzenden Nachbarn. Für den zuletzt genannten Wärmeabnehmer wird jedoch kein KWK-Bonus bezogen. Die BHKW verfügen über einen thermischen Wirkungsgrad von 21,1 %, da die Wärme nur von dem Motorkühlkreislauf und dem Gemischkreislauf zurückgewonnen wird. Aus der Abkühlung des Abgases wird keine Wärme ausgekoppelt. Trotzdem wurden im Jahr 2009 gut 4,6 Millionen kWh_{th} produziert und davon maximal 15 % genutzt, wenn für die Bereitstellung der Wärmeversorgung der Fermenter von 12,5 % der produzierten Wärme und von einer Abschätzung des Wärmeverbrauches eines einfachen Wohnhauses ausgegangen wird.

Die auf der Anlage vorhandenen Fermenter und Nachgärer sind als Betonfermenter realisiert. Nicht nur die Außenwände sind mit einer 10 cm dicken Wärmedämmung verkleidet, auch die Decke ist, abgesehen von den Deckendurchgängen, mit dieser Dämmung ausgestattet. Im Sommer kommt es aus diesem Grund häufig vor, dass die Fermenter und Nachgärer nicht geheizt werden müssen. Die Heizungsleitungen werden sogar teilweise mit kaltem Wasser durchspült, weil die Behälter durch Aktivitäten der Mikroorganismen so viel Eigenwärme erzeugen, dass der mesophile Temperaturbereich andernfalls überschritten wird. Die Pumpen, die für die Beheizung der Nachgärer zuständig sind, werden auch im Winter, nach Aussage des Anlagenbetreibers, nur maximal einen Monat betrieben, da kein hoher Temperaturverlust im Vergleich zum Fermenter zu verzeichnen ist.

Die Zuführung der festen Substrate und des flüssigen Rezirkulats erfolgt hier getrennt voneinander, was bei den bisher untersuchten Anlagen in dieser Größenordnung eher selten ist. Weiter sind viele Aggregate für die Beförderung der Substrate in den Fermenter zuständig, was weniger von Vorteil ist, da bei einem Defekt eines zentralen Aggregates die Substratzugabe für mehrere Stunden unterbrochen ist.

Um Fermenter 1 mit Substrat zu versorgen, ist weiterhin eine Querschnecke von ca. 6 m erforderlich. Bei den zu fütternden Dimensionen ist diese Länge einer Schnecke nicht zu empfehlen, da starker Verschleiß zu einem Bruch der Schnecke beiträgt. Während des Untersuchungszeitraums hat sich diese Tatsache bestätigt, die Schnecke ist in der Mitte gebrochen.

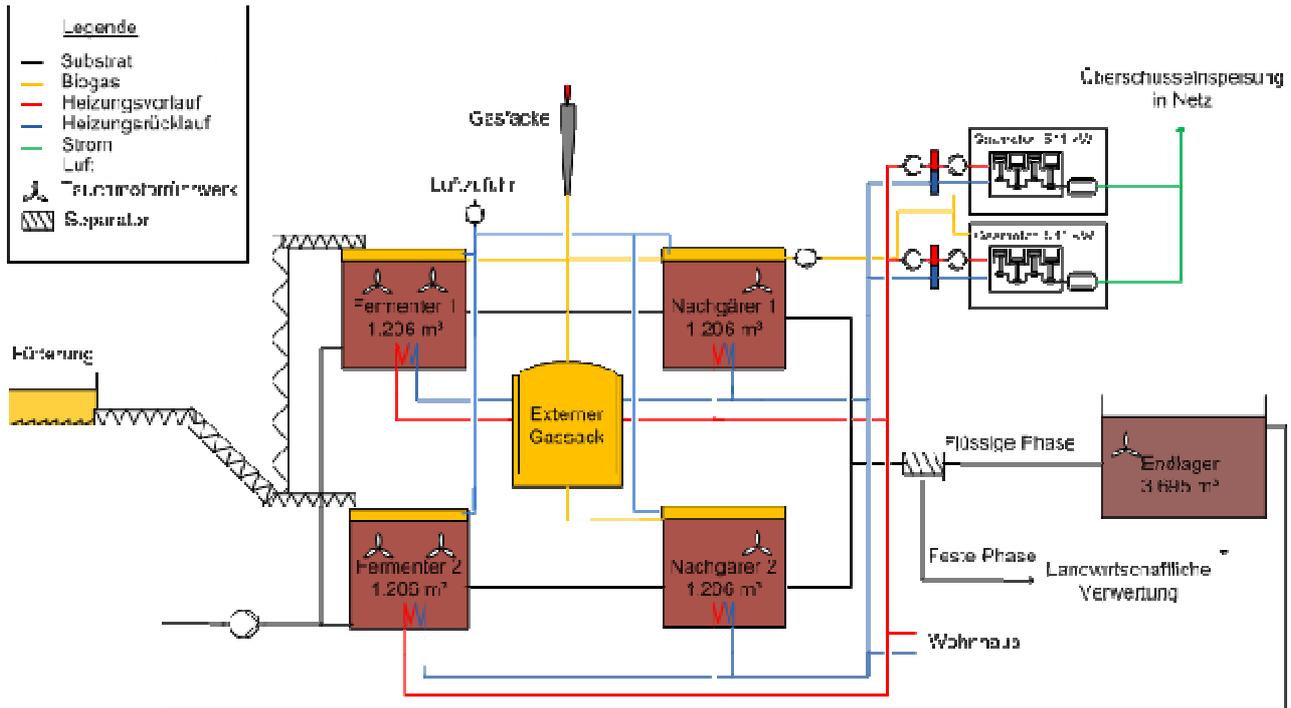
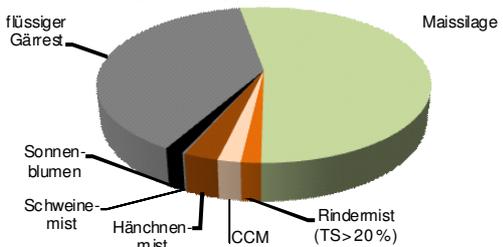


Abbildung 28: Prozessschema MS8

Tabelle 26: Datenblatt MS8

2009						
Biogasanlage MS 8						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2004					
Planung/Bau	Komponentenbau					
Nutzfläche Energiepflanzenanbau	ca. 610 ha					
Substrate		[%]	[t/d]			
Maissilage		53,0	57,0			
Rindemist (TS> 20%)		1,6	1,7			
CCM		1,9	2,0			
Hänchennemist		2,8	3,0			
Schweinemist		0,2	0,2			
Sonnenblumen		1,5	1,7			
flüssiger Gärrest		38,9	41,9			
Summe			107,6			
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]		20,7				
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% oTM]		93,8				
Betriebsdaten			Fermenter	Nachgärer	Endlager	Summe
Betriebstemperatur	[°C]		42	40		
Arbeitsvolumen	[m³]		1.206	1.206	4.050	4.826
zugeführte Substratmasse	[t/d]		108			108
zugeführtes Substratvolumen	[m³/d]		139			139
hydraulische Verweilzeit*	[d]		9	9		35
hydraulische Verweilzeit*	[d]		9	9		35
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen·d]					4,3
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} inst. Leistung]					5
Biogas						
Zusammensetzung			CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]
			50,7	-	-	149
Methanausbeute	[Nm³/t _{FM}]		55,6			
Methanproduktivität	[Nm³/m³ _{Fermenter} ·d]		1,2			
BHKW						
Anzahl			1	1		
Hersteller			GE Jenbacher GmbH & Co. OHG	GE Jenbacher GmbH & Co. OHG		
Typ			Gas motor	Gas motor		
Motor			GE-Jenbacher	GE-Jenbacher		
Zylinder			12	12		
Hohlraum	[l]		29,2	29,2		
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]		39,2	39,2		
Wirkungsgrad thermisch**	[%]		44,3 (21,1)***	44,3 (21,1)***		
el. Nennleistung	[kW _{th}]		511	511		1.022
th. Nennleistung	[kW _{el}]		275	275		550
Stromproduktion						Summe
durchschnittliche Leistung	[kW _{el} /d]		974			974
Auslastung	[%]		95			95
theoretische Volllaststunden	[h/a]		8.346			8.346
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]		8.530.100			8.530.100
Nettostromerzeugung	[kWh _{el} /a]		7.905.142			7.905.142
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]		217			217
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]		4.591.457			
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]		573.932			
genutzte Wärmemenge	[kWh _{th} /a]		-			
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}		42			
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]		1.072,7			
BHKW	[kWh _{el} /d]		587,4			
Gesamt	[kWh _{el} /d]		1.660,1			
Eigenstromanteil	[%]		7,1			
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]		5,5			
Spezifische Rührenergie	[kWh/100m³Arbeitsvolumen·d]		12,4			
Eigenbedarf Einbringung ohne Gülle	kWh/t _{FM}		6,2			
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]		85			
*berechnet						
**lt. Hersteller						
*** nach Datenblatt nur praktisch nutzbar weil der Abgaswärmetauscher fehlt						



3.19 Biogasanlage MS 9

Allgemeine Kenndaten

Bei dieser Biogasanlage handelt es sich um eine Gemeinschaftsanlage von 48 Betreibern. Die zweistufige Anlage, die im Jahr 2006 in Betrieb genommen wurde, besteht aus neun stehenden Betonfermentern, von denen sieben gasdicht ausgeführt sind. Für die Substrate werden insgesamt 600 ha bewirtschaftet, zu 70% auf betreibereigenen Flächen, 30% werden zugekauft. Die Lagerung der festen Substrate auf ein Jahr erfolgt im eigenen Silo. Die von den Gesellschaftern angelieferte Gülle wird im 500 m³ großen Güllevorlagerbehälter zwischengespeichert, bevor diese den Fermentern zugeführt wird.

Substrateinsatz

In dieser Nassfermentationsanlage wurden im Jahr 2009 Silomais sowie Rinder- und Schweinegülle eingesetzt. Die genaue Zusammensetzung ist in Tabelle 27 dargestellt.

Funktionsweise

Die Abbildung 29 stellt das Verfahrensfliessbild der Anlage dar. Die Zugabe der festen Substrate erfolgt durch zwei Einheiten, die abwechselnd je viermal am Tag betrieben werden. Jede Einheit besteht aus einem mit einem hydraulisch betriebenen Schuboden (Hersteller: *Willmann*, 7,5 kW_{el}) ausgestatteten Annahmebehälter. Mehrere Schnecken (Verteilschnecke, Hersteller: *Awila*, 5,5 kW_{el}, Förderschnecke, Hersteller: *Awila*, 5,5 kW_{el}, Steilschnecke, Hersteller: *Awila*, 5,5 kW_{el}) fördern den Silomais zu einem der zwei installierten SSR-Dossierer (Hersteller: *Börger*, 12,6 kW_{el}). Zum Anmischen des Substrates wird Rezirkulat aus dem Behälter entnommen, in dem der Silomais auch eingebracht werden soll. Der SSR-Dossierer drückt die festen Substrate in diesen laufenden Förderstrom, der anschließend mit Hilfe einer der beiden zentralen Pumpen (Drehkolbenpumpe, Hersteller: *Börger*, 22 kW_{el}, Exzentrerschneckenpumpe, Hersteller: *Wangen*, 22 kW_{el}) zurück in den Behälter transportiert wird.

Die Schweine- und Rindergülle wird lediglich nachts vom Vorlagebehälter mit Hilfe der Drehkolbenpumpe in die Behälter befördert. Zuvor werden mit dem nachgeschalteten Mulitchooper (Hersteller: *Börger*, 4 kW_{el}) Grobstoffe aus der Gülle entfernt.

Um die weiten Wegstrecken von der Substratzugabe bis zu den drei Fermentern (3 x 1.100 m³) zu überbrücken, sind zusätzlich drei Kreiselpumpen (Hersteller: *Bauer*, 15 kW_{el}) installiert, von denen jeweils eine immer parallel zu den beiden zentralen Pumpen betrieben wird.

Die Durchmischung findet in allen neun Behältern jeweils mit zwei Tauchmotorrührwerken (Hersteller: *Bauer*, 15 kW_{el}) statt. Nach einer berechneten Aufenthaltszeit in den Fermentern von jeweils 7 Tagen wird der Gärrest den drei Nachgärern (3 x 1.700 m³) zugeführt. Wird in diesen der maximale Füllstand erreicht, werden die Gärreste dem ersten gasdicht abgedeckten Endlager (4.300 m³) zugeführt. Anschließend fördern die Pumpen das ausgefaulte Material zunächst in das Endlager 2 und nachfolgend in das Endlager 3 (beide je 4.300 m³). Diese beiden Endlager sind nicht gasdicht mit Folie abgedeckt. Vom Endlager 3 kann das ausgegorene Substrat abgesaugt und auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht werden.

Zur Reduzierung des Schwefels in der gasförmigen Phase wird Umgebungsluft in geringen Mengen in die Behälter eingeblasen. Über erdverlegte Leitungen fließt das Gas anschließend in einen externen Gaspufferspeicher (300 m³), um Schwankungen bei der Gasproduktion abzufangen. Bevor das Gas verbrannt wird, wird es im nachfolgenden Aktivkohlefilter weiter entschwefelt und mit Hilfe eines Verdichters auf einen höheren Druck komprimiert.

Strom- und Wärmenutzung

Ein kleines BHKW (Hersteller: *2G Energietechnik*, 190 kW_{el}) befindet sich direkt auf der Anlage. Der erzeugte Strom wird direkt in das öffentliche Netz eingespeist.

Die anfallende Wärme dient neben der Bereitstellung der Prozesswärme für:

- Wärmeversorgung eines Unternehmens in direkter Nähe (313 MW_{th/a}),
- Holzhackschnitzeltrocknung (676 MW_{th/a}).

In ca. 2 km Entfernung befindet sich das zweite BHKW (Hersteller: *GE Jenbacher*, 1.400 kW_{el}) auf dem Standort einer großen Fabrik. Das Gas wird mit Hilfe eines Gasnetzes zum Motor befördert.

Der produzierte Strom wird direkt in das öffentliche Netz eingespeist.

Die Wärme nutzt das Unternehmen zur Beheizung der Fabrikhallen (3.194 MW_{th/a}).

Steuerung / Messtechnische Ausstattung

Alle Aggregate, die für einen reibungslosen Betrieb der Anlage verantwortlich sind, laufen automatisch an und schalten sich nach einer vorgegebenen Zeit wieder ab.

Der Annahmebehälter für die festen Substrate befindet sich auf einem Wiegesystem. Die zugeführten Silomaismengen lassen sich hierdurch genau dokumentieren. Mit Hilfe der Pumpenlaufzeiten kann das eingebrachte Güllevolumen protokolliert werden.

Für einen reibungslosen Betrieb sind drei Angestellte auf der Anlage verantwortlich. Substratmengen, Wirkarbeit, Betriebsstunden und Gaszählerstände des BHKW werden täglich festgehalten. Ebenfalls wird mit Hilfe eines tragbaren Gasanalysedetektors die Gasqualität in den Fermentern und Nachgärern täglich gemessen und notiert.

Die KWK-befähigten Wärmeabnehmer sind alle mit Wärmemengenzähler ausgestattet.

Um Totzonen und Ablagerungen weitestgehend zu vermeiden werden die Tauchmotorrührwerke wöchentlich in der Höhe und der Propellerausrichtung verstellt.

Besonderheiten der Anlage

Der Standort der Biogasanlage befindet sich in einem Industriegebiet einer mittelgroßen Stadt in Nordrhein-Westfalen. Es müssen aus diesem Grund längere Fahrtwege in Kauf genommen werden. Der Vorteil von diesem Standort liegt in den vielen potenziellen Wärmeabnehmern in direkter Umgebung.

Um die Wärmeverluste an den sechs Betonfermentern möglichst gering zu halten, sind die Außenwände und die Decke mit 10 cm dicken Wärmedämmungen verkleidet. Auf der Anlage wird die Wärmeenergie, die für die Beheizung der Behälter benötigt wird, nicht aufgezeichnet. Die pauschalen 12,5% können jedoch bei dieser Anlage, wie auch schon bei MS1, nicht angesetzt werden. Der Wärmebedarf wird durch das 190 kW_{el}-BHKW der Anlage gedeckt, das zudem auch Wärme in Höhe von 989 MW_{th} an weitere Verbraucher abgibt. Die verbleibenden rd. 948 MW_{th} entsprechen bei voller Anrechnung als Wärmeeigenbedarf (d.h. ohne Berücksichtigung, dass auch Wärmeverluste gegeben sind) einem prozentualen Anteil von 7,3% der gesamt anfallenden Wärme.

Die Verfahrensführung der Anlage ist so konzipiert, dass alle Behälter über Rohrleitungen miteinander verbunden sind. Die Substrate gelangen nur mit Hilfe von Pumpen von den Fermentern über die Nachgärer zu den Endlagern. Nachteilig an dieser Fahrweise sind die langen Pumpenwege. Der Vorteil von diesem System liegt darin, dass bei einem Ausfall eines Behälters der Betrieb ohne Schwierigkeiten weiterlaufen kann.

Die Beheizung der Fermenter findet mit außenliegenden Wärmetauschern statt. Auch dafür ist es erforderlich die Substrate aus den Behältern zuerst zurück zur Halle, in der sich die Wärmetau-

scher befinden, und anschließend wieder zu den Behältern zu pumpen. Dies wird über die gleichen Pumpen vollzogen, über die die Behälter auch beschickt werden. Daher ist es nicht möglich die Behälter parallel zu beheizen und zu füttern. Allerdings ist mit dieser Art der Wärmezufuhr eine zusätzliche Durchmischung der Behälter verbunden, so dass der Rühraufwand verringert werden kann.

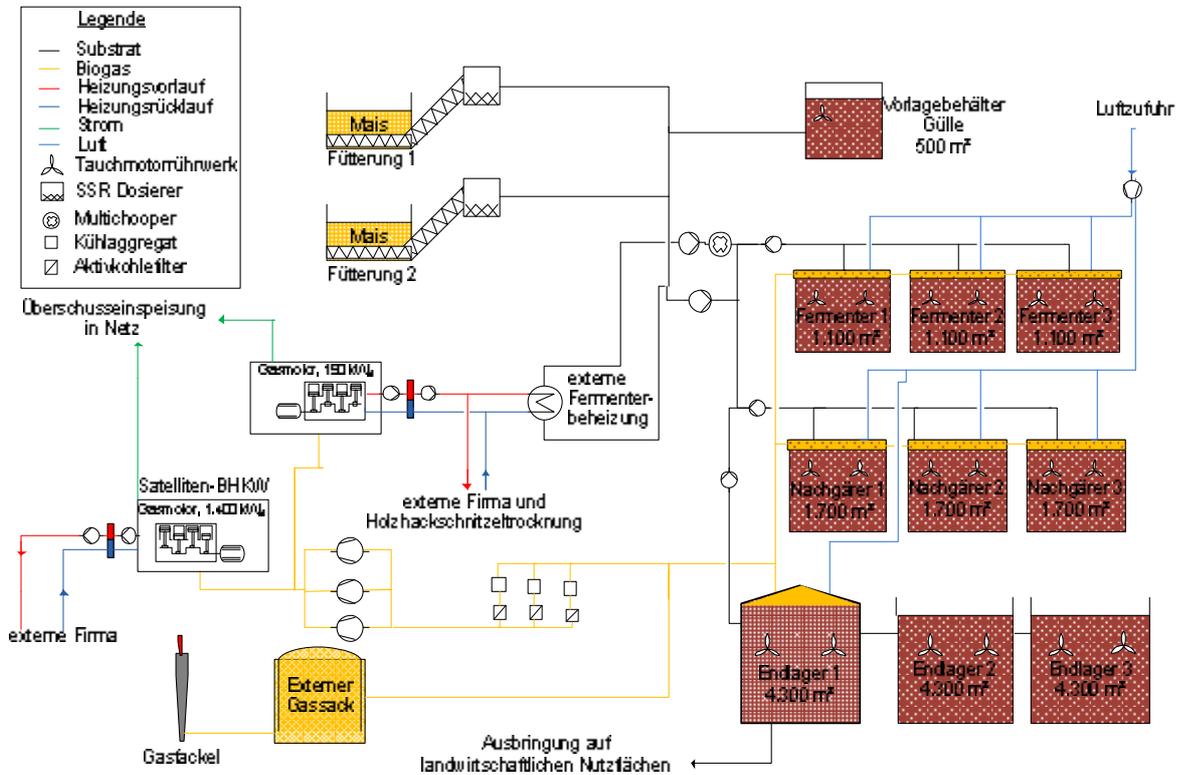
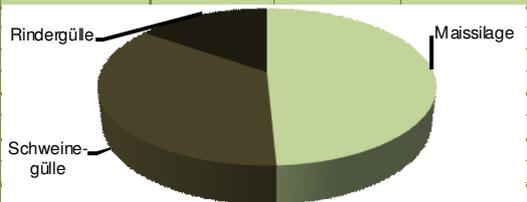


Abbildung 29: Prozessschema MS9

Tabelle 27: Datenblatt MS9

2009						
Biogasanlage MS 9						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2006					
Planung/Bau	Komponentenbau					
Nutzfläche Energiepflanzenanbau	600 ha					
						
Substrate	[%]	[t/d]				
Maisilage	49,3	68,8				
Schweinegülle	35,5	49,6				
Rindergülle	15,2	21,3				
Summe		139,6				
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]	19,6					
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% oTM]	92,4					
Betriebsdaten		Fermenter	Nachgärer	Endlager		Summe
Betriebstemperatur	[°C]	40-42	40-42			
Arbeitsvolumen	[m³]	1.100	1.700	4.300***		
	[m³]	1.100	1.700	4.300		12.700
	[m³]	1.100	1.700	4.300		
zugeführte Substratmasse	[t/d]	140				140
zugeführtes Substratvolumen	[m³/d]	169				169
hydraulische Verweilzeit*	[d]	7	10	25		
hydraulische Verweilzeit*	[d]	7	10			75
hydraulische Verweilzeit*	[d]	7	10			
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen·d]					2,0
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} inst. Leistung]					8
Biogas						
Zusammensetzung		CH₄ [%]	CO₂ [%]	O₂ [%]	H₂S [ppm]	NH₃ [ppm]
		51,0	51,0	0,9	136	-
Methanausbeute*	[Nm³/t _{FM}]	65,9				
Methanproduktivität*	[Nm³/m³Arbeitsvolumen]	0,7				
BHKW						
Anzahl		1	1			
Hersteller		GE Jenbacher GmbH & Co. KG	2G Energietechnik GmbH			
Typ		Gasmotor	Gasmotor			
Motor		GE Jenbacher	MAN			
Zylinder		20	6			
Hubraum	[l]	61,1	12,8			
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]	42,0	38,4			
Wirkungsgrad thermisch**	[%]	41,2	44,0			
el. Nennleistung	[kW _{el}]	1.400	190****			1.590
th. Nennleistung	[kW _{th}]	1.399	218			1.617
Stromproduktion		Satelliten-BHKW				Summe
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	1.343	193			1.536
Auslastung	[%]	96	102			97
theoretische Vollaststunden	[h/a]	8.402	8.895			8.461
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]	11.763.000	1.690.000			13.453.000
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]		264			264
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]	11.538.943	1.936.458			13.475.401
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]		947.628			
genutzte Wärmemenge (KWK)	[kWh _{th} /a]	3.194.000	988.830			4.182.830
Gesamtnutzungsgrad	η _{ges}					
	[%]	53	82			
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]	800,7				
BHKW	[kWh _{el} /d]	1.894,4				
Gesamt	[kWh _{el} /d]	2.695,2				
Eigenstromanteil	[%]	7,3				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]	5,5				
Spezifische Rührenergie	[kWh/100m³Arbeitsvolumen·d]	6,0				
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	kWh/t _{FM}	11,6				
Substratausnutzungsgrad						
Faktor	[%]	113				
*berechnet						
** lt. Hersteller						
*** gasdicht abgedeckt						
**** Zulassung auf 190 kW _{el} maximal mögliche Leistung 200 kW _{el}						



3.20 Biogasanlage MS 10

Allgemeine Kenndaten

Die Gemeinschaftsanlage MS10 ist im Jahr 2002 errichtet worden. Es handelt sich um eine Trockenfermentationsanlage von 24 Gesellschaftern. Im Jahr 2008 wurde die Anlage auf knapp 3 MW_{el} erweitert. Dafür sind zu den vier schon vorher vorhandenen Betonfermentern noch drei gasdicht ausgeführte Behälter gebaut worden. Für den NawaRo-Anbau werden 930 ha Flächen bewirtschaftet, 50% auf eigenen Flächen der Gesellschafter, 50% Substrat werden zugekauft. Des Weiteren werden Puten-, Rinder- und Schweinemist zugekauft. Nach der Ernte können die Substrate auf dem Anlagenstandort für ein Jahr gelagert werden.

Funktionsweise

Als Substratbasis dient vorrangig Silomais. Des Weiteren kommen verschiedene Mehle und Mist zum Einsatz. Die genaue Zusammensetzung ist Tabelle 28 zu entnehmen.

Abbildung 30 zeigt das Verfahrensfliessbild der Anlage. Über zwei baugleiche Substratzugabeeinheiten werden die Fermenter mit Substrat versorgt. Jede der Einheiten ist mit einem Vorlagebehälter ausgestattet, in dem der Silomais, das Mehl und der Mist gelagert werden, bevor diese mit Hilfe von jeweils zwei hydraulisch betriebenen Schubböden (Hydraulikaggregat 1 und 2 Hersteller: *Till Hydraulik*, 7,5 kW_{el}) zu den Austragsschnecken befördert werden. In jeder Einheit sind zwei Schnecken installiert. Substratzugabe 1 ist im Jahr 2008 in Betrieb genommen worden. Die Schnecken (Hersteller: *Präzi-Fördertechnik*) besitzen eine installierte Leistung von 15 kW_{el}. Ein Jahr später ist die zweite Zugabeeinheit in Betrieb genommen worden. Die Schnecken sind kleiner ausgeführt (Hersteller: *Präzi-Fördertechnik*, 9,2 kW_{el}) da während des einjährigen Betriebs eine Überdimensionierung festgestellt wurde. Durch eine der beiden Exzentrerschneckenpumpen (Hersteller: *Wangen*, 11 kW_{el}) wird aus dem Behälter, der gerade mit Substrat versorgt werden soll, Gärrest zurückbefördert. Die Schnecken führen das Substrat zu einer der beiden Exzentrerschneckenpumpen Biomix (Hersteller: *Wangen*, 30 kW_{el}), die das frische Substrat mit dem Rezirkulat vermischt und anschließend wieder in den Fermenter drücken.

Die Biogasanlage ist nach der Erweiterung mit 6 Fermentern ausgestattet. Die Betonfermenter 1,2,4 und 5 waren schon vorher auf der Anlage vorhanden, Fermenter 3 und 6 wurden zusammen mit dem Nachgärer neu errichtet. Bei Erreichen der maximalen Füllhöhe in den Behältern wird das Substrat mit Hilfe der Pumpen in den Nachgärer befördert. Von hier aus fördern die Pumpen das ausgegorene Substrat zu den zwei Separatoren (Hersteller: *Smicon*, 2 kW_{el}), die die Gärreste in eine feste und eine flüssige Phase aufteilen. Die feste Phase gelangt auf landwirtschaftliche Flächen, die flüssige Phase wird teilweise wieder in die Behälter befördert und im Endlager zwischengespeichert, bevor auch diese auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht wird. Alle Behälter werden von Tauchmotorrührwerken (Hersteller: *Stallkamp*, 17 kW_{el}) durchmischt. In den kleineren Fermentern sind jeweils nur zwei Durchmischungsaggregate installiert, wohingegen in den größeren, neuen Behältern vier eingebaut sind.

Das Gas kann in den größeren Fermentern, die mit Tragluftdächern ausgestattet sind, in der eingebauten Gasspeicherblase (5.000 m³) zwischengespeichert werden. Zur Entschwefelung wird Luft in die Fermenter geführt. Weiterhin ist die Anlage mit einem dreischienigen Gasaufbereitungssystem (Hersteller: *Siloxa*) ausgestattet, in dem das Gas gekühlt, verdichtet und mit Hilfe eines Aktivkohlefilters entschwefelt wird.

Strom- und Wärmenutzung

Das Gas wird in fünf BHKW genutzt. Zwei Gasmotoren (Hersteller: *GE Jenbacher*, 511 kW_{el}) befinden sich direkt auf dem Anlagenstandort. Diese sorgen für die Aufrechterhaltung der mesophilen

Temperaturen in den Fermentern. Weiterhin wird ein angrenzender Putenstall mit thermischer Energie ($808 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$) versorgt. Der Strom wird seit Mai letzten Jahres direkt ins öffentliche Netz eingespeist.

Die drei weiteren BHKW sind im Zuge der Erweiterung installiert worden. Ein Gasmotor (Hersteller: *GE Jenbacher*, $624 \text{ kW}_{\text{el}}$) befindet sich in 2 km Entfernung zu der Anlage an einem Thermalbad. Die elektrische Energie wird in das öffentliche Netz des Energieversorgungsunternehmens eingespeist. Die anfallende Wärme stellt die erforderliche Wärmeenergie bereit, die für das Thermalbad benötigt wird ($994 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$). Des Weiteren werden Holzhackschnitzel getrocknet ($2.437 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$).

Die zwei weiteren Gasmotoren (Hersteller: *GE Jenbacher*, $624 \text{ kW}_{\text{el}}$) sind in der Nähe eines Schulzentrums errichtet worden. Die thermische Energie der beiden BHKW wird für die Versorgung der Schulen mit Wärme herangezogen (1. BHKW: $1.309 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$, 2. BHKW: $1.107 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$). Ebenfalls sind zwei Holzhackschnitzeltrocknungsanlagen (1. BHKW: $1.044 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$, 2. BHKW: $3.035 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$) neben den BHKW vorhanden, die mit Wärme versorgt werden. Ein Bauhof und eine Kläranlage neben den Standorten der Gasmotoren sind ebenfalls Wärmeabnehmer ($64 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$).

Steuerung / Messtechnische Ausrüstung

Alle Aggregate der Anlage werden automatisch betrieben. Die 20 Rührwerke der Biogasanlage sind sogar mit Betriebsstundenzähler ausgestattet. Die Zugabeeinheiten befinden sich auf einem Wiegesystem. Das Zudosieren der gewünschten Substrate ist ohne Probleme möglich.

Drei Angestellte sind für die Arbeit auf der Anlage verantwortlich. Wichtige Parameter für den Anlagenbetrieb und von den BHKW, auch von den Satelliten-BHKW, werden täglich erfasst.

Besonderheiten der Anlage

Die Verfahrensführung der Anlage wurde mit der Erweiterung geändert. Nun werden sechs Fermenter mit frischem Substrat versorgt und lediglich ein Nachgärer fermentiert die Substrate weiter aus, bevor sie auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht werden. Die Behälter sind kreisförmig angeordnet. In deren Mitte sind Rohrleitungen verlegt, über die die Substrate in die jeweiligen Fermenter eingebracht werden können. Diese Verlegung der Rohrleitungen ist so konzipiert, dass durch Einstellungen der entsprechenden Schieber das Substrat in den gewünschten Behälter befördert werden kann. Ferner kann auf Wunsch jederzeit Gärrest aus einem Fermenter in einen anderen Fermenter befördert werden. Muss ein Fermenter gewartet werden oder kann aus einem anderen Grund nicht betrieben werden ist der weitere Betriebsablauf weiterhin sichergestellt. Die Substratzugabeeinheiten befinden sich in unmittelbarer Nähe der Fermenter, so dass keine weiten Pumpenwege überbrückt werden müssen.

Die Beheizung der Fermenter findet mit Hilfe von externen Wärmetauschern statt. Diese sind in der Mitte der Behälter angeordnet. Mit zwei, von der Substratzugabe unabhängigen Pumpen wird das Substrat über die Wärmetauscher geführt und auf mesophile Temperaturen aufgeheizt. Durch die zentrale Anordnung der Pumpen müssen nur kurze Wege überbrückt werden.

Alle 20 Rührwerke, die 4 Austragungsschnecken und die 6 beschriebenen Exzentrerschneckenpumpen der Anlage sind mit Frequenzumrichtern versehen, um den Eigenstromverbrauch der Anlage zu reduzieren.

Bei den drei neu errichteten Satelliten-BHKW wird die anfallende Wärme im Umfang von 52...92 % genutzt. Insgesamt wurde die produzierte Wärme aller Gasmotoren im Jahr 2009 zu 56 % in KWK-bonusfähigen Anwendungen genutzt.

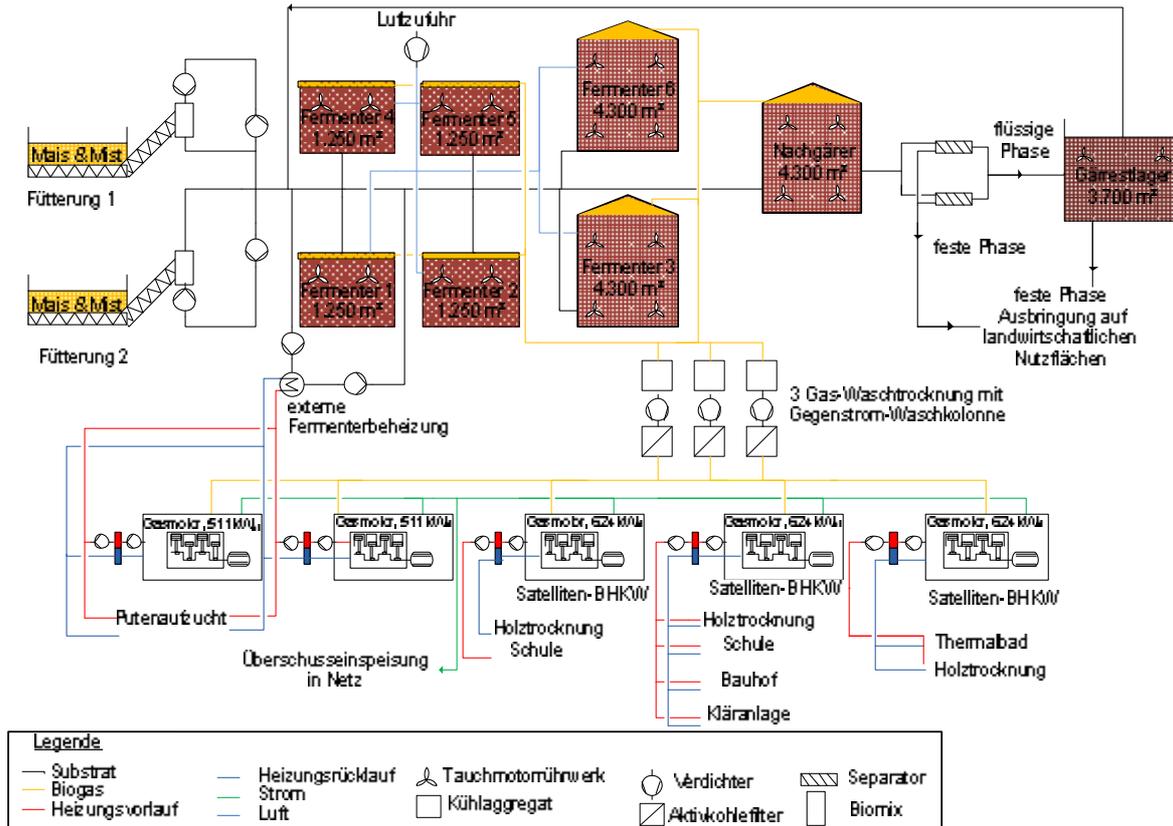
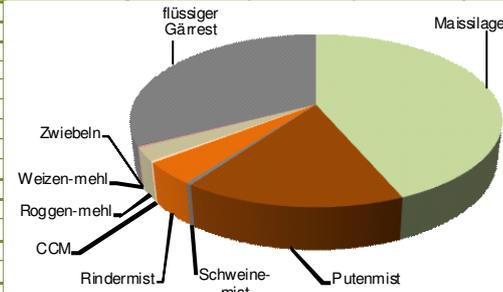


Abbildung 30: Prozessschema MS10

Tabelle 28: Datenblatt MS10

2009						
Biogasanlage MS 10						
Allgemein						
Inbetriebnahme	2002/(2008 Erweiterung)					
Planung/Bau	Komponentenbau					
Nutzfläche Energiepflanzenanbau	930 ha					
						
Substrate						
	[%]	[t/d]				
Maissilage	43,6	80,5				
Putenmist	16,2	30,0				
Schweinemist	0,4	0,8				
Rindermist	4,2	7,7				
CCM	0,3	0,6				
Roggenmehl	2,4	4,5				
Weizenmehl	0,3	0,6				
Zwiebeln	0,1	0,1				
GPS	0,0	0,1				
flüssiger Gärrest	32,5	60,0				
Summe		184,7				
mittl. Trockenmassenanteil*						
[% TM]	29,5					
mittl. organischer Trockenmassenanteil*						
[% oTM]	90,9					
Betriebsdaten						
		Fermenter	Nachgärer	Endlager		Summe
Betriebstemperatur	[°C]	38-40	38-40			
Arbeitsvolumen	[m³]	1.250	4.300	3.700		
	[m³]	1.250				
	[m³]	4.300				
	[m³]	1.250				
	[m³]	1.250				
	[m³]	4.300				
zugeführte Substratmasse	[t/d]	185				185
zugeführtes Substratvolumen	[m³/d]	253				253
hydraulische Verweilzeit*	[d]	71				71
Raumbelastung	[kg oTM/m³Arbeitsvolumen·d]					2,8
spez. Faulraum	[m³/kW _{el} inst. Leistung]					6
Biogas						
		CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	H ₂ S [ppm]	NH ₃ [ppm]
		52,0	-	-	-	-
Methanausbeute	[Nm³/t _{FM}]	66,5				
Methanproduktivität	[Nm³/m³Ferm.]	0,7				
BHKW						
		Satelliten-BHKW	Satelliten-BHKW	Satelliten-BHKW		
Anzahl		1	1	1	1	1
Hersteller		GE Jenbacher GmbH & Co. OHG				
Typ		Gasmotor	Gasmotor	Gasmotor	Gasmotor	Gasmotor
Motor		GE-Jenbacher	GE-Jenbacher	GE-Jenbacher	GE-Jenbacher	GE-Jenbacher
Zylinder		12	12	12	12	12
Hubraum	[l]	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
Wirkungsgrad elektrisch**	[%]	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4
Wirkungsgrad thermisch**	[%]	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9
el. Nennleistung	[kW _{el}]	624	624	624	511	511
th. Nennleistung	[kW _{th}]	680	680	680	558	558
Stromproduktion						
durchschnittliche Leistung	[kW _{el}]	503	491	491	234	343
Auslastung	[%]	80,7	78,7	78,7	45,7	67,2
theoretische Volllaststunden	[h/a]	7.066	6.892	6.894	4.004	5.886
Bruttostromerzeugung	[kWh _{el} /a]	4.408.900	4.300.900	4.301.700	2.046.000	3.007.500
Stromertrag pro t FM	[kWh _{el} /t _{FM}]			268		
Wärmenutzung						
anfallende Wärme*	[kWh _{th} /a]	4.681.728	4.567.045	4.567.894	2.172.609	3.193.608
Prozesswärme*	[kWh _{th} /a]				2.397.860	
genutzte Wärmemenge (KWK)	[kWh _{th} /a]	3.430.500	2.353.400	4.205.150	807.600	10.796.650
Gesamtnutzungsgrad	η _{Ges}					
	[%]	72	63	80	66	
Eigenstromverbrauch						
Biogaserzeugung	[kWh _{el} /d]	3.144,3				
BHKW	[kWh _{el} /d]	1.436,9				
Gesamt	[kWh _{el} /d]	4.581,2				
Eigenstromanteil	[%]	9,3				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /t _{FM}]	9,6				
Spezifische Rührenergie	[kWh _{el} /100m³Arbeitsvolumen·d]	9,9				
Eigenbedarf Feststoffeinbringung	[kWh _{el} /t _{FM}]	5,5				
Substratnutzungsgrad						
Faktor	[%]	80				
*berechnet						
**laut Hersteller						



4 Ist-Stand: Bewertung und Schwachstellenanalyse

Im Folgenden werden, um Schwachstellen zu identifizieren, die konkrete Angriffspunkte für sowohl Ökologische, als auch Ökonomische Optimierungsmaßnahmen darstellen, die Ergebnisse der einzelnen Untersuchungsbereiche der 20 untersuchten Anlagen der Prozesskette nach miteinander verglichen und zusammengefasst.

4.1 Substratbereitstellung

Ein möglicher Angriffspunkt zur Anlagenoptimierung ist die Substratversorgung der Biogasanlagen. Zum Einen stellen die Entfernungen des Substrattransports einen Kostentreiber dar, zum Anderen ist eine kontinuierliche Versorgung mit Substrat anzustreben, die möglichst unabhängig vom vorherrschenden Marktpreisen ist.

4.1.1 Transportentfernung der Anbauflächen

Abbildung 31 zeigt die durchschnittlichen und weitesten Entfernungen zwischen den untersuchten Biogasanlagen und den jeweiligen Substratanbauflächen. Um Schwachstellen aufzudecken, werden die Biogasanlagen in Bayern und Nordrhein-Westfalen diesbezüglich ausgewertet.

Die maximale Entfernung zwischen Biogasanlage und Substratanbauflächen variiert bei den in Bayern untersuchten Anlagen im Bereich von 4...10 km. Dahingegen ist der maximal zurückzulegende Weg in Nordrhein-Westfalen weitaus größer (6...30 km).

Die durchschnittliche Entfernung verhält sich analog zu den maximalen Transportwegen. In Bayern ist eine durchschnittliche Entfernung von 3,1 km zum Substrattransport zurückzulegen, in Nordrhein-Westfalen hingegen sind es 5,0 km.

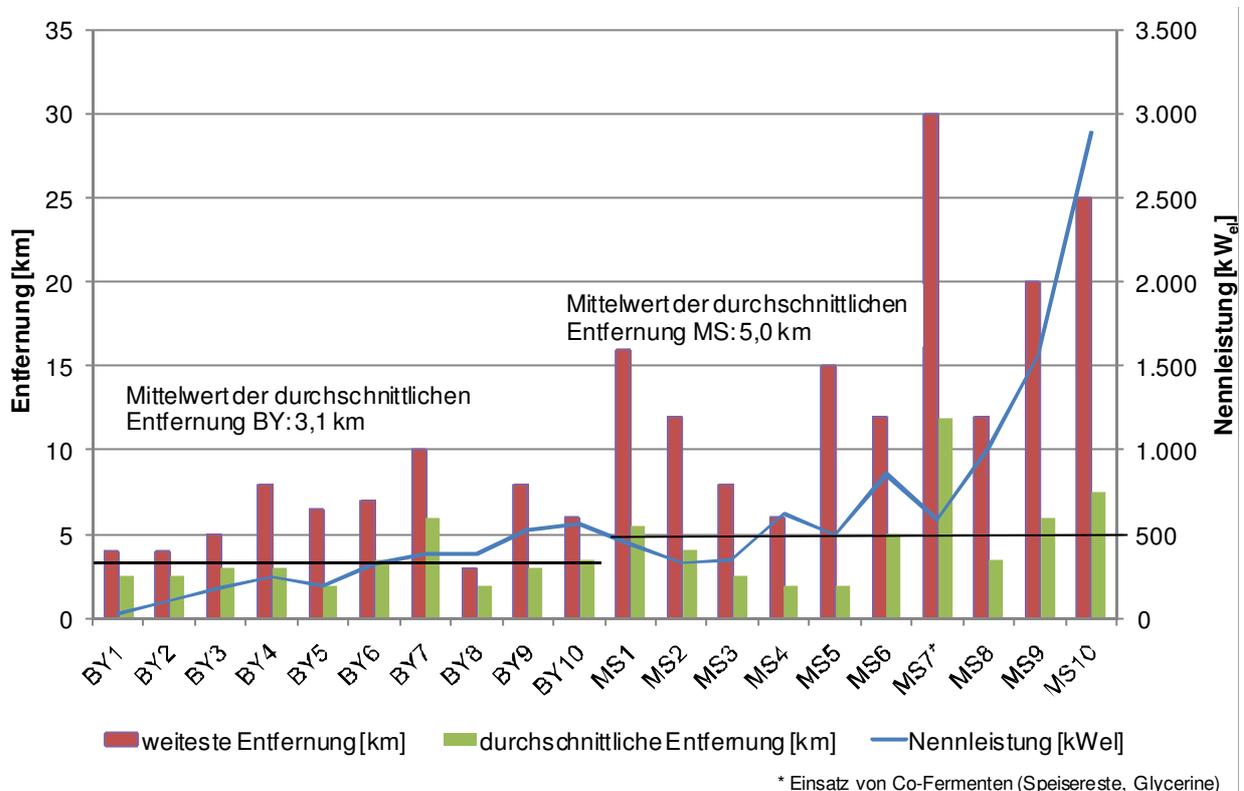


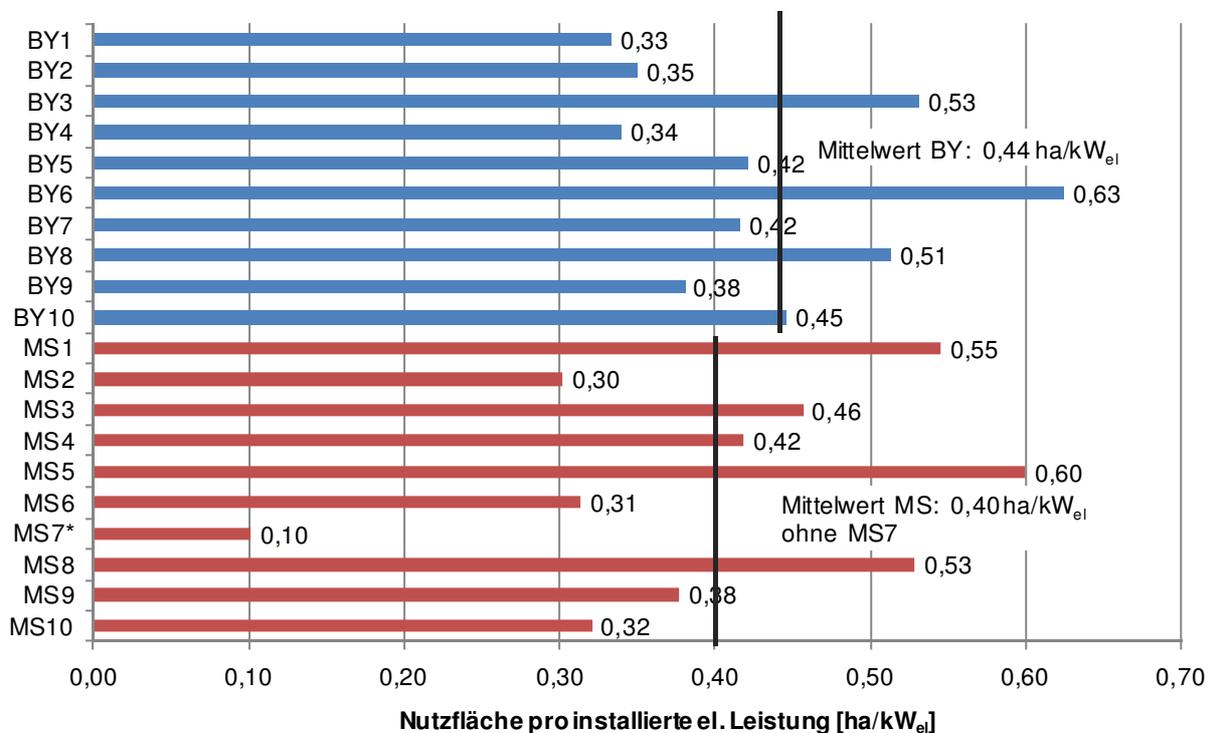
Abbildung 31: Entfernungen von der Biogasanlage zur Substratanbaufläche

Ein Zusammenhang zwischen Anlagengröße, damit verbundenem erhöhten Substratbedarf und dahingehendem Anstieg der Entfernung zwischen Substratanbauflächen und Biogasanlage lässt sich jedoch anhand der Daten nicht eindeutig feststellen, da die Entfernungen sehr stark von den jeweiligen Gegebenheiten wie z.B. Flächenbesitz, Zukauf usw. abhängen.

Allerdings kann beim Vergleich zwischen Bayern und Nordrhein-Westfalen ein Anstieg der Flächenentfernungen festgestellt werden. 50 % der untersuchten Anlagen aus Nordrhein-Westfalen sind Gemeinschaftsanlagen, zum Teil mit über 40 Gesellschaftern. Nicht alle der landwirtschaftlichen Nutzflächen dieser Gesellschafter liegen üblicherweise in direkter Umgebung der Biogasanlage, was die höhere Entfernung zu den Flächen erklärt.

4.1.2 Flächenausstattung

Die durchschnittliche Flächenausstattung, bezogen auf die jeweilige installierte elektrische Anlagenleistung, liegt in einem Bereich von 0,30...0,63 ha/kW_{el} (Abbildung 32).



* Einsatz von Co-Fermenten (Speisereste, Glycerine)

Abbildung 32: Landwirtschaftliche Nutzfläche pro installierter elektrischer Leistung der Stromerzeugung

Ein Vergleich der durchschnittlichen Nutzflächen in Bayern und Nordrhein-Westfalen zeigt, dass hier keine nennenswerten Abweichungen festzustellen sind. Bei der Mittelwertbildung der jeweiligen Betrachtungsregion ergeben sich nahezu identische Werte (BY: 0,44 ha/kW_{el}; MS: 0,40 ha/kW_{el}), die auch der Größenordnung von 0,43 ha/kW_{el}, die in entsprechender Fachliteratur angegeben wird, entsprechen (Göbel und Zörner 2006).

Die niedrige Flächenausstattung einzelner Anlagen erklärt sich durch den hohen Einsatz von Wirtschaftsdünger (v.a. BY1, BY2, BY3). Anlage MS7 wird bei der Mittelwertbildung für Nordrhein-Westfalen nicht berücksichtigt, da dort Lebensmittel und Glycerine als Substrate verwendet werden, was zu einem stark reduzierten Flächenbedarf führt. Weiterhin ist bei Anlagen mit gleichzeitiger Tierhaltung eine Trennung zwischen den Flächen für die Biogaserzeugung und für die Viehzucht teilweise nicht exakt möglich.

4.1.3 Substratherkunft: Eigen oder Zukauf

Bei der Analyse hinsichtlich des Zukaufs von Substraten zeigt sich, dass bei allen untersuchten Anlagen nicht mehr als 50 % im Verhältnis zu den Gesamtinputstoffen zugekauft werden. Der Maximalwert liegt in Bayern bei 35 % und in Nordrhein-Westfalen bei 47,3 % (Abbildung 33).

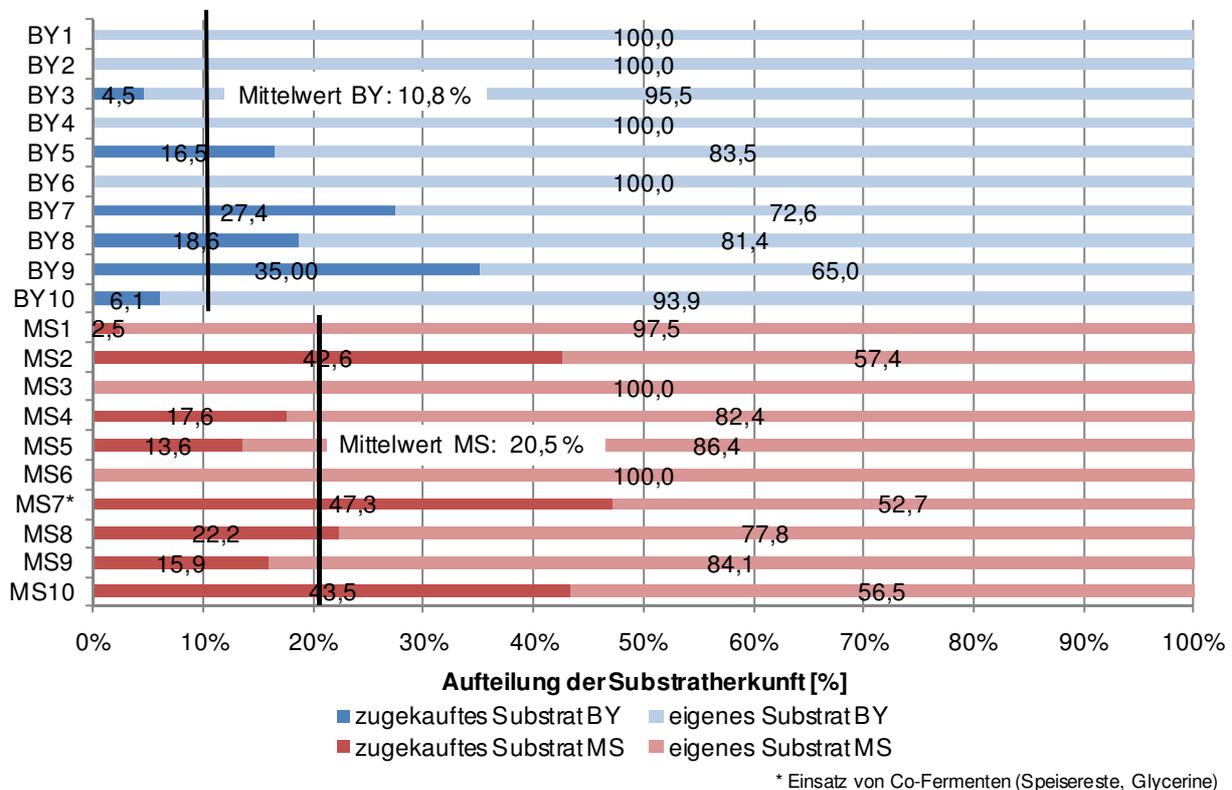


Abbildung 33: Aufteilung der Substratherkunft (Eigenes Substrat / Zugekauftes Substrat)

Der Mittelwert der Anlagen BY1 bis BY10 liegt bei 10,8 %, der der Anlagen MS1 bis MS10 bei 20,5 %.

Der geringe Anteil an zugekauften Substraten ist als positiv zu bewerten, da somit der Einfluss von veränderten Substratbeschaffungspreisen geringer ist, und deswegen der wirtschaftliche Erfolg der Anlagen in vermindertem Maße durch steigende Substratpreise gefährdet wird. Dies trifft besonders auf die untersuchten Biogasanlagen in Bayern zu.

Nachteilig ist jedoch das Fehlen fester Lieferverträge bei allen untersuchten Anlagen in Bayern und Nordrhein-Westfalen. Aus diesem Grund können die Preise für zugekauftes Substrat jährlich starken Schwankungen unterliegen, was sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen auswirken kann.

4.2 Lagerung der Substrate

4.2.1 Art der Silierung

Bei der Lagerung der Substrate werden überwiegend Fahrsilos verwendet, wobei alle Silolager, mit der Ausnahme von BY6, mit Folie abgedeckt sind (Abbildung 34).

Durch die Abdeckung mit Folie sind Emissionen und Silolagerverluste als geringer einzuschätzen, als bei einer Lagerung ohne Abdeckung (Nussbaum 2008). Dadurch kann die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen erhöht werden.

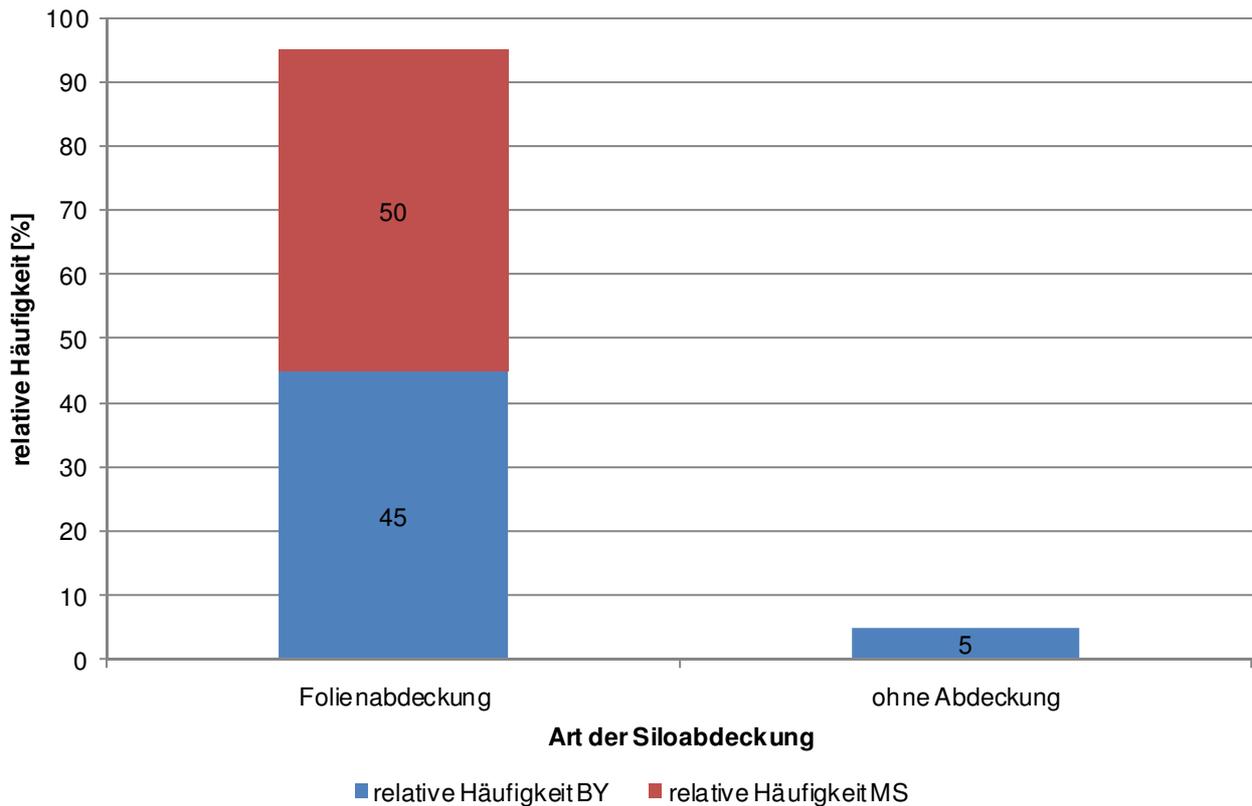


Abbildung 34: Häufigkeit von „Folienabdeckung“ oder „ohne Abdeckung“ aller untersuchten Anlagen

4.2.2 Substratlagervolumen

Das Silolagervolumen der 20 untersuchten Biogasanlagen schwankt zwischen 14 und 30 m³/kW_{el} (vgl. [Abbildung 35](#)). Durchschnittlich ist bei den bayerischen Anlagen ein Silolagervolumen von 24,0 m³/kW_{el} vorhanden. Dieser Wert deckt sich mit dem Ergebnis von 24,5 m³/kW_{el} der Feldstudie „Biogasanlagen in Bayern“ (Göbel und Zörner 2006). In Nordrhein-Westfalen ist das durchschnittliche Silolagervolumen mit 22 m³/kW_{el} etwas geringer als bei den bayerischen Anlagen.

Das niedrige Substrat-Lagervolumen der Anlage MS7 liegt an dem Einsatz von Glycerin und Lebensmitteln als Gärsubstrat. Bei der Anlage MS10 ist das geringe Lagervolumen von 14,0 m³/kW_{el} auf den erhöhten Zukaufanteil zurückzuführen.

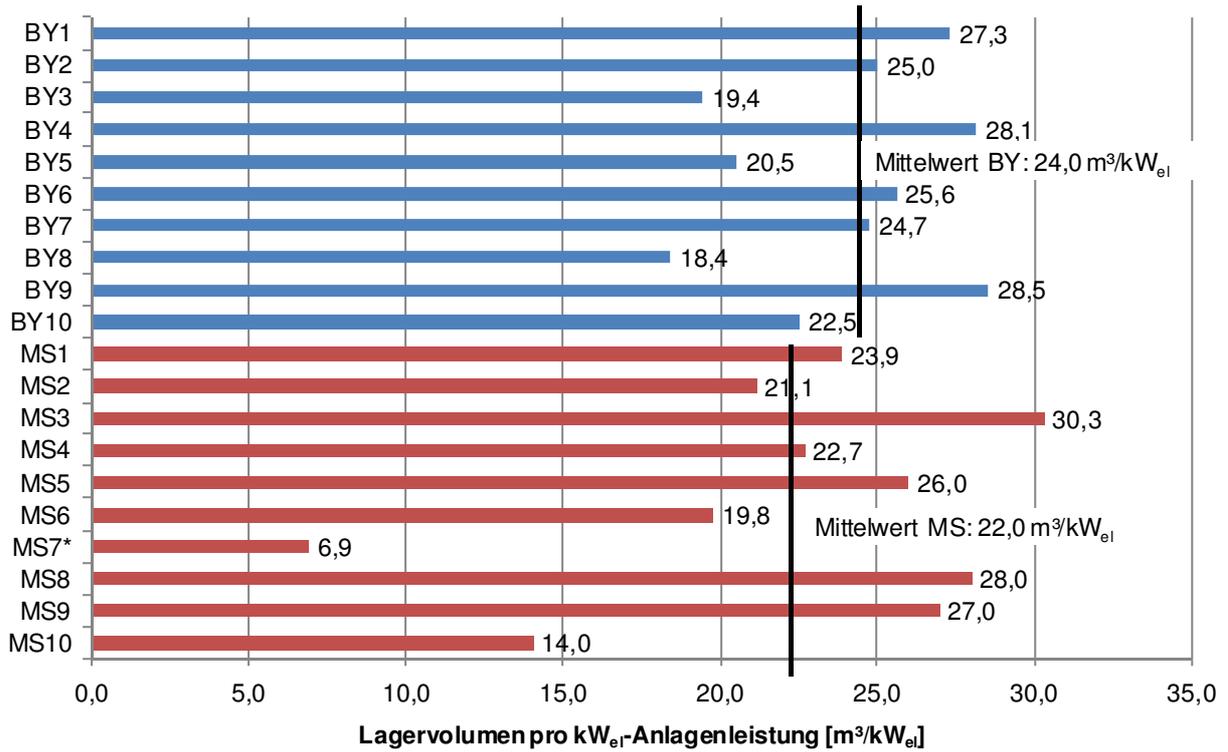
Die zur Biogasproduktion genutzten Silolager befinden sich in den meisten Fällen direkt an der Biogasanlage. Neben Silolagerstätten, die zeitgleich zum Bau der Biogasanlage errichtet wurden, finden weiterhin auch Silolager aus Altbeständen Verwendung.

4.3 Einbringung der Substrate

4.3.1 Transportweg Substratlager - Einbringsystem

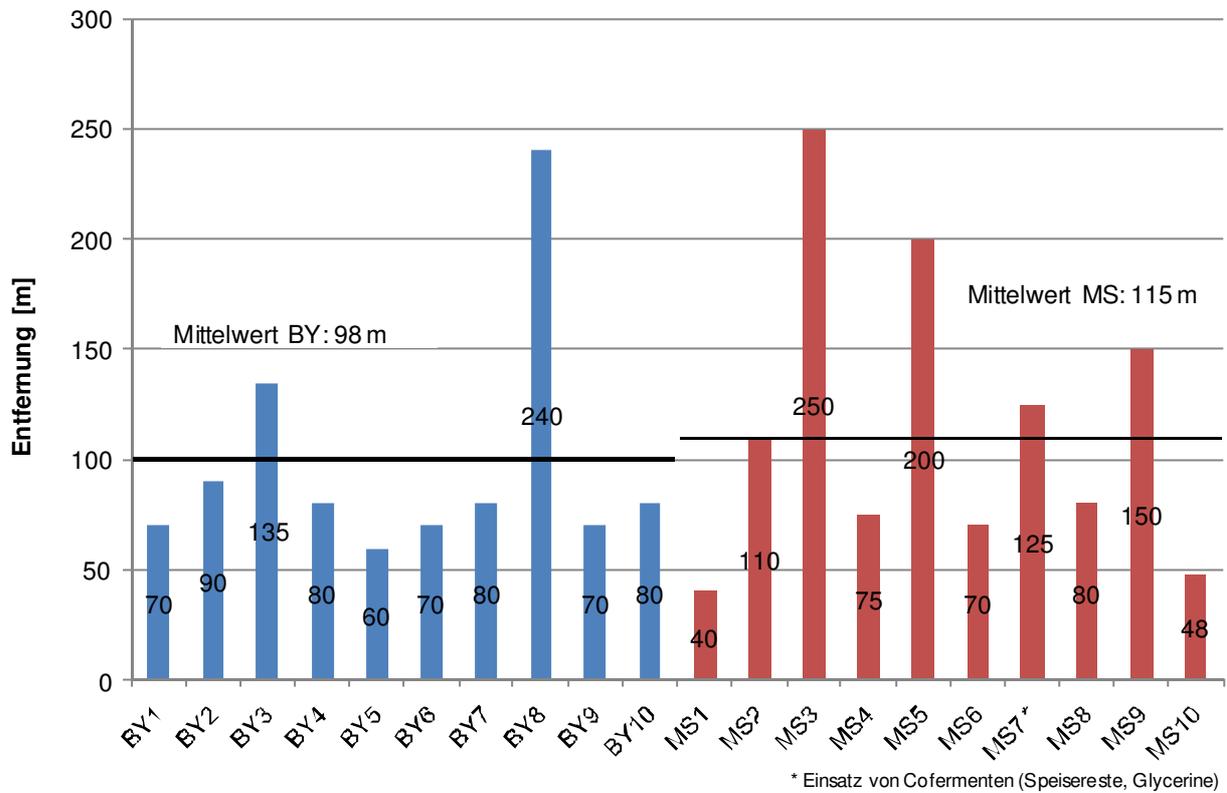
Die Entfernungen zwischen Silolager und Feststoffeinbringung liegen in einem Bereich von 40...250 m (vgl. [Abbildung 36](#)).

Es sind kaum Unterschiede zwischen Bayern (ø 98 m) und Nordrhein-Westfalen (ø 115 m) hinsichtlich des durchschnittlichen Transportweges festzustellen.



* Einsatz von Co-Fermenten (Speisereste, Glycerine)

Abbildung 35: Substrat-Lagervolumen pro kW_{el} Anlagenleistung



* Einsatz von Cofermenten (Speisereste, Glycerine)

Abbildung 36: Durchschnittliche Entfernung zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung

Die stark vom Mittelwert abweichenden Transportwege von BY3, BY8, MS3 und MS5 werden im Folgenden erläutert:

- BY3: Die Silolager sind relativ weitläufig auf dem Betriebsgelände verteilt, wodurch im Durchschnitt lange Transportwege auftreten.
- BY8: Hier wurde aufgrund des felsigen Untergrundes während des Baus des Zufahrtsweges entschieden, die ursprünglich geplante Zufahrt zu verlegen. Dadurch entstanden längere Transportwege zum Silolager.
- MS3: Die Substrate können nicht nur auf dem hofeigenem Silolager zwischengespeichert werden. 30 % des Lagervolumens befinden sich auf zwei Nachbarbetrieben in ca. 800 m Entfernung.
- MS5: Die Biogasanlage ist zusätzlich zum 1.600 Stück starken Mastschweinebetrieb errichtet worden. Die Ställe liegen teilweise zwischen der Biogasanlage und dem Substratlager.

Insgesamt wird festgestellt, dass bei langen Transportwegen Einsparpotenziale hinsichtlich Zeitbedarf und Dieserverbrauch zu erwarten sind.

4.3.2 Zeitaufwand Befüllung Einbringungssystem

Durch die Häufigkeit des Befüllvorgangs und die dafür zurückzulegende Entfernung wird die notwendige Arbeitszeit determiniert. In Abbildung 37 ist der tägliche spezifische Zeitaufwand für den gesamten Befüllvorgang des Einbringungssystems im Verhältnis zur eingebrachten Feststoffmasse dargestellt. Damit kann, unabhängig von der Anlagengröße, eine Kennzahl definiert werden, die die Vergleichbarkeit der untersuchten Anlagen gewährleistet.

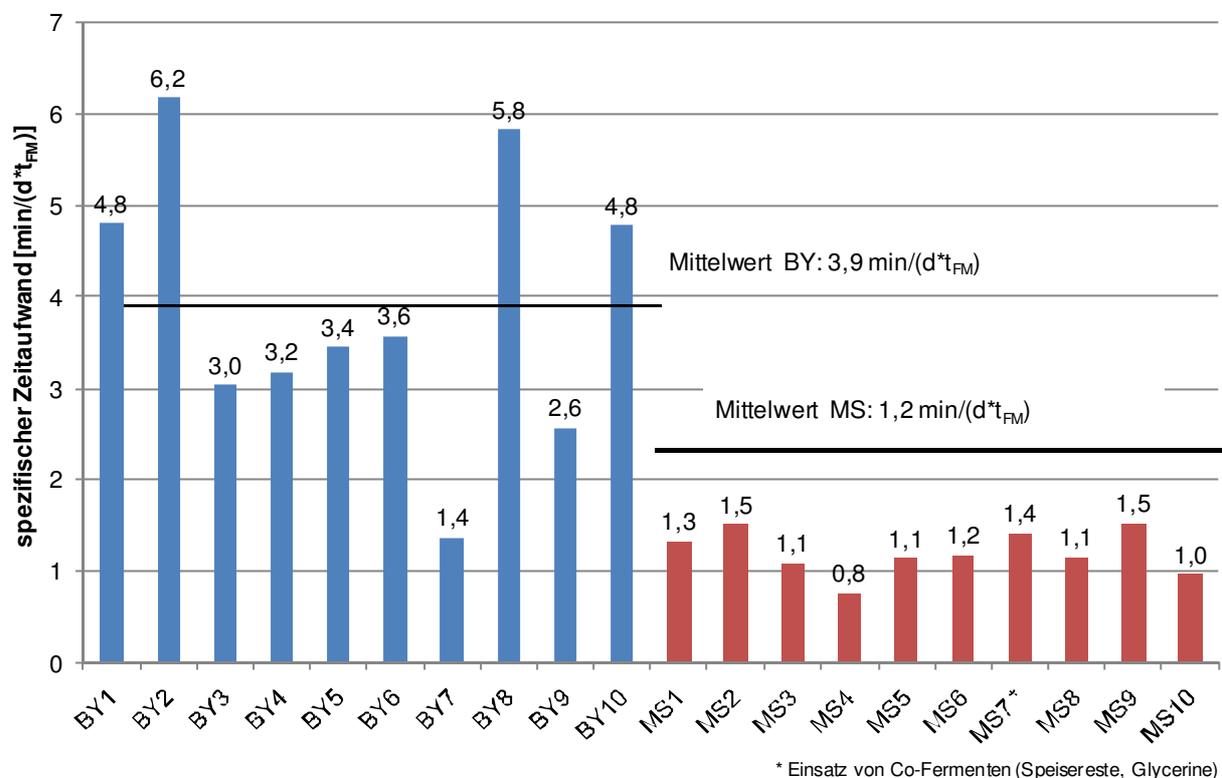


Abbildung 37: Spezifischer Zeitaufwand des Befüllvorgangs der Einbringung

Bei näherer Betrachtung des spezifischen Zeitaufwandes werden deutliche Unterschiede ersichtlich.

In Bayern schwanken die Werte zwischen $1,4 \text{ min}/(\text{d} \cdot \text{kW}_{\text{el}})$ und $6,2 \text{ min}/(\text{d} \cdot \text{kW}_{\text{el}})$. Der große Schwankungsbereich ist vor allem auf die jeweils verwendeten Transportsysteme und die zugehörige Transportentfernung zurückzuführen.

BY7 verfügt beispielsweise über einen Teleskoplader, der $2,5 \text{ m}^3$ Substratmenge transportieren kann. Zudem ist das Silolager mit einer durchschnittlichen Entfernung von 80 m relativ günstig platziert (siehe [Abbildung 38](#)). Weiterhin ist der Transportweg durch eine geteerte Fläche sehr gut befahrbar, wodurch höhere Transportgeschwindigkeiten zu erwarten sind. Dadurch ist der spezifische Zeitaufwand mit $1,4 \text{ min}/(\text{d} \cdot t_{\text{FM}})$ gering.



Abbildung 38: Transportweg von BY7 (Bayerisches Landesamt für Vermessung und Geoinformation 2010)

BY8 hingegen verfügt beispielsweise im Vergleich aller Anlagen mit $5,8 \text{ min}/(\text{d} \cdot t_{\text{FM}})$ über den höchsten spezifischen Zeitaufwand, obwohl das Transportsystem, ebenso wie bei BY7 ein Teleskoplader ist, und dieser zudem über eine größere Transportkapazität (3 m^3) verfügt. Die gravierend höhere Transportzeit ist auf mehrere Ursachen zurückzuführen. Zum Einen ist der Transportweg Silolager-Einbringsystem mit durchschnittlich 240 m sehr hoch, zum Anderen ist ein Höhenunterschied zwischen Siloentnahme und Einbringsystem über eine nicht geteerte Straße zu bewältigen (siehe [Abbildung 39](#)). Dadurch erhöht sich der Zeitaufwand für die Befüllung signifikant.

In Nordrhein-Westfalen werden Teleskoplader, Radlader und Traktoren für die Befüllung der Substratcontainer verwendet. Die Größe der Schaufel des Entnahmegeräts schwankt von 2 m^3 bis maximal 7 m^3 . Bei allen untersuchten Anlagen ist der Transportweg geteert, ein Höhenunterschied ist nicht zu bewältigen. In [Abbildung 40](#) ist der Transportweg beispielhaft für eine Anlage dargestellt.

Aufgrund des Zustandes der Transportwege und der täglich zurückgelegten Strecken ergeben sich auffallende Unterschiede zwischen den untersuchten Anlagen in Bayern und Nordrhein-Westfalen. Der Durchschnittswert für das Befüllen der Einbringung liegt in Bayern bei $3,9 \text{ min}/(\text{d} \cdot t_{\text{FM}})$, wohingegen in Nordrhein-Westfalen mit $1,2 \text{ min}/(\text{d} \cdot t_{\text{FM}})$ ein weitaus geringerer spezifischer Zeitaufwand zu verzeichnen ist. Aus diesem Grund ist hinsichtlich der Befüllung festzuhalten, dass vor allem ein hohes Optimierungspotenzial in Bayern vorliegt.

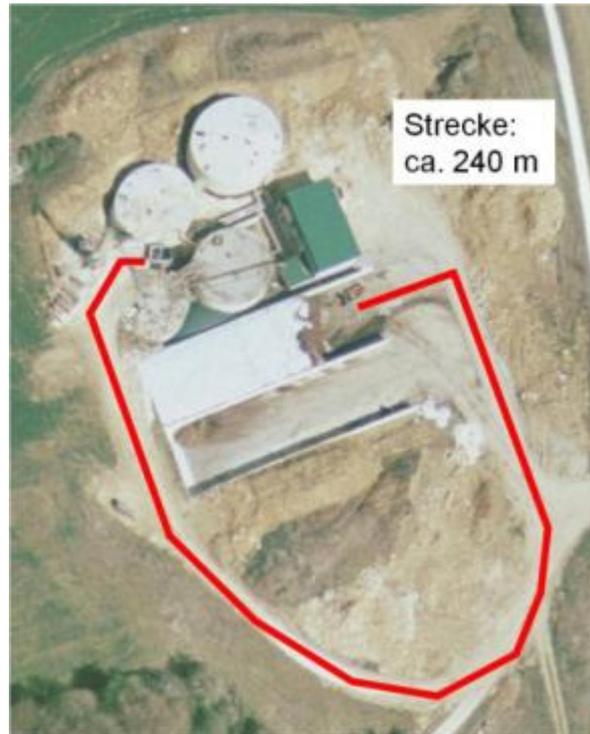


Abbildung 39: Transportweg von BY8 (Bayerisches Landesamt für Vermessung und Geoinformation 2010)



Abbildung 40: Transportweg von MS9 (Kreis Steinfurt – Vermessungs- und Katasteramt n.d.)

4.4 Biogasferzeugung

4.4.1 Fermentationsverfahren

In Bayern wird bei allen 10 untersuchten Anlagen Biogas durch Nassvergärung gewonnen. Dieses Fermentationsverfahren wird auch weitgehend in Nordrhein-Westfalen eingesetzt (70 %). Bei 30 % der Anlagen findet dort die Vergärung durch Trockenfermentation statt.

Die Fermenterbauarten der untersuchten Anlagen können in 3 Gruppen eingeteilt werden. Bei 18 der 20 untersuchten Anlagen finden ausschließlich volldurchmischte Rührbehälter Verwendung. Die restlichen Anlagen bestehen aus Propfenstromfermentern in Kombination mit volldurchmischten Rundbehältern (vgl. Abbildung 41).

Als Baustoff für die Behälter wird bei 19 untersuchten Biogasanlagen Beton eingesetzt. Eine Anlage aus Nordrhein-Westfalen verwendet den Duplex-Werkstoff Verinox, der eine Verbindung zwischen Edelstahl von verzinktem Blech darstellt.

Die Gärbehälter sind mit Betondecken oder Folienhauben abgedeckt.

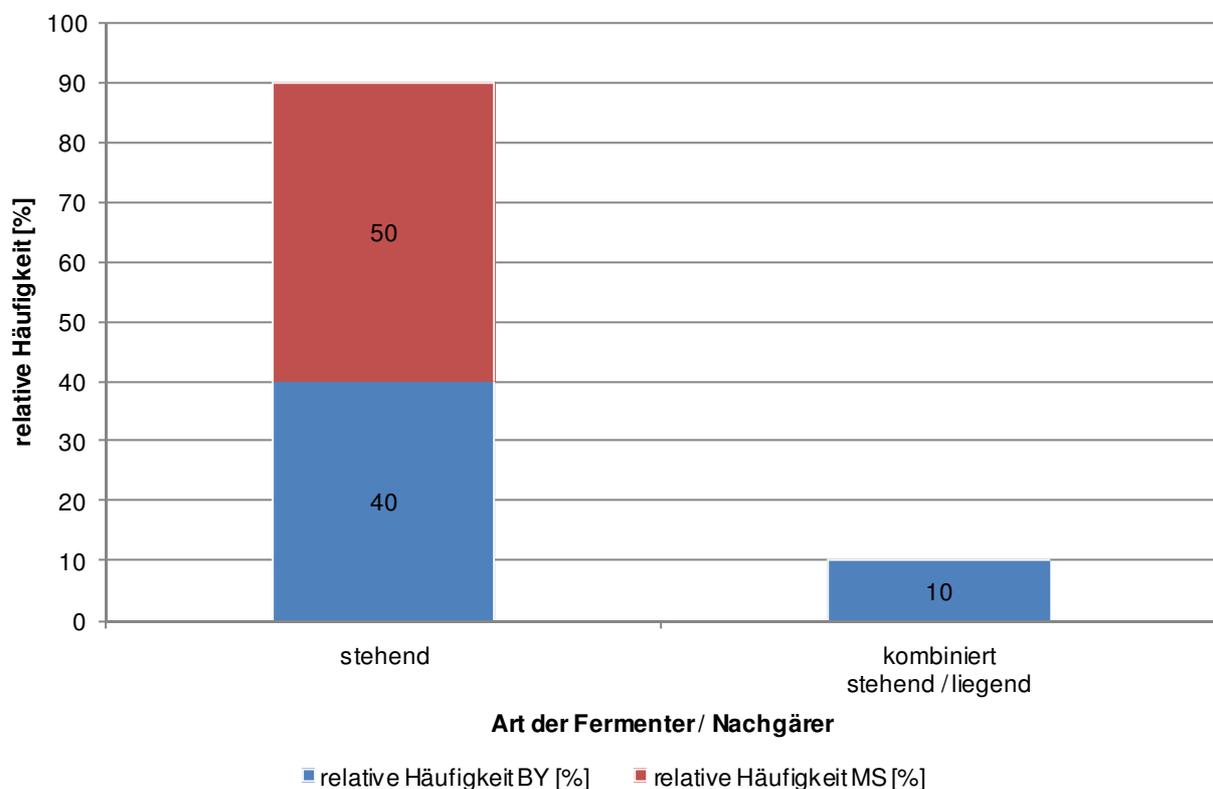
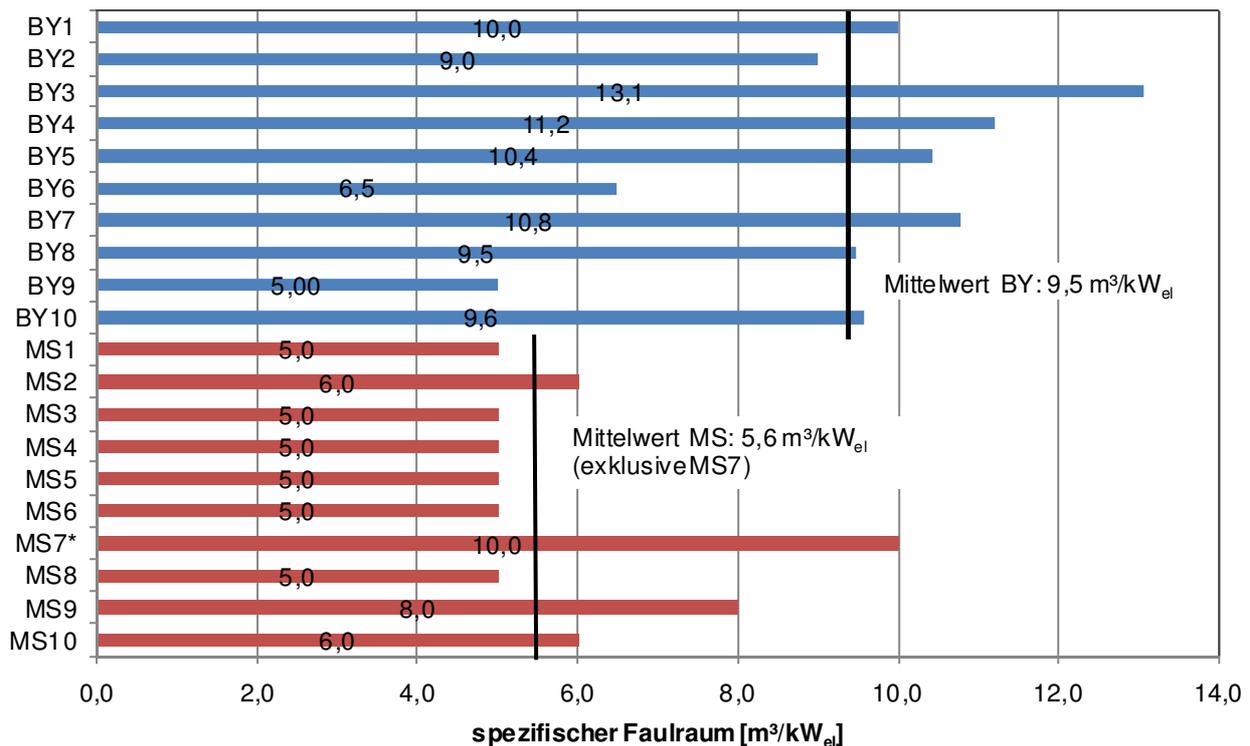


Abbildung 41: Fermenterbauarten der untersuchten Biogasanlagen

4.4.1.1 Spezifischer Faulraum

Die spezifischen Faulräume der untersuchten Anlagen liegen im Bereich von 5,0...13,1 m³/kW_{el} (Abbildung 42).

Der spezifische Faulraum der in Bayern untersuchten Biogasanlagen liegt weitestgehend über den in der Literatur empfohlenen Werten (Döhler et al. 2009a) von 4...8 m³/kW_{el}. In Nordrhein-Westfalen hingegen bewegt sich dieser Parameter mit durchschnittlich 5,6 m³/kW_{el} (exklusive MS7, da hier Co-Fermente eingesetzt werden) innerhalb der Empfehlung. Aufgrund dieser gegensätzlichen Auslegung des Faulraums kann davon ausgegangen werden, dass die untersuchten Biogasanlagen in Bayern die vorhandenen Kapazitäten nicht vollständig ausnutzen.



* Einsatz von Co-Fermenten (Speisereste, Glycerine)

Abbildung 42: Spezifischer Faulraum der untersuchten Biogasanlagen

4.4.1.2 Gesamtraumbelastung

Die Gesamtraumbelastung liegt durchschnittlich (ohne MS7) bei $2,6 \text{ kg}_{\text{oTM}}/(\text{m}^3_{\text{Arbeitsvolumen}} \cdot \text{d})$. Die jeweilige Raumbelastung der einzelnen Anlagen ist in [Abbildung 43](#) dargestellt.

Im Vergleich zu Döhler et al. (2009a) liegen die Raumbelastungen nahezu aller Anlagen in Bayern unterhalb den vorgeschlagenen $2...4,7 \text{ kg}_{\text{oTM}}/(\text{m}^3_{\text{Arbeitsvolumen}} \cdot \text{d})$. Dies ist wiederum ein Indiz für das nicht vollständig ausgeschöpfte Leistungspotenzial der in Bayern untersuchten Biogasanlagen.

Die Anlagen in Nordrhein-Westfalen liegen in einem Bereich von $2,0...4,3 \text{ kg}_{\text{oTM}}/(\text{m}^3_{\text{Arbeitsvolumen}} \cdot \text{d})$ und damit innerhalb der vorgeschlagenen Werte. Bei der Anlage MS7 ist die Raumbelastung geringer, da hier Lebensmittel und Glycerine als Substrate verwendet werden.

4.4.1.3 Hydraulische Verweilzeit

Die durchschnittliche hydraulische Verweilzeit der bayerischen Anlagen liegt bei 84,1 Tagen, die der nordrhein-westfälischen bei 47,5 Tagen. Die jeweiligen Werte der einzelnen Anlagen sind in [Abbildung 44](#) dargestellt.

Bei den hydraulischen Verweilzeiten ist auffallend, dass Anlage BY7 mit 144 Tagen den in Fachliteratur beschriebenen Bereich von 35 bis 110 Tagen weit überschreitet (Döhler et al. 2009a).

Die hydraulische Verweilzeit von MS3 ist als sehr gering anzusehen. Bei dieser Anlage werden, um die festen Substrate in einen pumpfähigen Zustand zu überführen, nicht nur Gülle im Anmischbehälter mit den festen Substraten vermischt, es wird ebenfalls Rezirkulat aus dem Endlager zurückgeführt. 50 % der Gesamtsubstratmenge werden als Rezirkulat wieder in den Fermenter befördert. Des Weiteren ist die Fermentation lediglich einstufig, d.h. die Anlage ist nur mit einem Fermenter ausgestattet. Diese beiden Ursachen bedingen die geringe Verweilzeit von MS3.

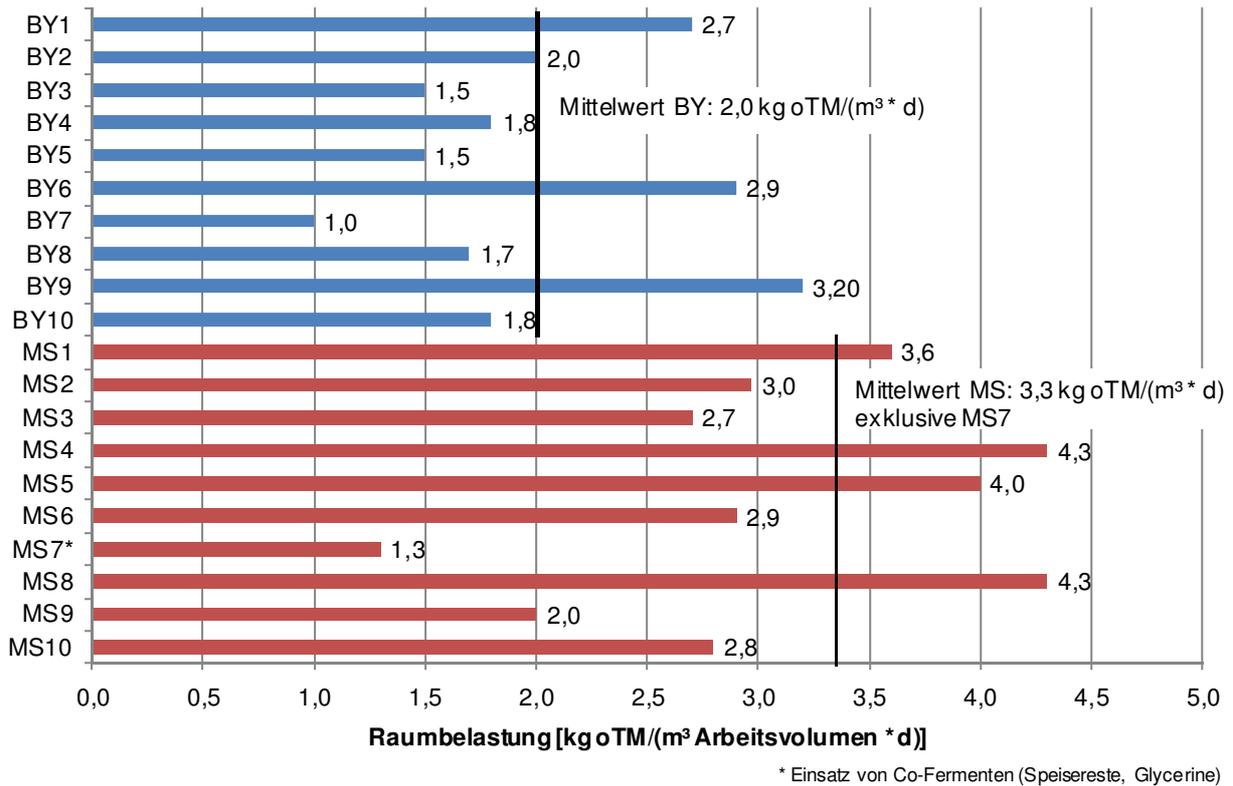


Abbildung 43: Raumbelastung der untersuchten Biogasanlagen

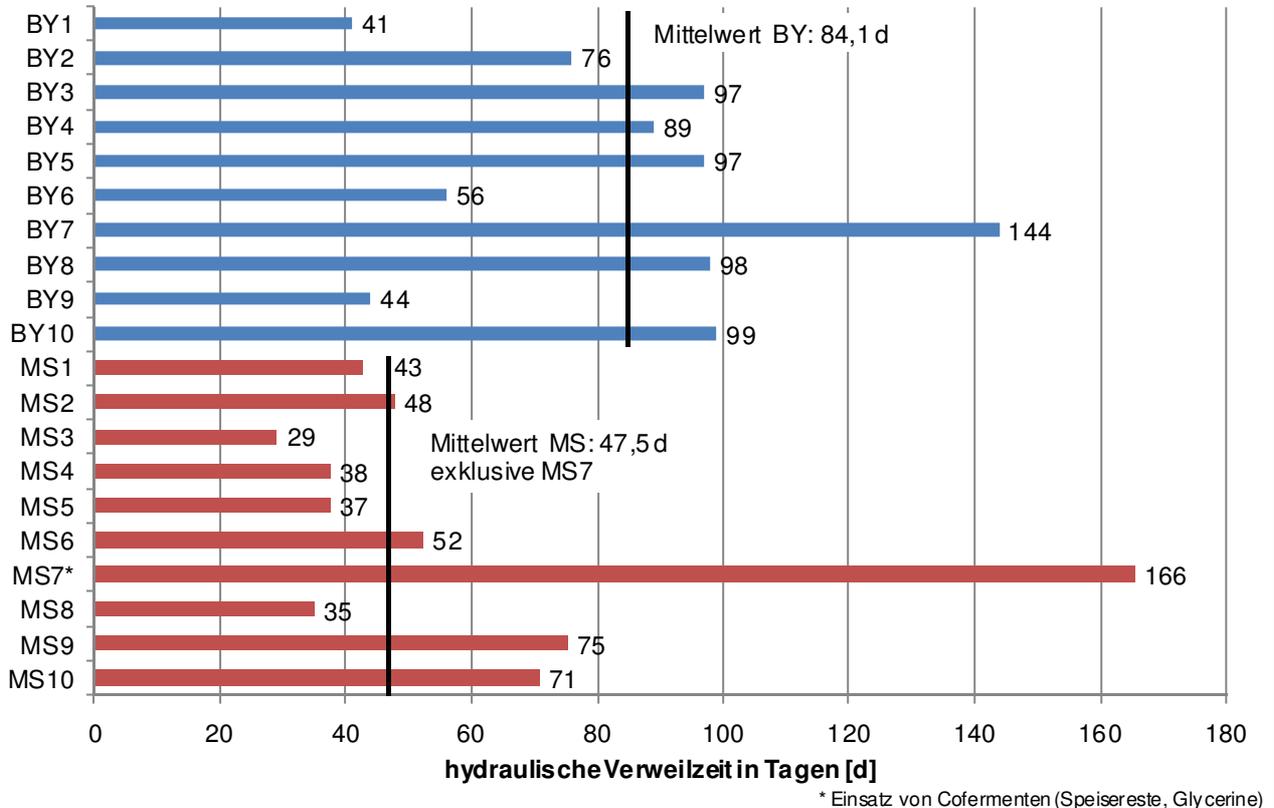


Abbildung 44: Hydraulische Verweilzeit in Tagen der untersuchten Biogasanlagen

MS7 verfügt dagegen über zwei Fermenter, einen Nachgärer und ein gasdicht abgedecktes Endlager. Des Weiteren werden u.a. Fette in der Anlage vergoren, die aufgrund der hohen Gasausbeute pro Tonne Substrat, wenig Raum in den Gärbehältern einnehmen, so dass eine sehr hohe hydraulische Verweilzeit von 167 Tagen zustande kommt.

In wie weit die Verweilzeiten sich auf das Restgaspotenzial im Endlager und somit auch auf die Emission von klimarelevanten Gasen auswirkt, wird in den Kapiteln 0 und 4.11 beschrieben.

4.4.1.4 Substratausnutzungsgrad

Der Substratausnutzungsgrad (vgl. Kapitel 2.3.1.1) stellt einen Vergleichswert zu Literaturwerten dar und macht eine Aussage darüber, wie effizient die eingesetzten Substrate genutzt werden. Anhand der ermittelten Daten zeigen sich, wie in Abbildung 45 dargestellt, große Schwankungsbreiten von 59...144 % im Vergleich zu den Literaturwerten. Dies lässt bei einigen Anlagen auf einen starken Verbesserungsbedarf sowohl in Bayern als auch in Nordrhein-Westfalen schließen.

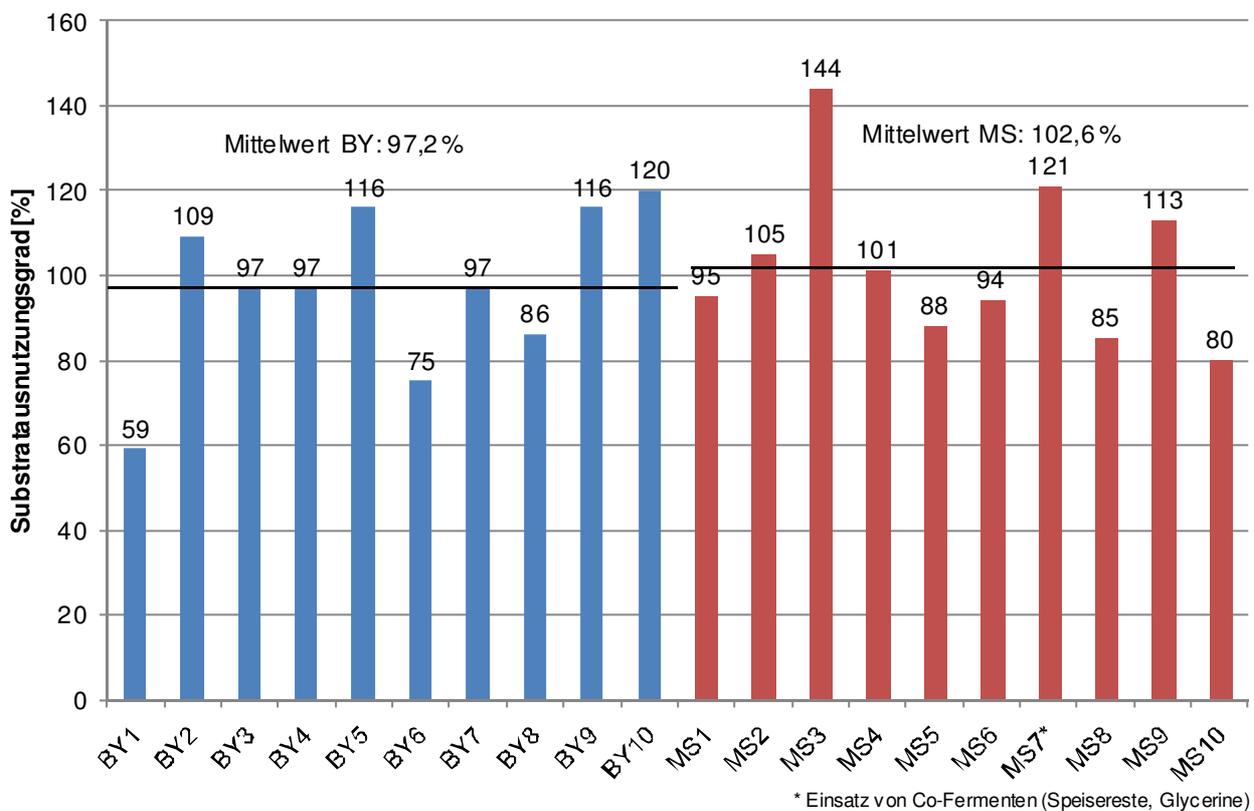


Abbildung 45: Substratausnutzungsgrad der untersuchten Biogasanlagen

Die Anlage MS3 weist mit 144 % den mit Abstand größten Substratausnutzungsgrad auf. Die große Differenz zu den anderen Anlagen kann durch den hohen Anteil an zurückgeführten Gärresten aus dem Endlager bedingt sein. Da die Gasmenge, die noch aus dem rezirkulierten Endlagerinhalt entweicht, nicht bestimmt werden kann, ist dieser Teil des zugeführten Substrates als Wasser mit in die Berechnung eingeflossen.

Eine Steigerung des Substratausnutzungsgrades kann bei Biogasanlagen als Optimierungspotenzial eingeschätzt werden, jedoch ist deren Realisierung aufgrund der vielen Einflussfaktoren als schwierig anzusehen. Hier ist es Aufgabe der Betreiber, entsprechende Maßnahmen zu ergreifen.

4.4.2 Substratzusammensetzung

Im Rahmen der Untersuchung wird ersichtlich, dass hohe Wirtschaftsdüngeranteile eingesetzt werden (vgl. Abbildung 46). Der durchschnittliche Anteil an NawaRo ist in Bayern mit 57,9 % nur geringfügig höher als in Nordrhein-Westfalen mit 56,6 %. Der allgemein hohe Wirtschaftsdüngeranteil zeigt, dass der Güllebonus stark in Anspruch genommen wird.

Ein verstärkter Einsatz von Wirtschaftsdüngern wirkt sich positiv auf die Klimagasbilanz von Biogasanlagen aus. Zudem kann die Stabilität des Fermentationsprozesses dadurch unterstützt werden. Als Nebeneffekt sind jedoch größere Behältervolumina aufgrund eines geringeren Gasbildungspotenzials von Wirtschaftsdünger zu erwarten.

Somit ist bei einer vermehrten Nutzung von Wirtschaftsdünger stets dessen Verfügbarkeit und das verfügbare Behältervolumina zu beachten.

Bei der Anlage MS7 werden als Substrate Glycerin und Lebensmittelreste verwendet. Diese werden als Co-Fermente in Abbildung 46 dargestellt.

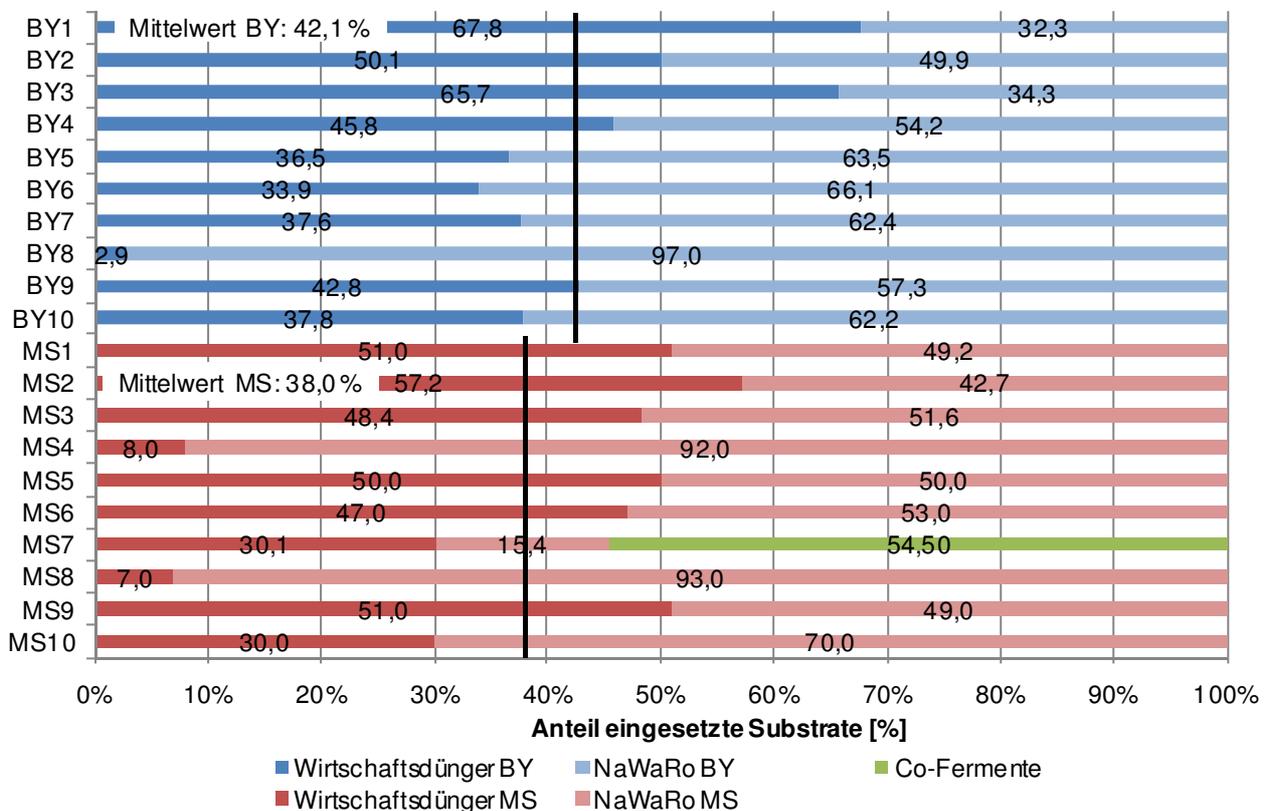


Abbildung 46: Prozentuale Aufteilung Wirtschaftsdünger / NawaRo der untersuchten Biogasanlagen

Maissilage, Grassilage und GPS sind die am häufigsten eingesetzten NawaRo, wobei Maissilage bei allen untersuchten Anlagen vergoren wird. Grassilage wird in 50 %, GPS in 35 % der untersuchten Anlagen vergoren.

Die am häufigsten eingesetzten Wirtschaftsdünger sind Rinder- und Schweinegülle. Putenmist, Hühnermist, Rindermist und Pferdemist kommen nur sehr selten in den untersuchten Biogasanlagen zur Verwendung. Ein Vergleich der zwei Untersuchungsregionen zeigt, dass in Bayern vorwiegend Rindergülle und in Nordrhein-Westfalen Schweinegülle verwendet wird. Dies ist vor allem auf die in den jeweiligen Regionen vorherrschenden, gewachsenen landwirtschaftlichen Strukturen zurückzuführen. Im Jahr 2007 wurden 6,4 Millionen Schweine in Nordrhein-Westfalen gehalten.

Die Anzahl der Rinder belief sich auf lediglich 1,3 Millionen (Information und Technik Nordrhein-Westfalen 2008). In Bayern werden hingegen im Verhältnis zur Schweinehaltung (3,6 Millionen Tiere (Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung 2010)) deutlich mehr Rinder (3,4 Millionen Tiere (Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung 2010)) gehalten als in Nordrhein-Westfalen.

4.4.3 Biologie

Die in diesem Abschnitt dargestellten Untersuchungsergebnisse sind lediglich als Anhaltspunkte für die Betriebsweise der einzelnen Anlagen zu sehen, da aufgrund des kurzen Untersuchungszeitraumes von den untersuchten Anlagen nur Stichproben der eingesetzten Substrate genommen werden konnten. Aus diesem Grund beschränkt sich die Darstellung der Ist-Stand-Analyse der Biologie auf allgemeine, vergleichbare Parameter die eine Aussage über den Betriebszustand der jeweiligen Anlage geben können.

4.4.3.1 Trockenmasse

Die Trockenmasse-Werte (TM-Werte) der betrachteten Anlagen liegen in den Gärbehältern, wie in Abbildung 47 dargestellt, zwischen 54 g/kg...114,0 g/kg.

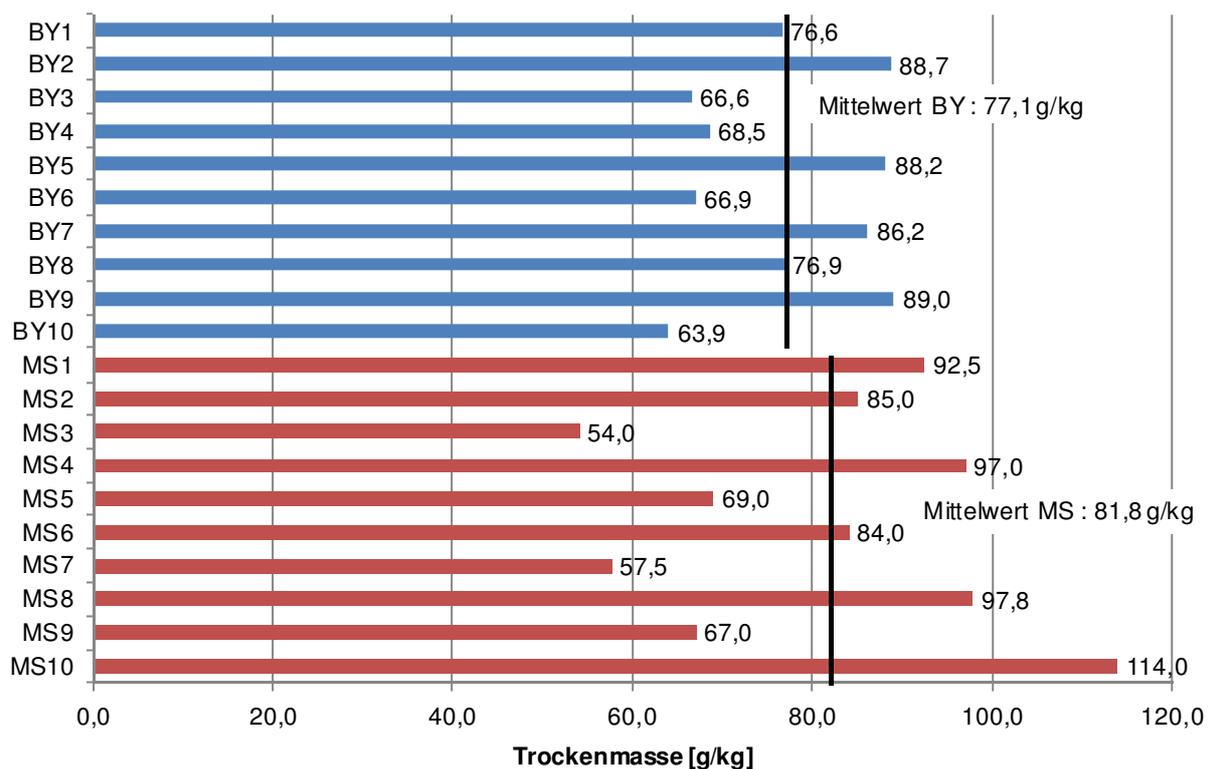


Abbildung 47: Mittelwerte der Trockenmasse aus Substratproben von Fermenter / Nachgärer

Bei den Anlagen in Bayern liegen die TM-Werte durchwegs, wie auch in Nordrhein-Westfalen unter dem in Döhler et al. (2009a) angegebenen maximalen Bereich von 120...150 g/kg.

Nach Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2009c) steigt die Viskosität des Fermenterhalts bei TM-Werten von größer als 100 g/kg stark an, was einen großen Einfluss auf die Rührfähigkeit des Fermenterhalts hat. Lediglich die Anlage MS10 liegt mit einem TM-Wert von 114 g/kg über dem kritischen Wert, wonach hier mit einem erhöhten Rühraufwand gerechnet werden muss, was sich auch in Kapitel 4.4.5 bestätigt. MS10 ist eine Trockenfermentationsanlage, die die flüssige Phase des Gärrestes zum Anmischen der Substrate zurück in die Fermenter be-

fördert. Bezogen auf die gesamte Substratmenge beträgt der Anteil des flüssigen Gärrestes 32 %. Um die Viskosität zu reduzieren und die Rührenergie zu senken, sollte dieser Anteil erhöht werden.

4.4.3.2 Organische Trockenmasse – Abbaugrad

In Abbildung 48 ist die organische Trockenmasse der zugeführten Substrate und aus dem Endlager sowie der daraus berechnete Abbaugrad dargestellt.

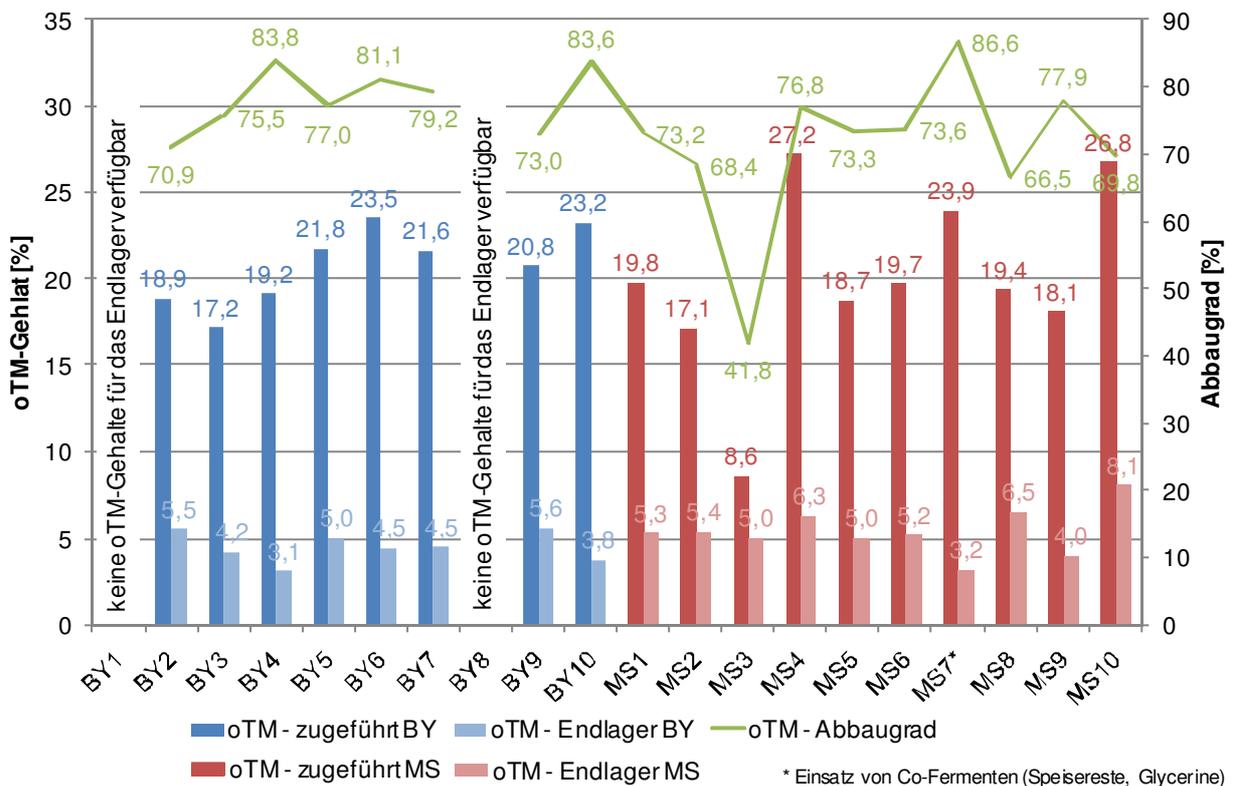


Abbildung 48: Abbaugrad der organischen Substanz der untersuchten Biogasanlagen

Der organische Trockenmasseanteil der eingesetzten Substrate schwankt von 9...27 %. Um Vergleichbarkeit der Anlagen zu gewährleisten, werden anerkannte Richtwerte für die oTM-Werte der zugeführten Substrate (Döhler et al. 2009a) herangezogen. Die organische Trockenmasse aus dem Endlager wird in Verbindung mit den Restgaspotenzialbestimmungen ermittelt. Diese Werte liegen im Bereich von 3,2 bis 8,1 %. Bei den Anlagen BY1 und BY8 wurde das Restgaspotenzial nicht bestimmt, wodurch hier keine oTM-Gehalte für das Endlager zur Verfügung stehen.

Der Abbaugrad in den untersuchten Anlagen liegt zwischen 42 % und 87 %. Mit Ausnahme von MS3 spiegeln die Ergebnisse die Erkenntnisse des Biogasmessprogramms II (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe 2009c) wieder, wo die Werte zwischen 59 % und 89 % liegen. MS3 ist eine einstufige Anlage, d.h. mit nur einem Fermenter und einem nicht gasdicht abgedeckten Endlager ausgestattet. Der geringe Abbaugrad kann daraus abgeleitet werden.

Ein niedriger Abbaugrad reduziert die Gesamteffizienz der Anlage und stellt damit einen wirtschaftlichen Verlust dar. Um eine Erhöhung des Abbaugrades zu erreichen, muss die Verweilzeit im Fermenter erhöht werden.

MS3 führt im Verhältnis zur Masse der eingesetzten Substrate 50 % aus dem Endlager zurück, um die Substrate in einen pumpfähigen Zustand zu überführen. Durch die Reduzierung dieser Menge werden die Verweilzeit und damit der Abbaugrad erhöht.

4.4.3.3 pH-Wert

Die pH-Werte in den Gärbehältern der untersuchten Anlagen liegen, wie in [Abbildung 49](#) dargestellt, in einem Bereich von 7,4...8,2. Der Mittelwert der Anlagen in Bayern liegt bei 7,7 und in Nordrhein-Westfalen bei 7,8.

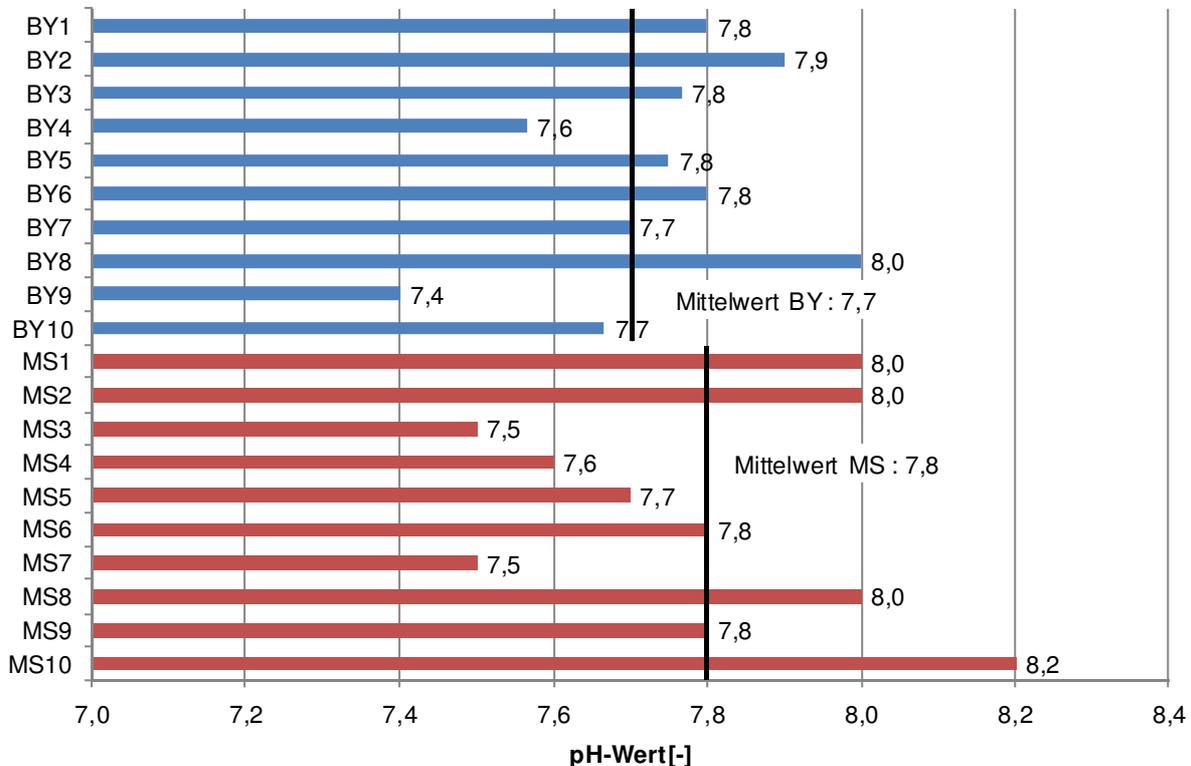


Abbildung 49: Mittelwerte der pH-Werte aus Substratproben von Fermenter / Nachgärer

Laut Literaturangaben sind Milieubedingungen mit pH-Werten von 6,8...8,2 für die Methanbildung am günstigsten (Döhler et al. 2009a). Demnach liegen alle pH-Werte der untersuchten Anlagen im oberen Bereich der empfohlenen Werte.

Bei pH-Werten kleiner als 6,8 steigt die CO₂-Produktion. Des Weiteren ist mit einer Zunahme von Schwefelwasserstoff und Fettsäuren zu rechnen, wodurch die Methanproduktion reduziert wird (Köttner 2006). Dies ist bei keiner der untersuchten Anlagen der Fall.

Bei pH-Werten größer als 8, verschiebt sich das Dissoziationsgleichgewicht von NH₄ nach NH₃, was wiederum toxisch für die Methanbildung ist (Köttner 2006). Dies ist für die Anlage MS10 der Fall. Hier ist eine niedrige Methanbildungsrate zu erwarten.

4.4.3.4 FOS/TAC-Quotient

Der Quotient aus den Flüchtigen Organischen Säuren (FOS) und der Pufferkapazität (TAC = totale alkalische Carbonate) der bayerischen Anlagen liegt im Bereich von 0,19...0,34 (vgl. [Abbildung 50](#)).

Das Standardverfahren, den FOS/TAC-Wert zu ermitteln, ist die Titration. Mit Hilfe dieser Bestimmungsmethode sind allerdings nur die Anlagen in Bayern analysiert. Bei den nordrhein-westfälischen Anlagen ist diese Methode nicht angewandt. Die FOS-Konzentrationen, die in [Tabelle 3](#) im Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** aufgelistet sind, sind durch Gaschromatographie bestimmt. Die Konzentrationssumme der Säuren ist ins Verhältnis zur Pufferkapazität (TAC) gesetzt worden. Da bei der herkömmlichen Methode, der Titration, noch

andere Säuren mit bestimmt werden, liegt der Parameter in Nordrhein-Westfalen unter den allgemeinen, mit dem Standardverfahren bestimmten Durchschnittswerten und kann mit den Ergebnissen aus Bayern nicht verglichen werden.

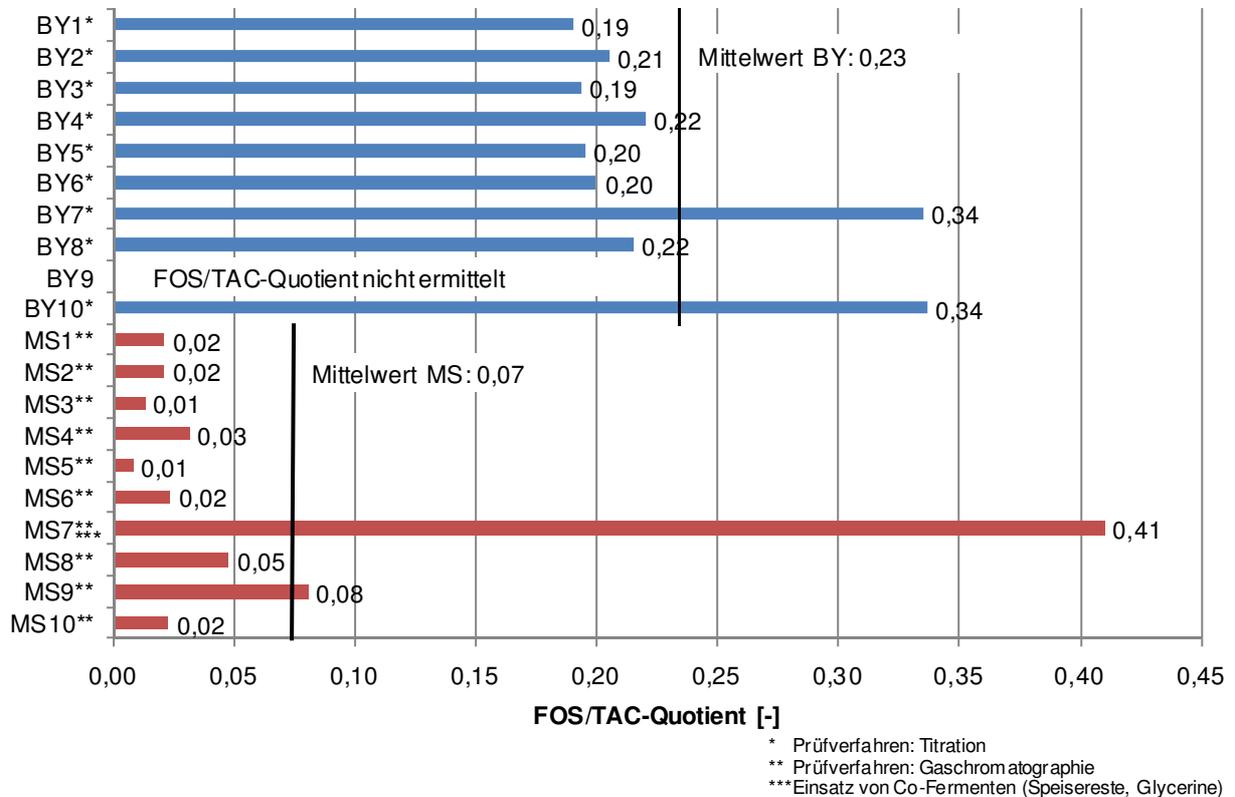


Abbildung 50: Mittelwerte des FOS/TAC-Quotienten aus Substratproben von Fermenter / Nachgärer

Bei der herkömmlichen Bestimmungsmethode gilt der FOS/TAC-Wertebereich von 0,3...0,4 als optimal für den Betrieb einer Biogasanlage (Lossie und Pütz 2009). Werte unter 0,2 lassen darauf schließen, dass die Substratzugabe der Anlage erhöht werden kann. Ein Wert über 0,4 lässt darauf schließen, dass die Anlage eine zu hohe Substratzufuhr hat (Lossie und Pütz 2009). Ab einem Wert von 0,8 ist mit Prozessstörungen zu rechnen (Effenberger et al. 2007).

Bei den untersuchten bayerischen Anlagen zeigt sich, dass bis auf BY7 und BY10 alle Anlagen nicht optimal ausgelastet sind und die Substratzugabe erhöht werden kann, um die Auslastung der Anlage zu erhöhen.

4.4.4 Feststoffeinbringung

Im Rahmen des Projekts werden die verwendeten Einbringverfahren hinsichtlich ihrer Einsatzhäufigkeit untersucht. Es ist festzustellen, dass Schnecken (Förder-, Steil- und/oder Stopfschnecke) mit 65 % das am häufigsten eingesetzte Einbringverfahren sind.

Sind die Fermenter mit einer Betondecke ausgeführt, ist der Substratvorlagebehälter in Bayern meist dort platziert. Diese Konstruktion kommt bei den in Nordrhein-Westfalen untersuchten Anlagen überhaupt nicht vor. Die Substratcontainer befinden sich dort fast immer neben den Fermentern. Die festen Substrate werden mit Hilfe mehrerer Schnecken in den oberen Bereich der Behälter befördert.

Das Anmischen der festen Substrate mit Rezirkulat und anschließendes Pumpen des Gemisches in den Fermenter wird mit 25 % am zweithäufigsten durchgeführt. Dabei sind allerdings wiederum deutliche regionale Unterschiede zwischen Bayern und Nordrhein-Westfalen festzustellen, da die-

se Art der Einbringung lediglich in den untersuchten Anlagen in Nordrhein-Westfalen zu finden ist. Lediglich bei einer Anlage erfolgt dort die Einbringung mittels eines Presskolbens (Abbildung 51).

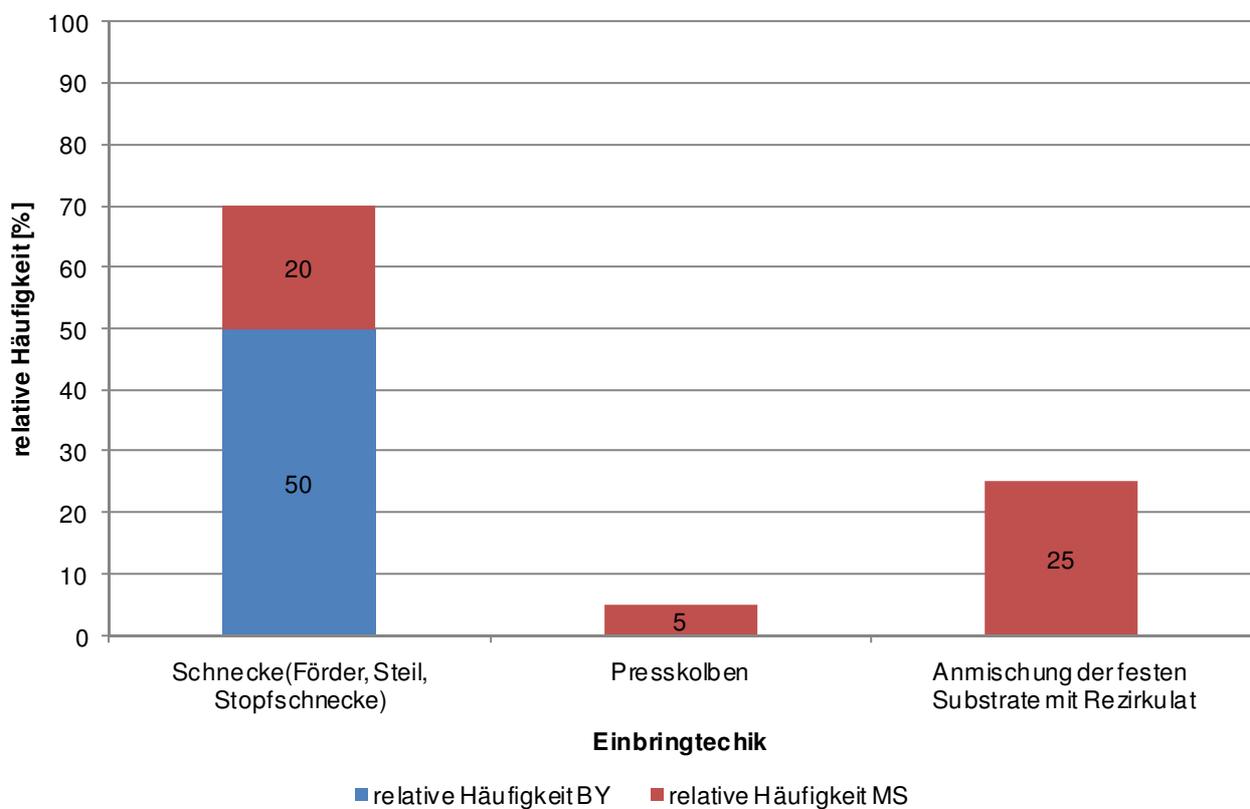


Abbildung 51: Häufigkeit der eingesetzten Technik bzgl. Feststoffeinbringung der untersuchten Anlagen

Die Verteilung und damit verbundene Häufigkeit der eingesetzten Einbringssysteme verhält sich analog zu den Ergebnissen des Biogasmessprogramms II (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe 2009c).

Um die Einbringssysteme hinsichtlich ihrer energetischen Effizienz bewerten zu können, wird deren spezifischer Energiebedarf je eingebrachter Tonne Feststoff ermittelt (Abbildung 52).

Auffallend ist hier der große Unterschied zwischen bayerischen und nordrhein-westfälischen Anlagen. So liegt der Mittelwert der untersuchten Anlagen in Bayern bei $1,1 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{FM}}$ und in Nordrhein-Westfalen bei $4,6 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{FM}}$ (vgl. Abbildung 52). Im Vergleich zu Döhler et al. (2009a) liegt der Durchschnittswert der Anlagen in Bayern größtenteils innerhalb der dort ermittelten Werte von $0,4 \dots 0,9 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{FM}}$ für Einbringssysteme mit Schnecken, wohingegen der Durchschnittswert der Anlagen in Nordrhein-Westfalen stark von den Literaturwerten abweicht. Dies ist durch die häufige Nutzung von mehreren Transportschnecken zu erklären, wodurch die Leistungsaufnahme des Einbringensystems erhöht wird. Werden die Substrate zuvor in einem Anmischbehälter vermischt, befinden sich die Einbringssysteme meist nicht direkt an den Fermentern. Es muss ein größerer Weg vom Substratcontainer bis zum letzten Einbringort in den Fermenter überwunden werden.

Aufgrund der großen Diskrepanz zwischen den beiden Untersuchungsregionen zeigt sich, dass vor allem in Nordrhein-Westfalen Optimierungspotenzial hinsichtlich des Energieverbrauchs bei Feststoffeinbringensystemen besteht.

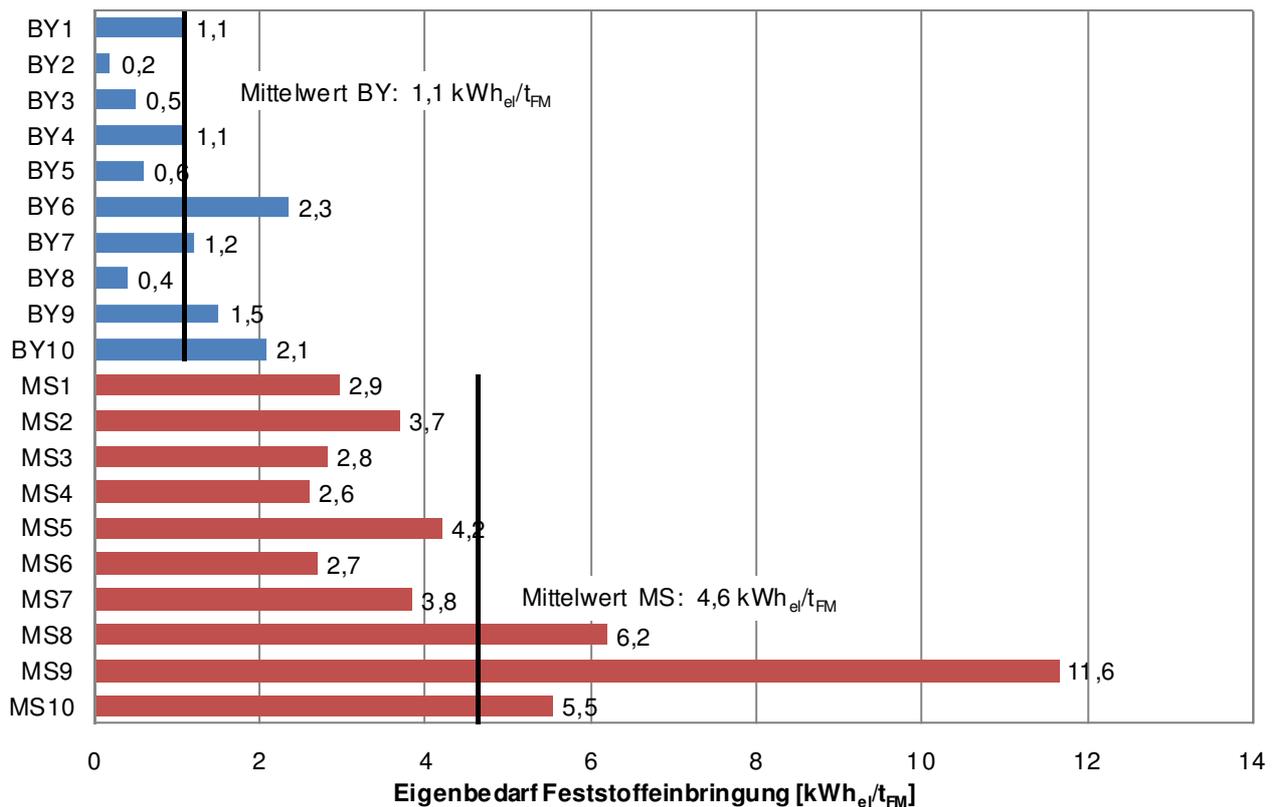


Abbildung 52: Spezifischer Eigenenergiebedarf der Feststoffeinbringung

4.4.5 Rührtechnik

Der spezifische Rührenergiebedarf, bezogen auf die zugeführte Frischmasse, liegt zwischen 1,0 kWh/t_{FM} und 12,6 kWh/t_{FM} (vgl. [Abbildung 53](#)). Die spezifische Rührenergie differiert auffallend stark von Anlage zu Anlage. Der hohe Schwankungsbereich erklärt sich vor allem durch unterschiedliche hydraulische Verweilzeiten.

Wie in [Abbildung 54](#) dargestellt, ist teilweise ein Zusammenhang zwischen hohen TM-Gehalten und daraus resultierend hohen spezifischen Rührenergien ersichtlich. Ein direkter Zusammenhang zwischen der spezifischen Rührenergie, bezogen auf die jeweiligen Arbeitsvolumina, und dem Trockenmasse-Gehalt kann jedoch bei den untersuchten 20 Anlagen nicht hergestellt werden.

Da jede Anlage unterschiedlich zur Bildung von Schwimm- und Sinkschichten neigt, besitzt jede Anlage unterschiedliche Anforderungen an die Durchmischungsqualität. Ebenfalls spielen für die Höhe des Rührenergiebedarfes die eingesetzte Rührtechnik und die Häufigkeit und Dauer der Rührintervalle eine entscheidende Rolle, genau wie die Beschaffenheit der Substrate bzw. unterschiedlich hohe Wirtschaftsdüngeranteile.

In [Abbildung 55](#) sind die spezifischen Rührenergien in den einzelnen Gärbehältern der in Bayern untersuchten Anlagen dargestellt. Da die Ergebnisse der nordrhein-westfälischen Anlagen ähnlich ausfallen, werden an dieser Stelle nur die Daten der bayerischen Anlagen dargestellt. Wie zu erwarten, wird für die Durchmischung der Fermenter (Ferm.) durchgängig deutlich mehr Energie aufgewendet als für die Durchmischung der Nachgärer (NG) bzw. der gasdicht abgedeckten Endlager (Endl.). Im Vergleich wird für die Homogenisierung des liegenden Fermenters der Anlage BY9 mit 26,0 kWh_{ei}/(100 m³_{Arbeitsvolumen}·d) am meisten Energie aufgewendet. In diesem Behälter werden zwei Paddelrührwerke mit einer gemessenen durchschnittlichen Wirkleistung von 0,62 kW_{el} bzw. 0,46 kW_{el} betrieben. Der TM-Gehalt dieses Fermenters beträgt 97 g/kg.

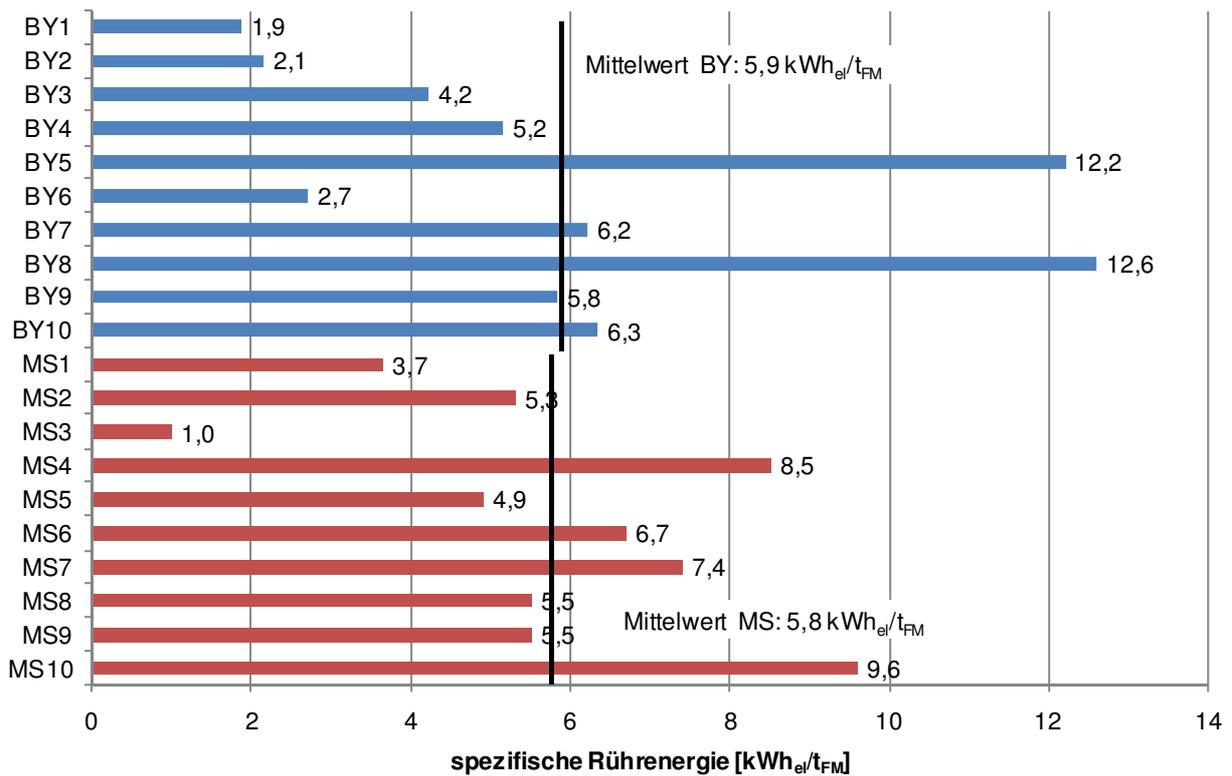


Abbildung 53: Spezifische Rührerenergie bezogen auf die zugeführte Frischmasse

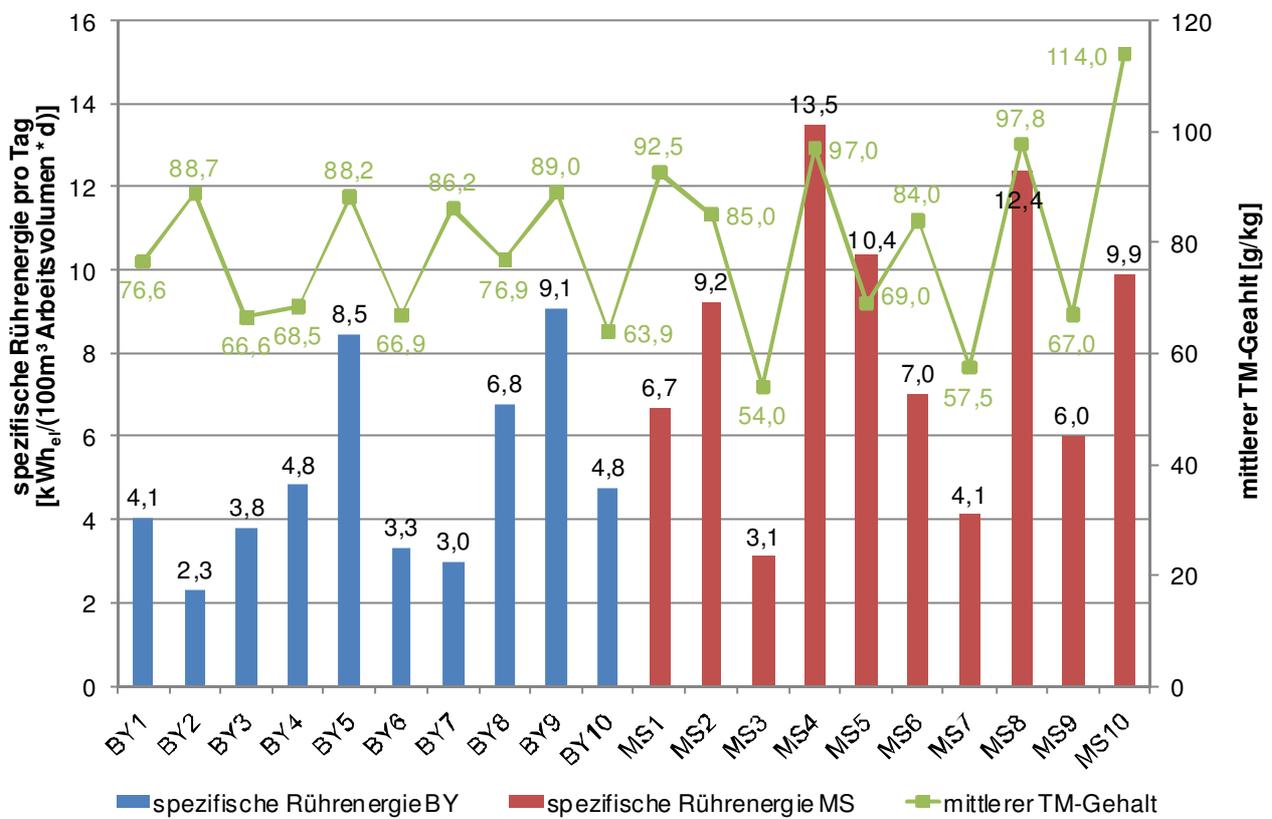


Abbildung 54: Mittlerer TM-Gehalt und spezifische Rührerenergie der untersuchten Anlagen

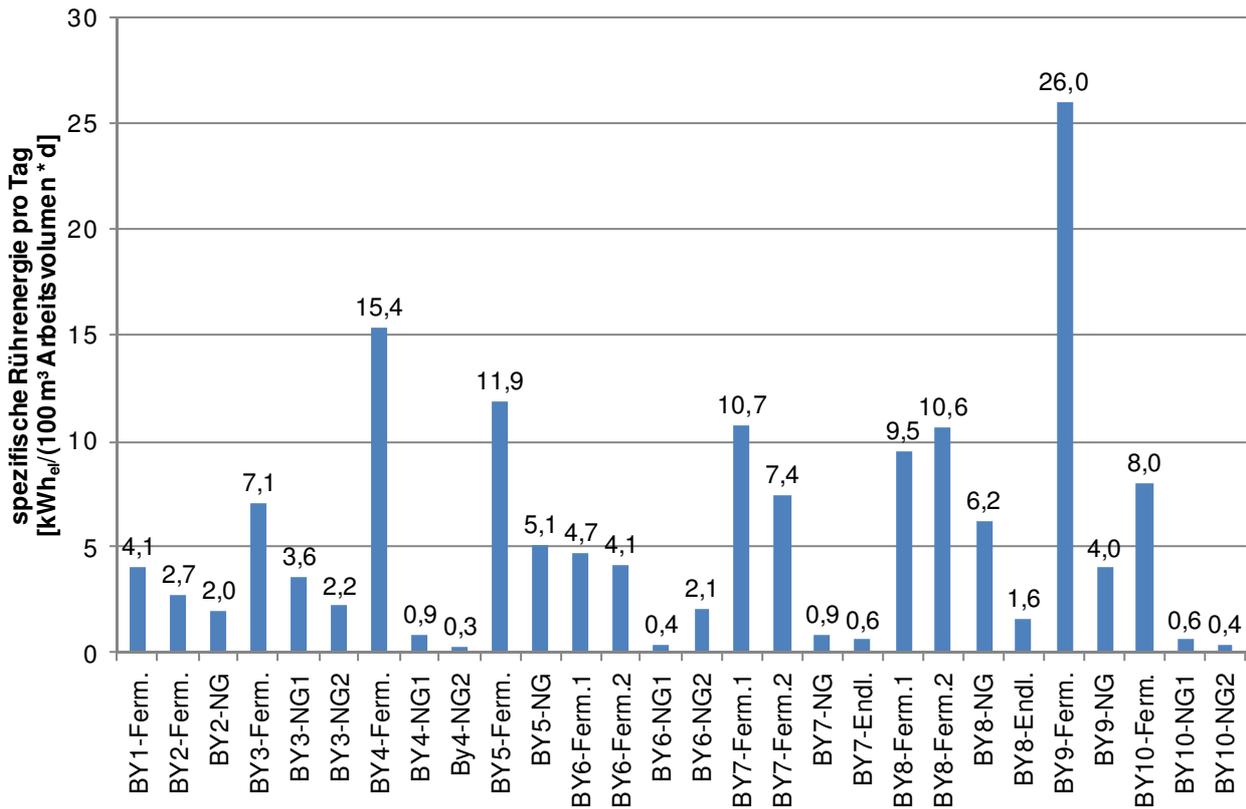


Abbildung 55: Spezifische Rührenergie in den Gärbehältern der untersuchten Biogasanlagen in Bayern

Auffällig ist der unterschiedliche Energieaufwand für die Durchmischung der beiden baugleichen Fermenter der Anlage BY7. Mit 7,4 kWh_{el}/(100 m³Arbeitsvolumen · d) wird dort im zweiten Fermenter lediglich 70 % der Energie für die Durchmischung des ersten Fermenters aufgewendet. Diese Differenz lässt sich auf den Bruch einer der beiden Rührschaufeln des bodengelagerten Langachs-rührwerks im zweiten Fermenter zurückführen. Obwohl die in den beiden Fermentern installierten Rührwerke mit gleichen Laufzeiten betrieben werden, sind im zweiten Fermenter keinerlei Probleme festzustellen.

Für die Homogenisierung der Gärbehälter der untersuchten Anlagen werden hauptsächlich, vor allem bei den nordrhein-westfälischen Biogasanlagen, Tauchmotorrührwerke eingesetzt. Am zweithäufigsten kommen horizontale Paddelrührwerke und bodengelagerte Langachs-rührwerke zum Einsatz. Außerdem werden Stabmixer und Tank- bzw. Schachtrührwerke verwendet. In Abbildung 56 ist die Häufigkeit der verschiedenen Rührwerkstypen, basierend auf der Anzahl und den Typen der einzelnen Rührwerke, dargestellt. Im Vergleich zu Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2009c) sind bei den hier untersuchten Anlagen die Tauchmotorrührwerke mit über 70 % etwas überrepräsentiert.

Die in Abbildung 57 dargestellten minimalen, maximalen sowie durchschnittlichen täglichen Rührwerklaufzeiten der einzelnen Rührtechniken zeigen, wie unterschiedlich diese jeweils eingesetzt werden. Auffällig ist, dass sich die Laufzeiten der einzelnen Rührwerke von Anlage zu Anlage stark unterscheiden, obwohl ähnliche Fermenter- und Rührwerkstypen verwendet werden.

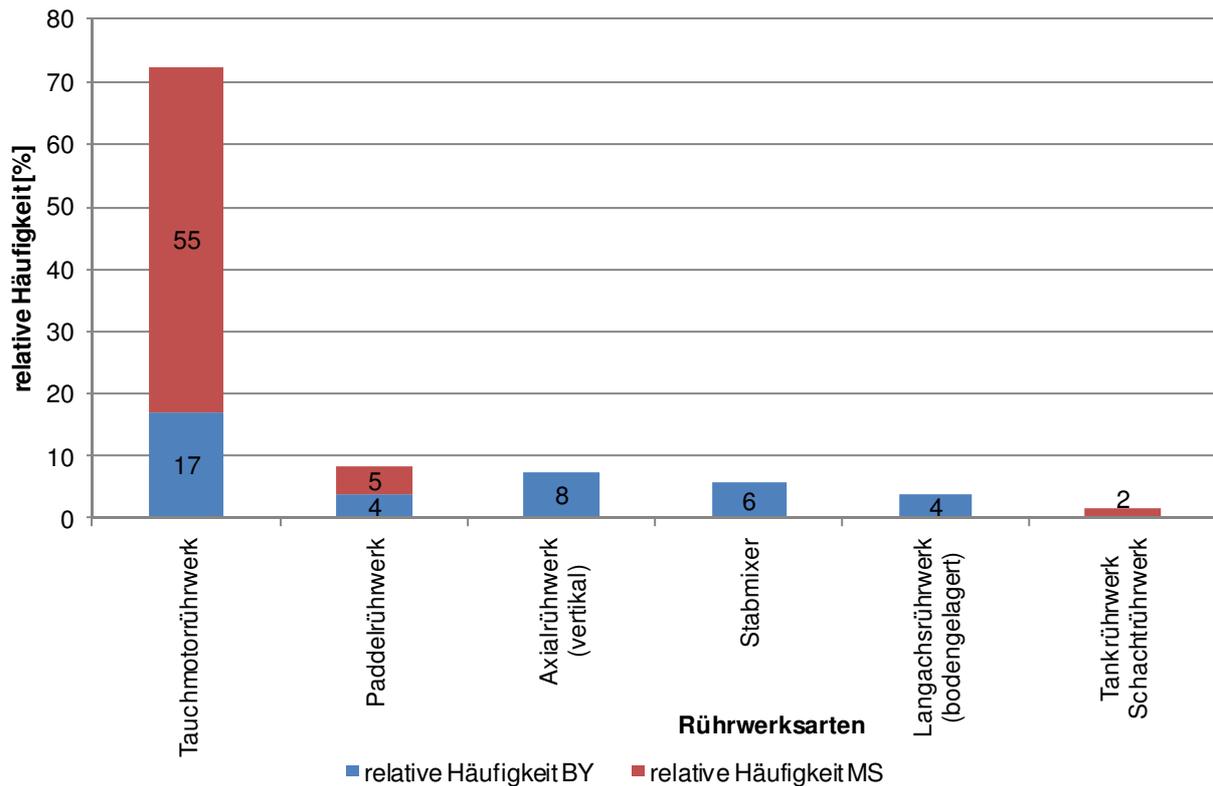


Abbildung 56: Häufigkeit der verwendeten Rührwerksarten bei den untersuchten Biogasanlagen

In Bayern werden die Tauchmotorrührwerke deutlich kürzer betrieben als in Nordrhein-Westfalen. Einen Grund für die längeren Laufzeiten in NRW stellt der Einsatz von Tauchmotorrührwerken bei Trockenfermentationsanlagen dar. Zwei dieser Anlagen setzen nur diese Art von Durchmischungsaggregaten ein. Um hier eine gute Durchmischung zu erreichen, müssen die Aggregate mit entsprechend langen Laufzeiten betrieben werden.

Im Gegensatz zu den in Nordrhein-Westfalen untersuchten Anlagen, wo die Paddelrührwerke ausschließlich in stehenden Fermentern eingesetzt und täglich zwischen 5,3 und 8,3 h betrieben werden, kommen bei den in Bayern untersuchten Anlagen Paddelrührwerke nur in liegenden Fermentern zum Einsatz und werden dort 24 h am Tag betrieben.

In [Abbildung 58](#) bzw. [Abbildung 59](#) sind die spezifischen Röhrenergiebedarfe bezogen auf das Arbeitsvolumen pro Tag und pro Betriebsstunde für die in Bayern bzw. in Nordrhein-Westfalen untersuchten Anlagen dargestellt.

Es zeigt sich, dass die Paddelrührwerke zwar den geringsten spezifischen Energiebedarf pro Betriebsstunde aufweisen, aufgrund der hohen Laufzeiten jedoch sowohl bei den bayerischen als auch bei den nordrhein-westfälischen Anlagen den höchsten täglichen Energiebedarf der untersuchten Rührtechniken besitzen. Den nächst höheren, spezifischen täglichen Energiebedarf weisen die vertikalen Axialrührwerke, die bodengelagerten Langachsührwerke und die Stabmixer auf. Zu beachten ist, dass die Stabmixer häufig in Kombination mit anderen Rührwerken eingesetzt werden und die Laufzeiten dadurch gering sind, was zu den niedrigen spezifischen Röhrenergiebedarfen führt. Hydraulische Tauchmotorrührwerke weisen im Vergleich den höchsten Energiebedarf pro Betriebsstunde auf.

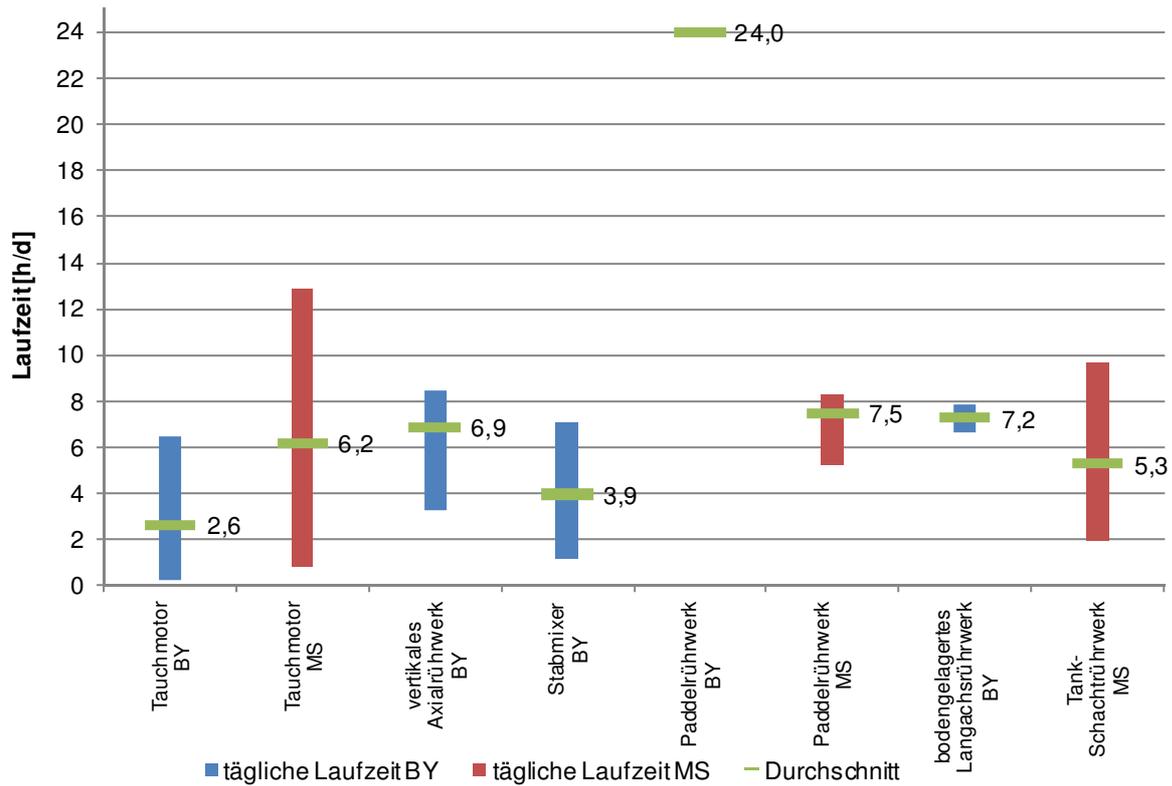


Abbildung 57: Laufzeiten der eingesetzten Rührtechniken bei den untersuchten Biogasanlagen

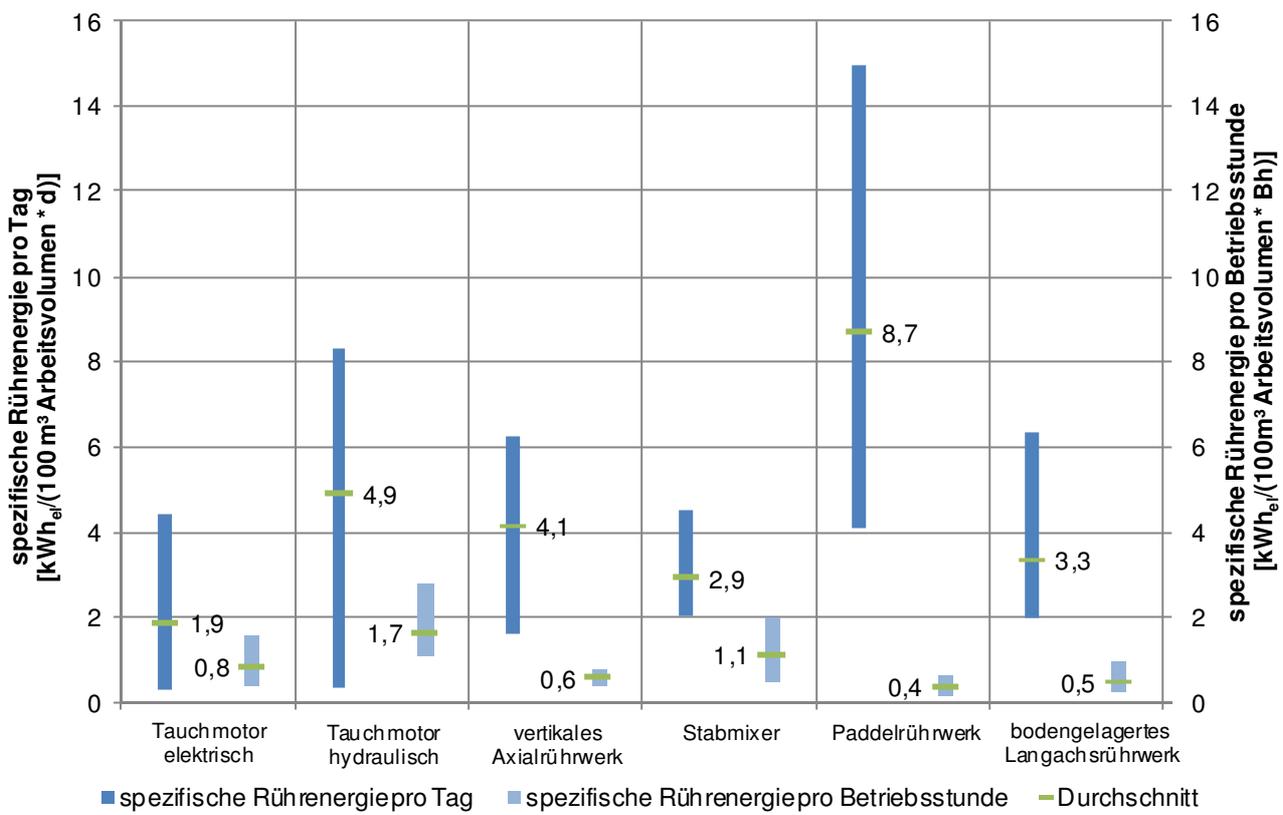


Abbildung 58: Spezifischer Rührenergiebedarf der untersuchten Biogasanlagen in Bayern nach Rührwerksart pro Tag und pro Betriebsstunde

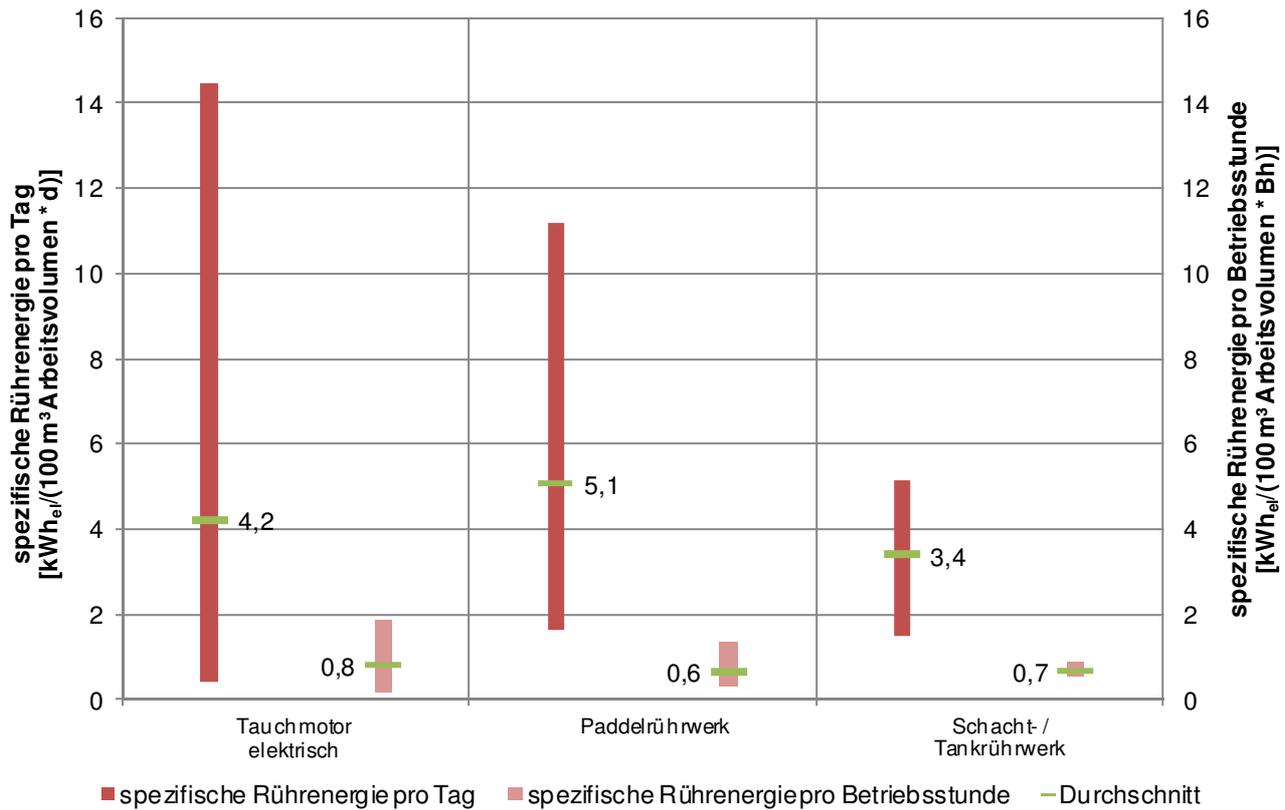


Abbildung 59: Spezifischer Rührenergiebedarf der untersuchten Biogasanlagen in Nordrhein-Westfalen nach Rührwerksart pro Tag und pro Betriebsstunde

4.4.6 Pumptechnik

Zum Fördern der Substrate und der Gülle bzw. zum Rezirkulieren werden, wie in [Abbildung 60](#) dargestellt, basierend auf der genannten Anzahl und Typen von Pumpenarten aller untersuchten Anlagen, am häufigsten Drehkolbenpumpen (44 %) und Exzentrerschneckenpumpen (28 %) eingesetzt. Weiter werden Tauchschneid-, Kreisel- und Tauchmotorpumpen verwendet.

Da die verschiedenen eingesetzten Pumptechniken für unterschiedliche Einsatzzwecke beziehungsweise Medien verwendet werden, ist ein genereller Vergleich nicht möglich. Häufig sind die Anlagen mit natürlichen Überläufen ausgestattet, die ein Pumpen teilweise überflüssig machen, andere Anlagen sind dagegen mit zentralen Pumpstationen ausgestattet.

Drehkolbenpumpen stellen sich generell als sehr wartungsintensiv heraus. Bei den untersuchten Anlagen werden generell alle 3 bis 6 Monate die Kolben gewechselt.

Um energetisch aufwendiges Umpumpen von Substrat zu vermeiden, sollten natürliche Überläufe aus ökonomischen und ökologischen Gründen bevorzugt eingesetzt werden. Um Methanemissionen zu vermeiden, müssen diese natürlich gasdicht ausgeführt werden. In der Planungsphase ist hierbei das Gelände optimal zu nutzen.

4.5 Gärreste

Die Ausstattung der Anlagen mit Gärrestaufbereitung ist in [Abbildung 61](#) dargestellt.

Lediglich drei Anlagen in Nordrhein-Westfalen bereiten den anfallenden Gärrest auf. An allen bayrischen Anlagen wird keine Gärrestaufbereitung vorgenommen. Als einer der Hauptgründe hierfür ist der vorhandene Nährstoffüberschuss in vielen Regionen Nordrhein-Westfalens zu nennen.

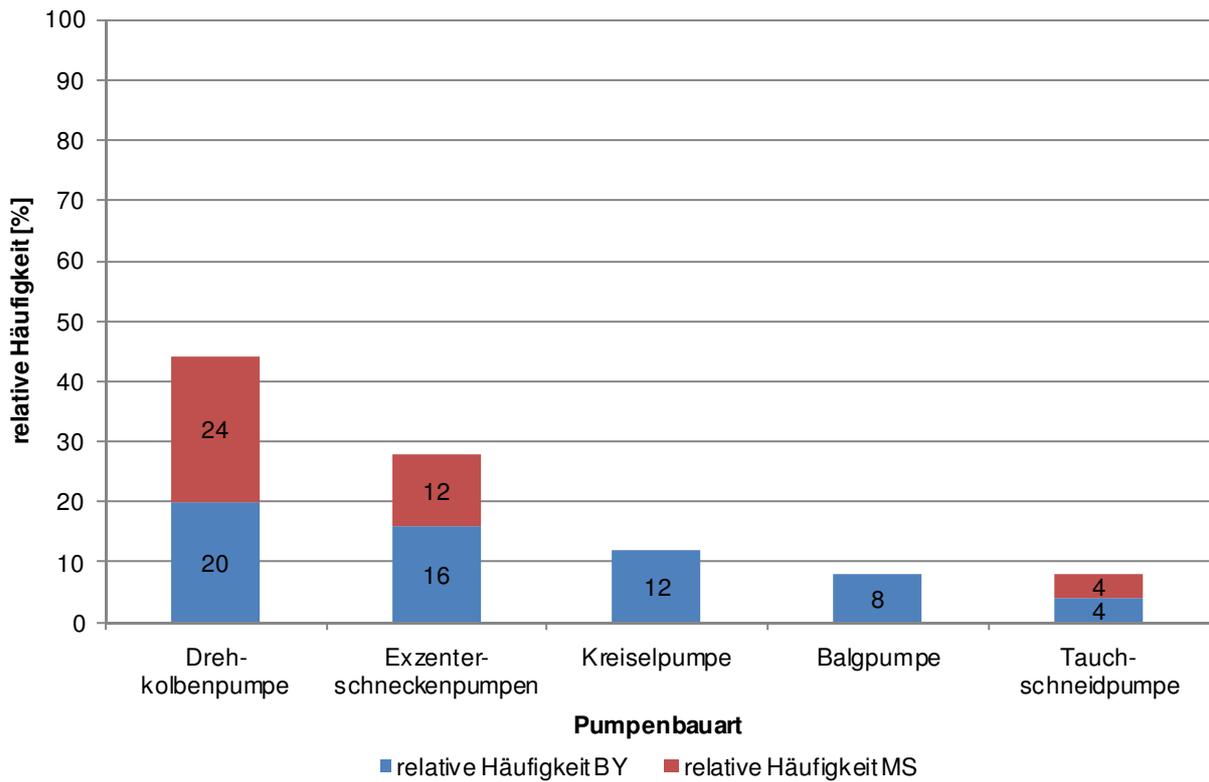


Abbildung 60: Häufigkeit der Pumpenarten in den untersuchten Biogasanlagen

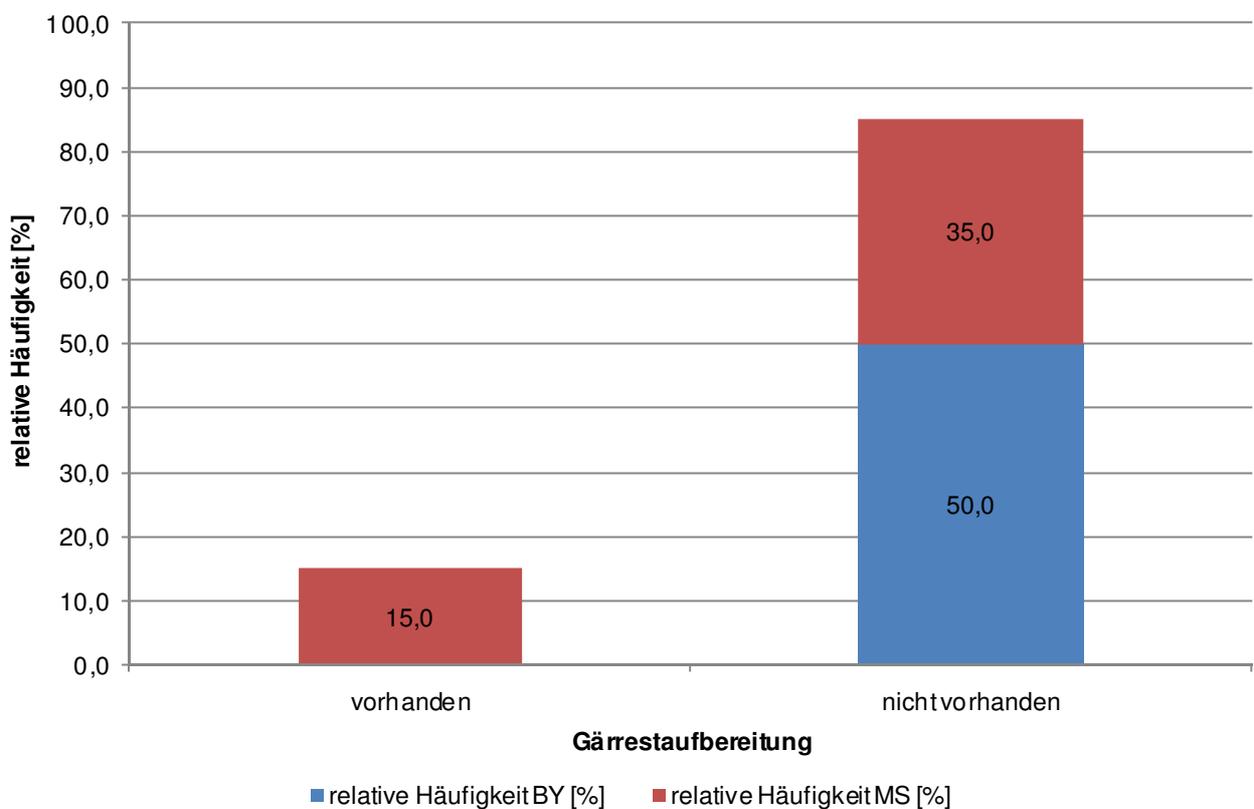


Abbildung 61: Häufigkeit der Ausstattung der untersuchten Biogasanlagen mit Gärrestaufbereitung

Alle drei Biogasanlagen, die eine Gärrestaufbereitung durchführen, verwenden Schneckenseparatoren, um die anfallenden Feststoffe von der Flüssigphase abzutrennen. Die flüssige Phase wird

dabei im Endlager zwischengespeichert und kann teilweise zum Anmischen, d.h. zur Einstellung des Trockensubstanzgehaltes der Eingangssubstrate, zurückgeführt werden. Die verbleibende Flüssigphase wird auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht. Die feste Phase kann, bevor diese auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht wird, im Fahrсило zwischengelagert werden oder in andere Ackerbauregionen transportiert werden.

In Abbildung 62 sind der spezifische Energiebedarf pro m^3 separiertem Gärrest der Separatoren und die eingestellten TM-Gehalte dargestellt. Der spezifische Energieverbrauch liegt zwischen $0,64$ und $1,38 \text{ kWh}_e/\text{m}^3$.

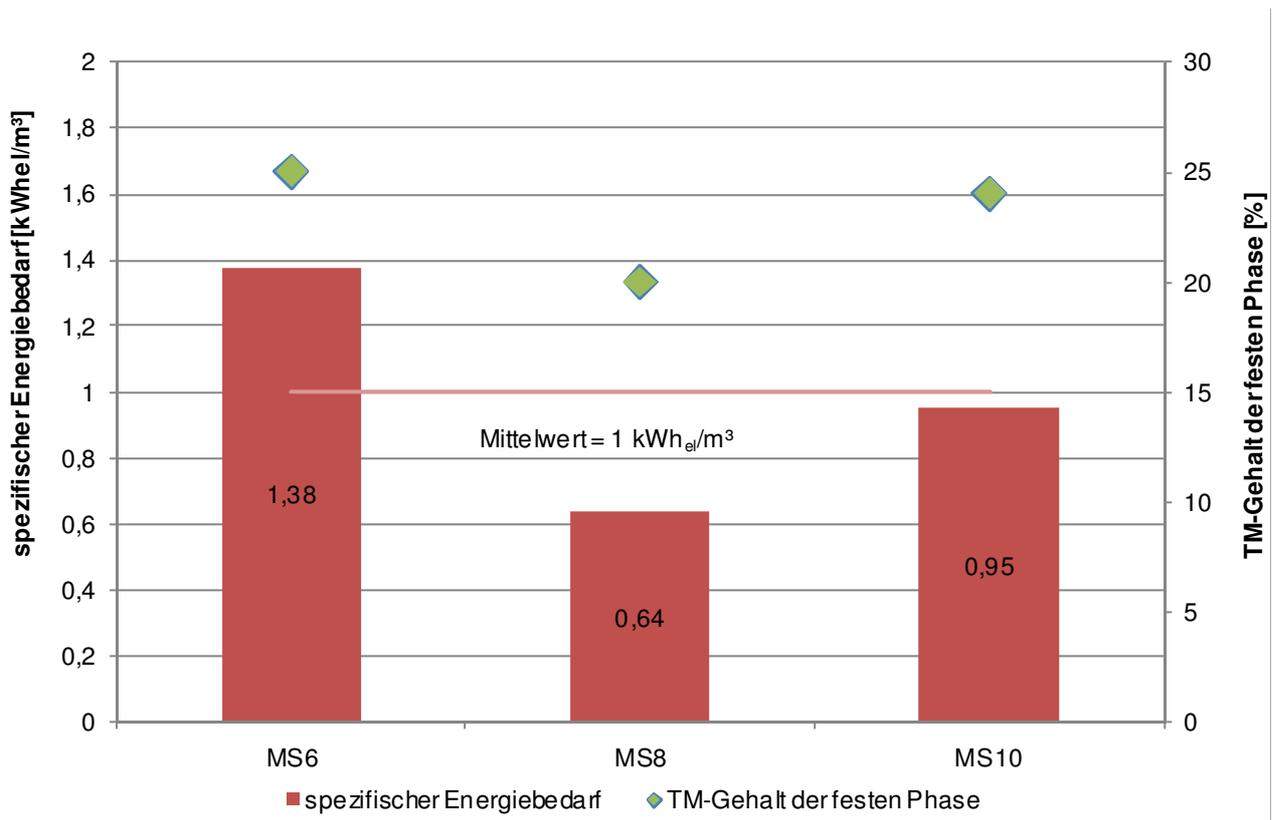


Abbildung 62: Spezifischer Energiebedarf der Separatoren der drei untersuchten Biogasanlagen in NRW

In den Anlagen MS6 und MS10 wird der Separator kontinuierlich betrieben. In der Anlage MS8 wird dagegen der anfallende Gärrest in einem Vorlager zwischengespeichert, bevor dieser dem Separator zugefügt wird. Aus diesem Grund ist eine kontinuierliche Fahrweise nicht erforderlich.

Entsprechend den spezifischen Energieverbräuchen für die Separation schwanken die eingestellten TM-Werte. Während MS6 mit 25 % den höchsten TM-Gehalt in der festen Phase des Gärrestes erreicht, wird bei MS8 ein Trockenrückstand von 20 % und bei MS10 von 24 % erreicht. Bei MS6 fällt der Energieverbrauch, der erforderlich ist, um einen m^3 Gärrest in die feste und flüssige Phase aufzuteilen, gemeinsam mit dem eingestellten TM-Gehalt mit $1,38 \text{ kWh}_e/\text{m}^3$ am höchsten aus. Ebenfalls korrelieren die Energieverbräuche mit den TM-Werten der beiden anderen Anlagen. MS10 verbraucht 33 % weniger Energie und bei MS8 fällt der spezifische Energieverbrauch für die Separation sogar 55 % geringer aus als bei MS6.

Der TM-Gehalt im Endlager der drei Anlagen schwankt zwischen 5,9 und 8,6 %, wobei MS10 den höchsten Wert aufweist. Die feste Phase im Endlager der Anlage MS6 beträgt 6,7 %. Ein Zusammenhang zwischen dem TM-Gehalt im Endlager und dem spezifischen Strombedarf der Separation kann in diesen Fällen nicht festgestellt werden.

Der durchschnittliche Energieverbrauch für die Separation der Gärrestmengen liegt bei $1 \text{ kWh}_e/\text{m}^3$.

4.6 Gasaufbereitung

4.6.1 Entschwefelung

Zur Entschwefelung des Biogases werden die in [Abbildung 63](#) dargestellten Verfahren eingesetzt.

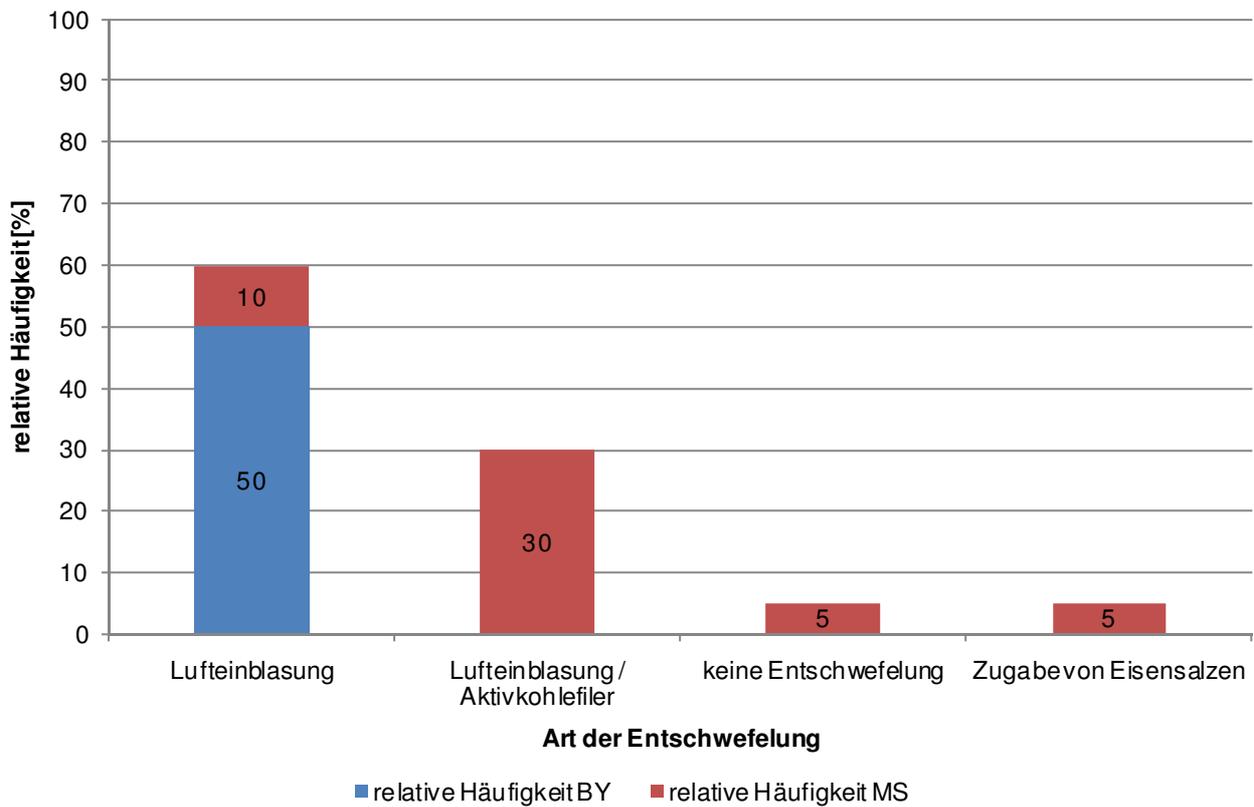


Abbildung 63: Häufigkeit der Entschwefelungsarten der untersuchten Biogasanlagen

Die meisten untersuchten Biogasanlagen werden im Fermenter, intern mittels Luft einblasung, biologisch entschwefelt. Bei den in Nordrhein-Westfalen untersuchten Anlagen wird das Biogas häufig zusätzlich zur internen biologischen Entschwefelung in einem Aktivkohlefilter entschwefelt. Das Gas der Anlage MS2 wird nicht entschwefelt, da bei dieser Anlage das Biogas mit Deponiegas vermischt wird. Die Entschwefelung der Anlage MS7 erfolgt chemisch über die Zugabe von Eisensalzen.

4.6.1.1 Wirksamkeit

Die H_2S -Gehalte schwanken im Bereich von 0...308 ppm (vgl. [Abbildung 64](#)). Da es nicht bei allen untersuchten Anlagen möglich ist, das Gas direkt vor dem BHKW zu analysieren, sind die angegebenen Werte nur als Näherungen zu betrachten.

Für einen problemlosen Anlagenbetrieb müssen üblicherweise Werte von unter 200 ppm H_2S eingehalten werden (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe 2009c). Dieser Wert wird von 90 % der untersuchten Anlagen unterboten.

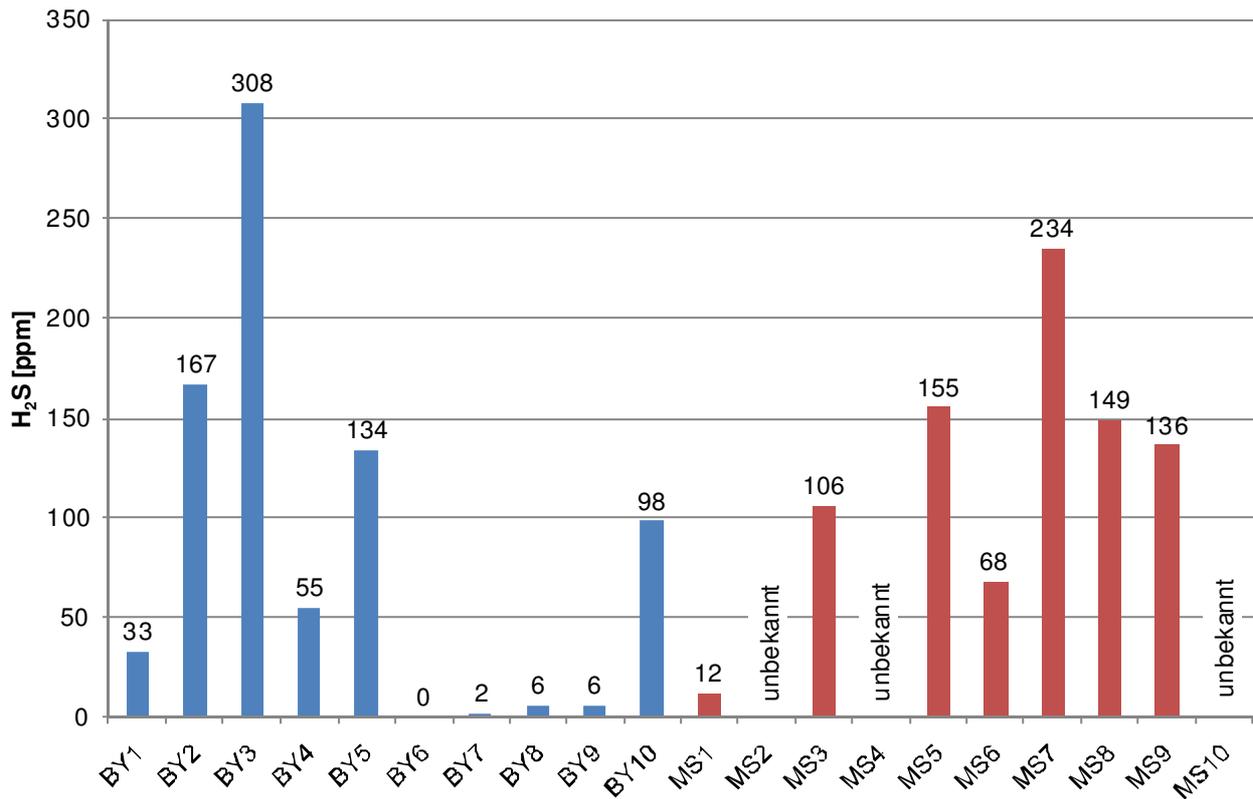


Abbildung 64: Erreichte H₂S-Gehalte in den untersuchten Biogasanlagen

In **Abbildung 65** ist der Anteil der eingeblasenen Luft für die Entschwefelung mit Luftereinblasung dargestellt.

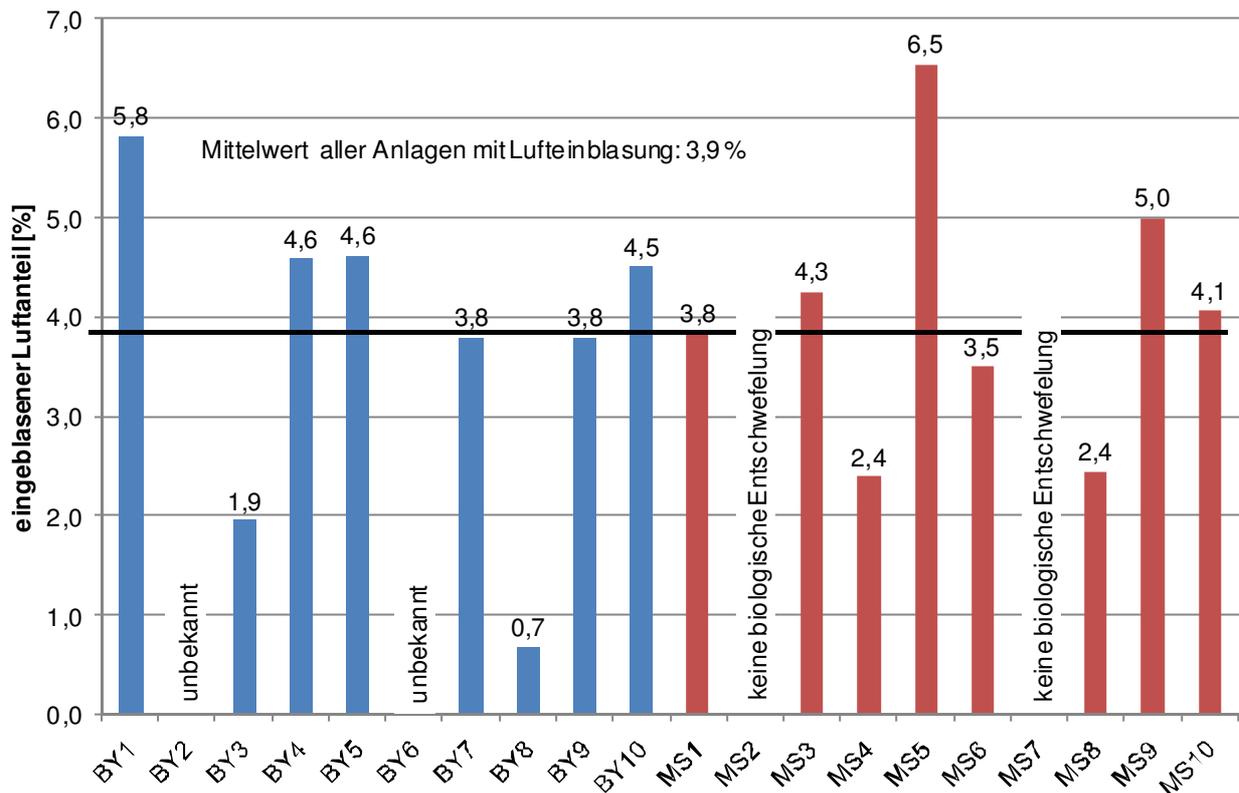


Abbildung 65: Eingeblasener Luftanteil im Verhältnis zur erzeugten Biogasmenge

Bei BY2 kann die zugegebene Luftmenge nicht quantifiziert werden. Ebenso ist es an Anlage BY6 nicht möglich, die eingeblasene Luftmenge zu bestimmen, da dort mittels eines Druckluftkompressors verdichtet wird, der zusätzlich weitere Verbraucher mit Druckluft versorgt. Die Anlagen MS2 und MS7 werden nicht biologisch entschwefelt, weswegen bei diesen Anlagen keine Umgebungsluft eingeblasen wird. Diese Anlagen gehen in die Mittelwertbetrachtung daher nicht mit ein.

Durchschnittlich werden im Verhältnis zum entstehenden Biogas 3,9 % Umgebungsluft eingeblasen. Der H₂S-Gehalt der Anlage BY3 ist mit 308 ppm sehr hoch. Da der Anteil eingeblasener Luft bei Anlage BY3 nur 1,9 % beträgt und damit deutlich unter dem Mittelwert liegt, kann eine Erhöhung des Luftanteils den H₂S-Gehalt dieser Anlage absenken.

Bei Anlage BY8 kann aufgrund der Anschlussbelegung im Schaltschrank nicht zwischen dem Strombedarf des Entschwefelungsgebläses und des Kühlaggregates für die Gastrocknung unterschieden werden, weswegen eine getrennte Ausweisung des Energieverbrauchs nicht möglich ist. Bei den Anlagen MS2 und MS7 wird über andere Verfahren entschwefelt.

4.6.1.2 Eigenenergiebedarf der Entschwefelung

Die spezifischen Energieverbräuche für die Entschwefelungsgebläse liegen bei den untersuchten Anlagen in einem Bereich von 0,03...0,42 (kWh_{el}/d)/(Nm³/h) Biogas (siehe [Abbildung 66](#)). Auffällig ist der höhere spezifische Energiebedarf der bayerischen Anlagen, der sich nicht durch höhere Luftanteile im Fermenter erklären lässt (vgl. [Abbildung 65](#)).

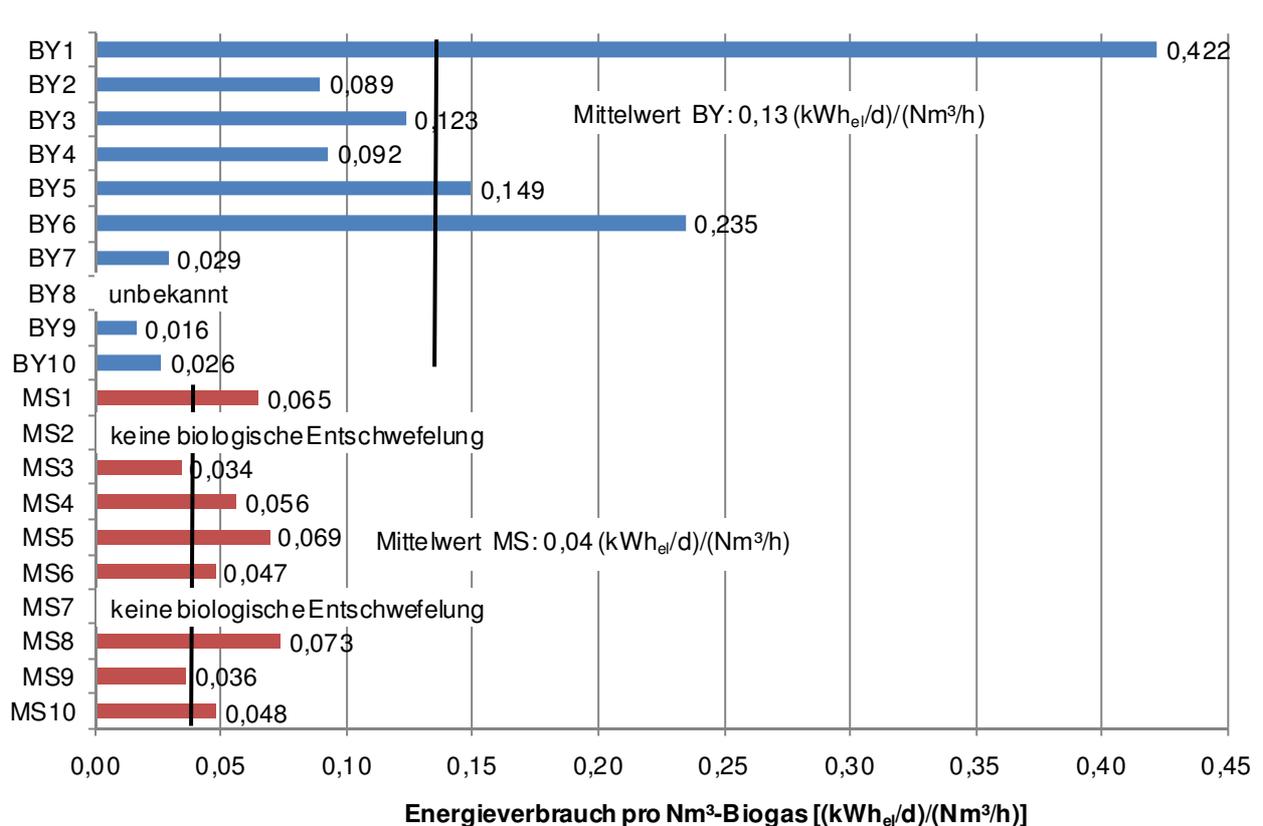


Abbildung 66: Spezifischer Energieverbrauch der Entschwefelungsgebläse der untersuchten Anlagen

Höhere Energieverbräuche lassen sich auf eine mangelhafte Auslegung und Ausführung der Luft-einblasung kleinerer Biogasanlagen zurückführen. Beispielsweise erfolgt die Lufteinblasung an den Anlagen BY1 und BY6 über Druckluftkompressoren, die für diese Anwendung zu hohe Drücke erzeugen sowie zu große Volumenströme verdichten und dadurch unnötig häufig takten. Das Ent-

schwefelungsgebläse der Anlage BY5 ist mit einer elektrischen Leistungsaufnahme von 540 W_{el} deutlich überdimensioniert. Um den Luftstrom an den Bedarf anzupassen, wird dieser an einem Kugelhahnventil (Abbildung 67) gedrosselt. Dagegen beträgt die elektrische Leistungsaufnahme des Entschwefelungsgebläses der Anlage BY7 nur 230 W_{el}.

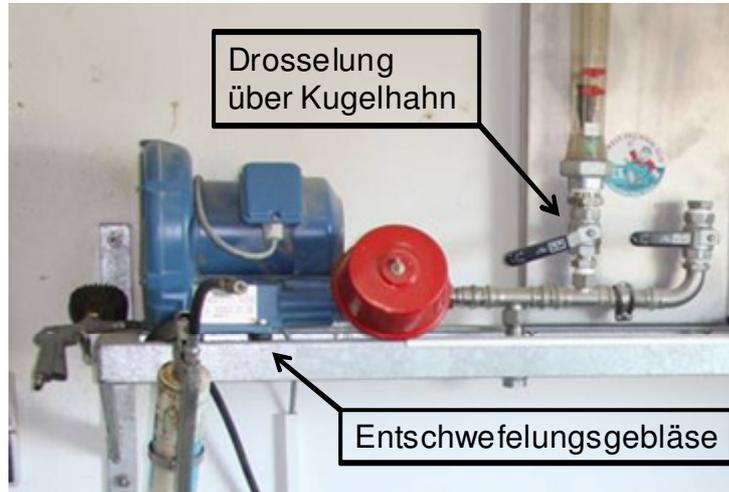


Abbildung 67: Entschwefelungsgebläse der Biogasanlage BY5

4.6.2 Entfeuchtung

Wie Abbildung 68 zeigt, wird das Biogas der untersuchten Anlagen am häufigsten in erdverlegten Gaskühlstrecken abgekühlt und damit entfeuchtet. Oft wird dem Gas anschließend zusätzlich in einem aktiven Gaskühlgerät Wasser entzogen. Bei zwei Anlagen erfolgt die Kühlung ausschließlich in einem Gaskühlgerät.

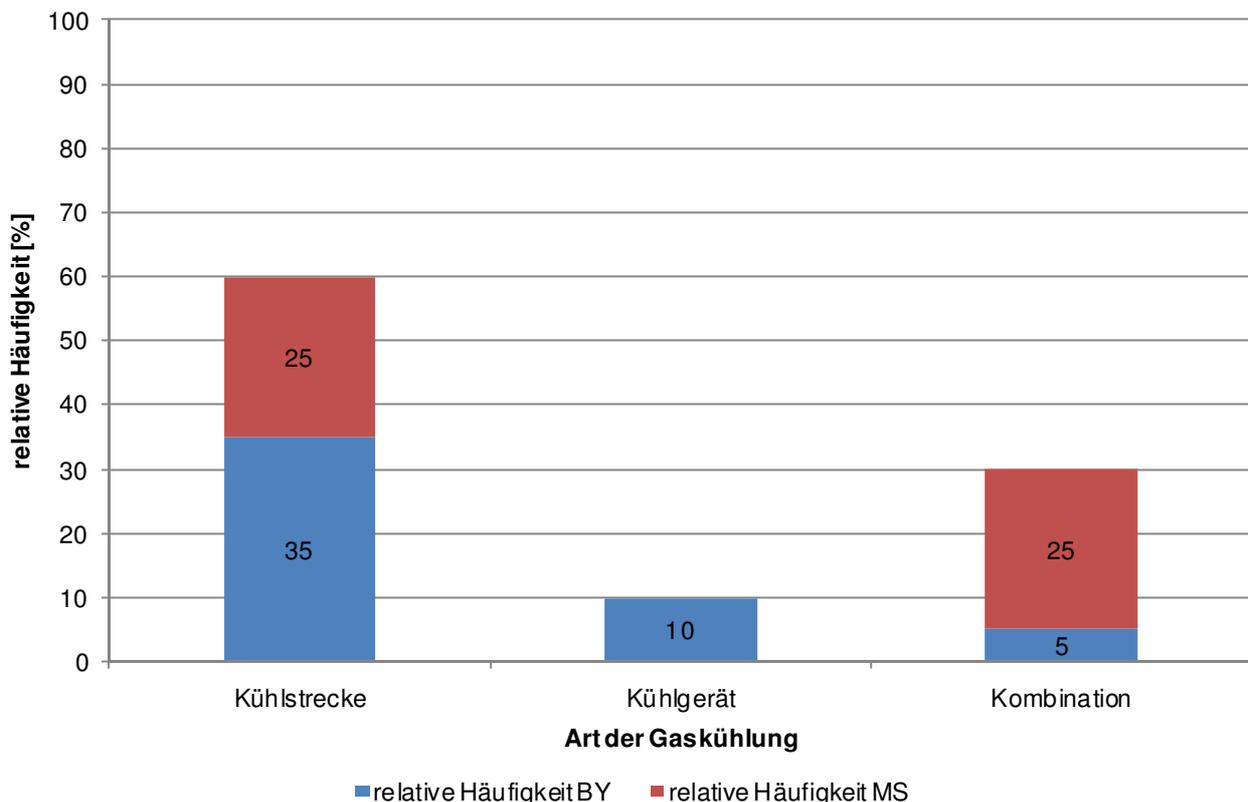


Abbildung 68: Häufigkeit der Art der Gaskühlung der untersuchten Biogasanlagen

In Abbildung 69 sind die Längen der erdverlegten Gaskühlstrecke der untersuchten Anlagen dargestellt, die ausschließlich diese Technik zur Gastrocknung nutzen. Unabhängig von der Anlagengröße variiert die Länge der Kühlstrecken stark.

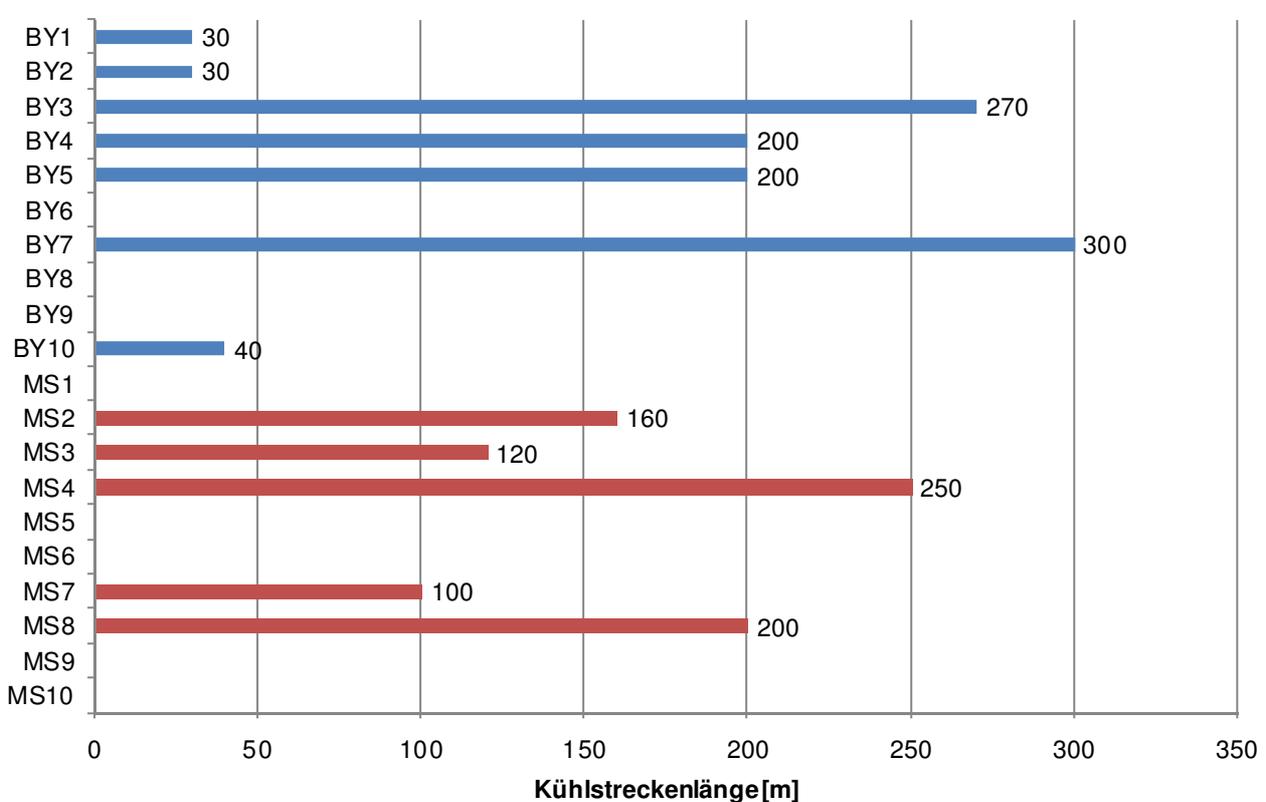


Abbildung 69: Länge der Kühlstrecken der untersuchten Biogasanlagen

Eigenenergiebedarf der Gastrocknung

Der tägliche spezifische Energieverbrauch pro kW installierter elektrischer Leistung der jeweiligen Kühlaggregate ist in Abbildung 70 dargestellt. Auffällig ist der höhere spezifische Energieverbrauch der bayerischen Anlagen, der teilweise dadurch zu begründen ist, dass dort nicht, wie bei den nordrhein-westfälischen Anlagen, das Gas zuvor durch eine erdverlegte Gasleitung geführt wird.

Ein hohes Verbesserungspotenzial zeigt sich an der großen Spannweite der spezifischen Energieverbräuche von 0,02...0,20 ($\text{kWh}_{\text{el}}/\text{d}/\text{kW}_{\text{el}}$).

4.7 Biogasnutzung

4.7.1 Gasspeicherung

Bei 8 der insgesamt 20 untersuchten Biogasanlagen wird das Gas zusätzlich zu der internen Gasspeicherung in den Fermentern extern in Folienspeichern gelagert.

Die Gasspeichervolumina der untersuchten Anlagen betragen zwischen 100 und 5.000 m^3 (vgl. Abbildung 71), wobei zu beachten ist, dass hierbei teilweise die internen Gasspeicher im Fermenter bzw. Nachgärer nicht exakt ermittelt werden können, da diese vom Füllstand des jeweiligen Behälters abhängen.

Ein Zusammenhang zwischen Anlagengröße und Speichergröße ist nicht erkennbar.

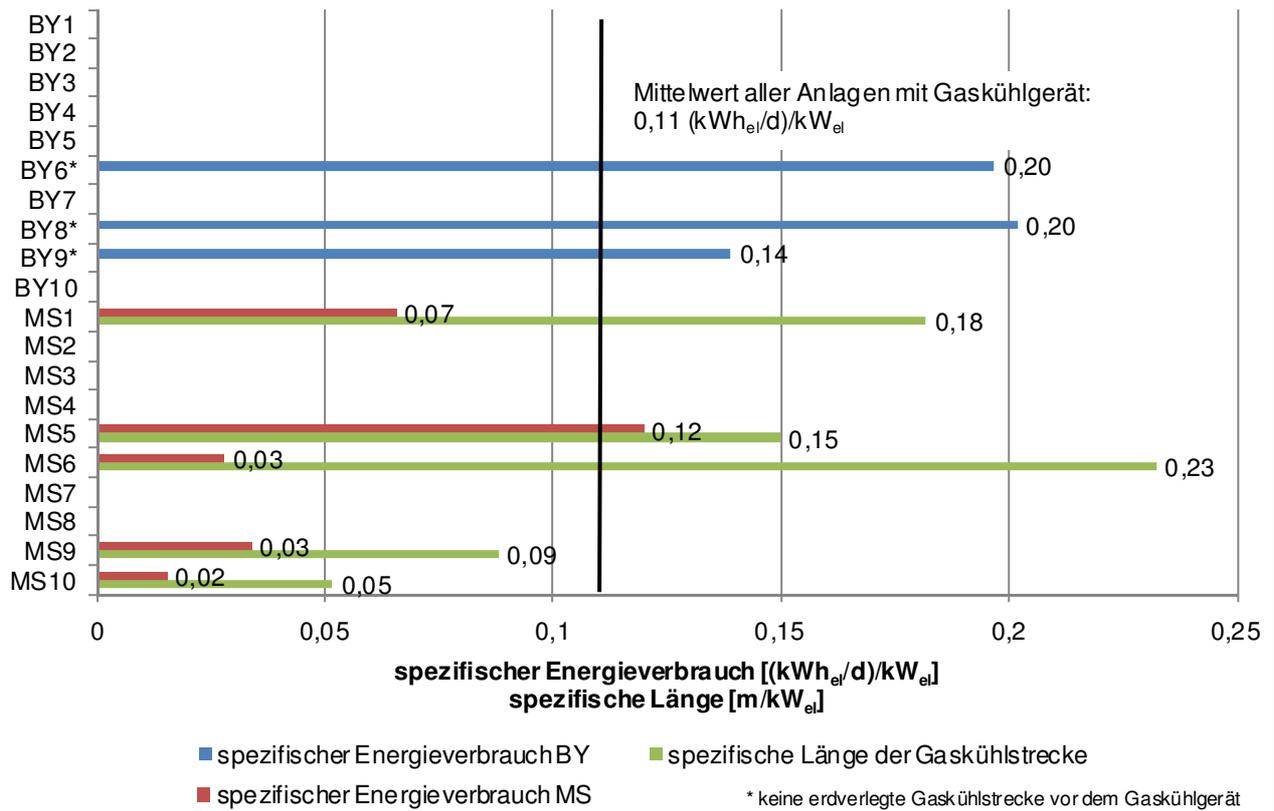


Abbildung 70: Spezifischer Energieverbrauch für die Biogas-Entfeuchtung der untersuchten Biogasanlagen

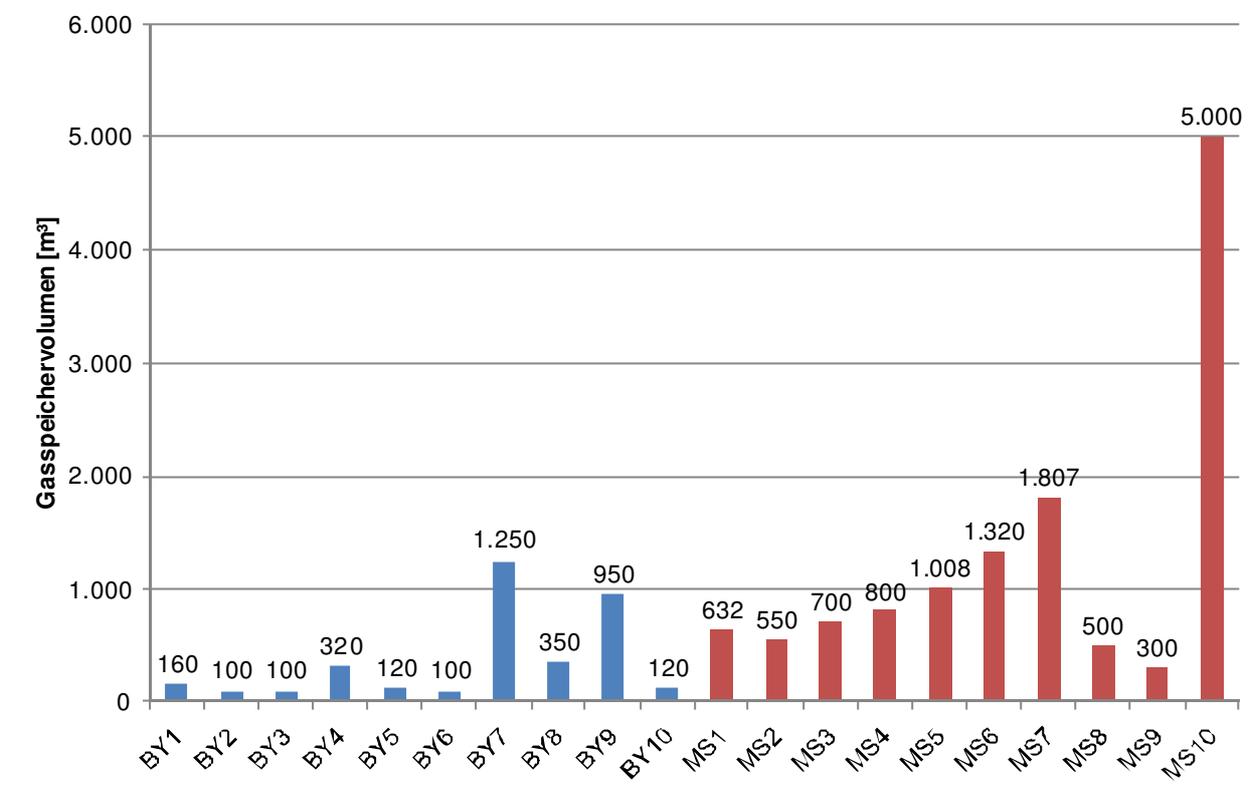


Abbildung 71: Gasspeichervolumina der untersuchten Biogasanlagen

Abbildung 72 stellt die theoretische Speicherdauer, ausgehend von einem vollständig leeren Speicher bis zur vollständigen Füllung, basierend auf der berechneten Gasproduktion dar. Die theoretische Speicherdauer der betrachteten Anlagen liegt bei 0,4...15,6 h und im Mittel bei 3,7 h.

Sind im regulären Anlagenbetrieb die Gasspeicher zu 75 % gefüllt, muss bei einem Ausfall der BHKW-Anlage im Durchschnitt bereits nach ca. 55 min, bei den Anlagen BY10 und MS9 sogar bereits nach ca. 6 min, über die entsprechenden Sicherheitseinrichtungen ungenutzt Gas abgelassen werden. Das bedeutet, dass eine Reparatur bzw. die Inbetriebnahme der Notfackel innerhalb dieser Zeit erfolgen muss, um ein Abblasen des überschüssigen Biogases in die Atmosphäre zu verhindern. Die Mindestgröße des Gasspeichers muss deswegen mindestens 20...50 % des täglich produzierten Biogases betragen (Bayerisches Landesamt für Umwelt 2007).

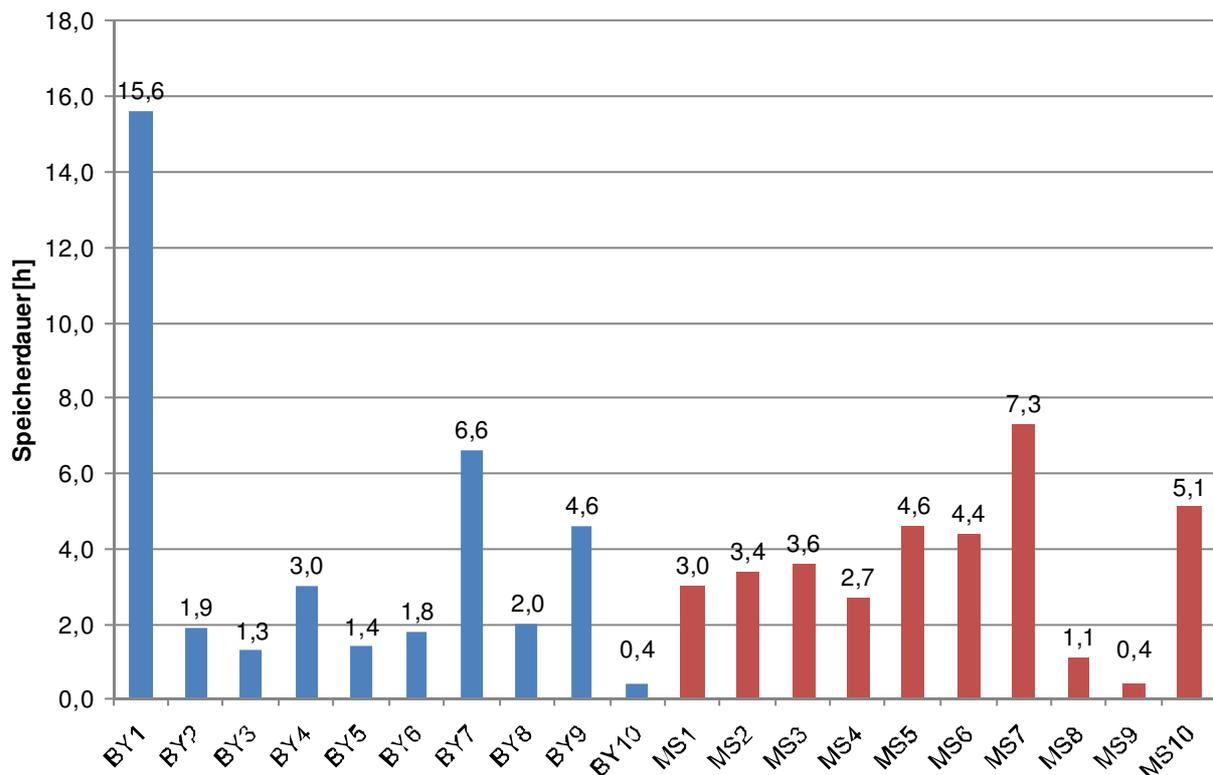


Abbildung 72: Theoretische Gasspeicherdauer der untersuchten Anlagen bei anfangs leerem Gasspeicher

4.7.2 Blockheizkraftwerk

Wie in [Abbildung 73](#) zu erkennen, werden an den untersuchten Anlagen am häufigsten Gasmotor-BHKW eingesetzt. Da die installierten elektrischen Leistungen der nordrhein-westfälischen Anlagen allgemein höher als die der bayerischen Anlagen sind, werden dort vermehrt mehrere BHKW parallel betrieben.

Die Zündstrahlmotoren der untersuchten Anlagen weisen Leistungsgrößen von 30...340 kW_{el} auf. Gasmotoren werden dahingegen bevorzugt für höhere Leistungsbereiche von 100 bis 1.400 kW_{el} verwendet.

Die in [Abbildung 74](#) dargestellten elektrischen Wirkungsgrade bewegen sich bei den Gasmotor-BHKW zwischen 33,3 % und 42,0 % und bei den Zündstrahlmotor-BHKW zwischen 36,0 % und 44,0 %. Bei dem bereits 1999 in Betrieb genommenen Zündstrahlmotor der Anlage BY1 muss wegen fehlender Datenblätter von einem elektrischer Wirkungsgrad von 32 % ausgegangen werden.

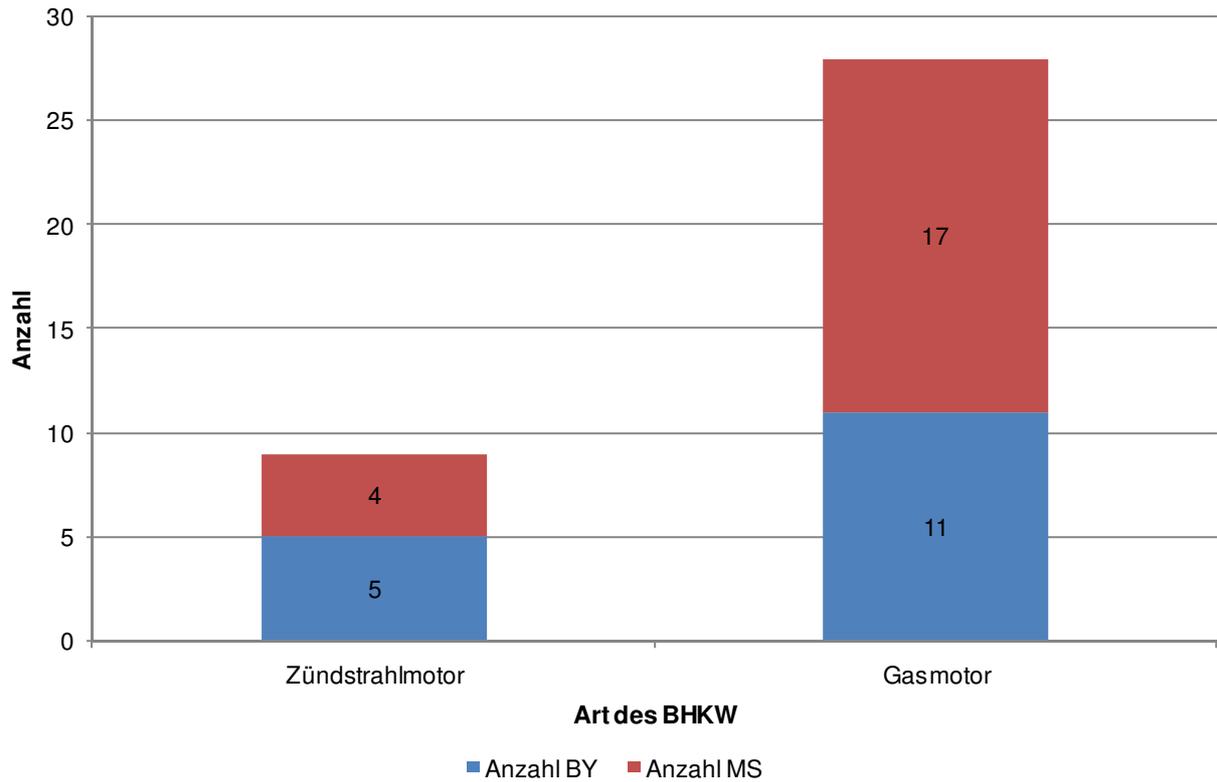


Abbildung 73: Häufigkeit der verwendeten BHKW-Arten bei den untersuchten Biogasanlagen

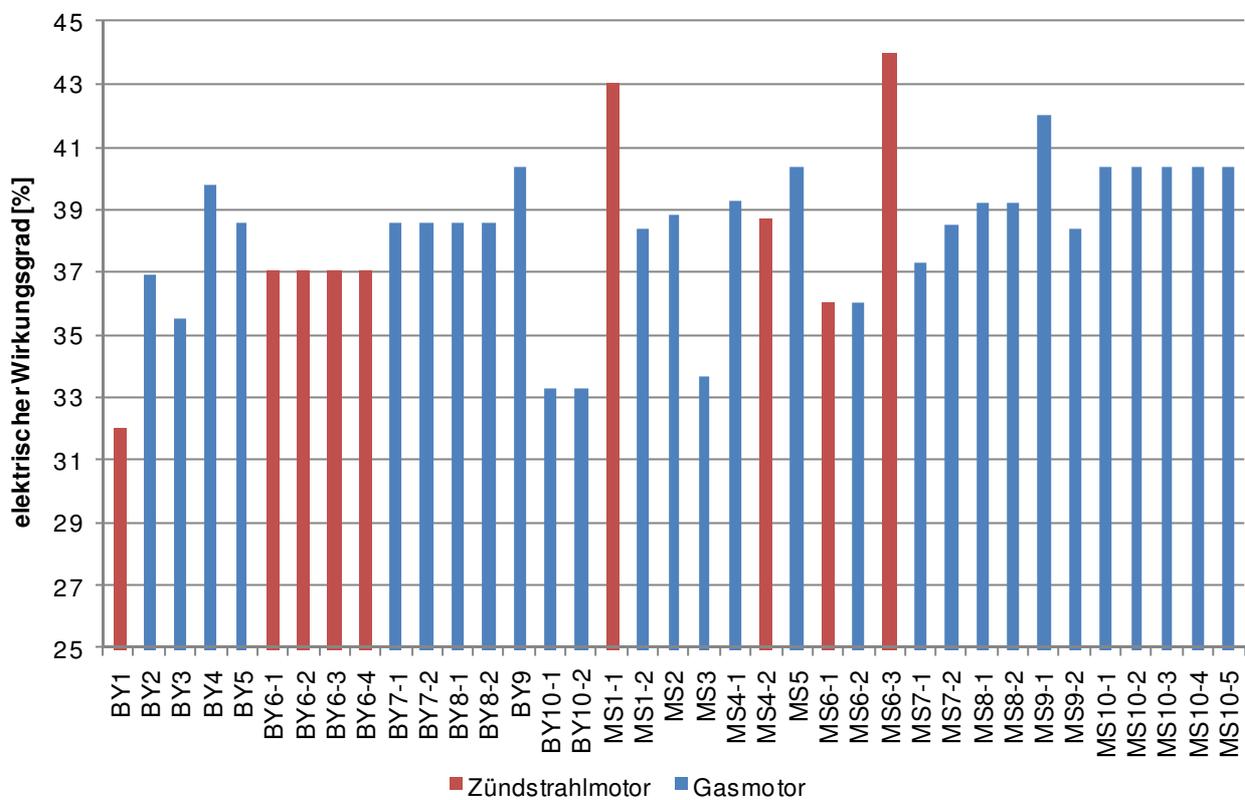


Abbildung 74: Elektrische Wirkungsgrade der BHKW der untersuchten Biogasanlagen

4.7.3 BHKW-Auslastung

Auffällig sind die in Abbildung 75 dargestellten stark unterschiedlichen, theoretischen Auslastungen der untersuchten BHKW-Anlagen.

Die niedrigen Auslastungen der BHKW BY1 und BY6 lassen sich zum Teil auf Nachlässigkeiten in der Anlagenführung und hohe BHKW-Ausfallzeiten aufgrund des hohen Alters der Motoren, zurück führen. Dagegen sind die niedrigen theoretischen Auslastungen der BHKW von MS4 und MS6 dadurch begründet, dass diese als Reserve-BHKW betrieben werden. Die durchschnittliche Auslastung der Anlage MS10 ist etwas geringer, da die Leistung der Anlage an den Wärmeverbrauch der Abnehmer angepasst ist.

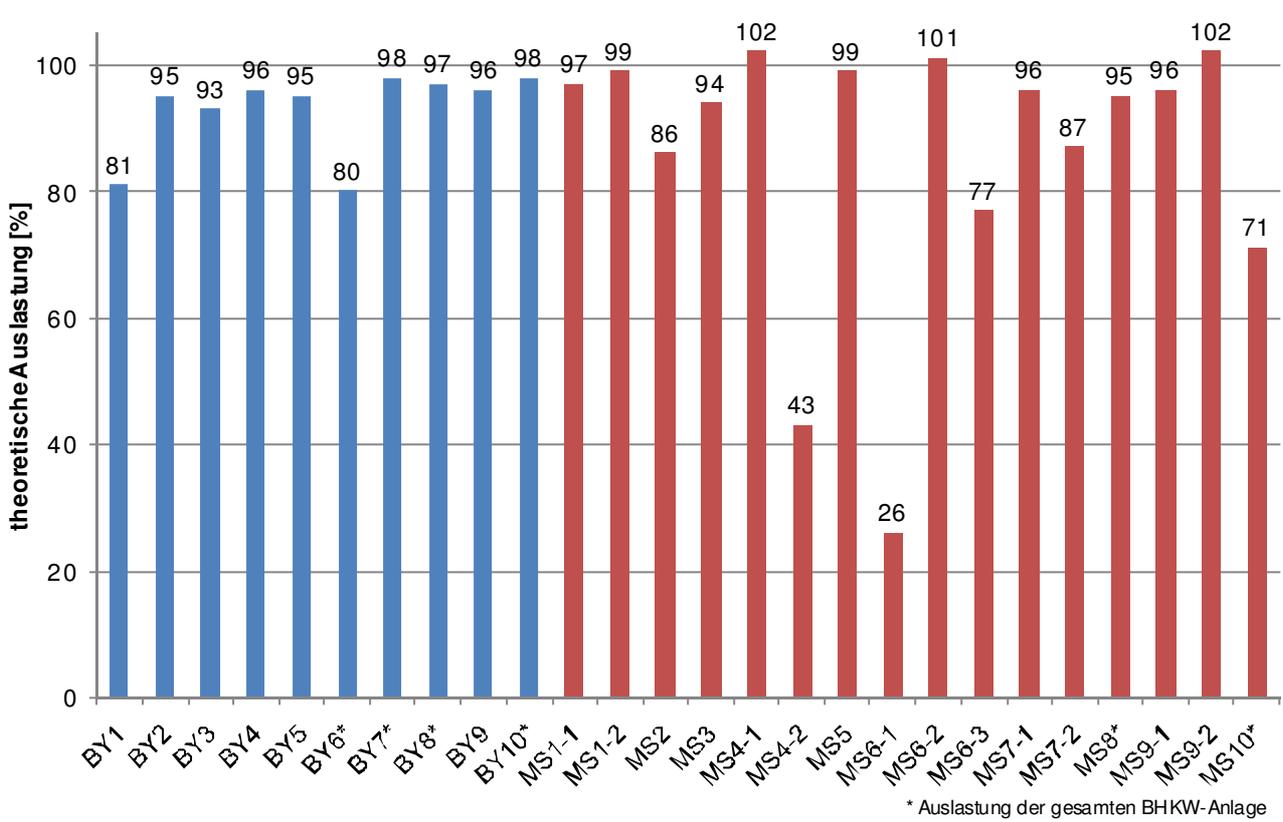


Abbildung 75: Theoretische Auslastung der untersuchten Anlagen

Eine hohe theoretische, elektrische Auslastung weist auf einen funktionierenden, störungsfreien Anlagenbetrieb sowie auf eine gut ausgelegte Dimensionierung der Anlagenleistung hin. Sie kann jedoch auch durch einen kritisch zu sehenden Überlastbetrieb der BHKW-Anlagen sowie hoher Gasvorhaltung und einem damit hohem Gasüberschuss erreicht werden.

Die höchsten elektrischen Auslastungen besitzen die Anlagen BY7, BY10, MS1 mit jeweils insgesamt 98 % und die Anlage MS5 mit insgesamt 99 %.

4.7.4 Ölwechselintervalle

Wie in Abbildung 76 dargestellt, finden bei den untersuchten Anlagen Ölwechsel alle 288 bis 4.000 h statt.

Eine Bestimmung des Neutralisationsvermögens von Schmierölen gegen saure Verbrennungsprodukte mittels der Total Base Number (TBN) findet am häufigsten bei Anlage MS9 statt (vgl. Abbildung 77). Bei BY1 wird lediglich alle 36 Monate das Motoröl analysiert. Die Betreiber der Anlagen BY10, MS4 und MS5 lassen Motorölanalysen nicht in regelmäßigen Abständen durchführen. Ab-

bildung 77 zeigt deutlich, dass bei den größeren installierten elektrischen Leistungen in Nordrhein-Westfalen Ölqualitätsanalysen häufiger durchgeführt werden.

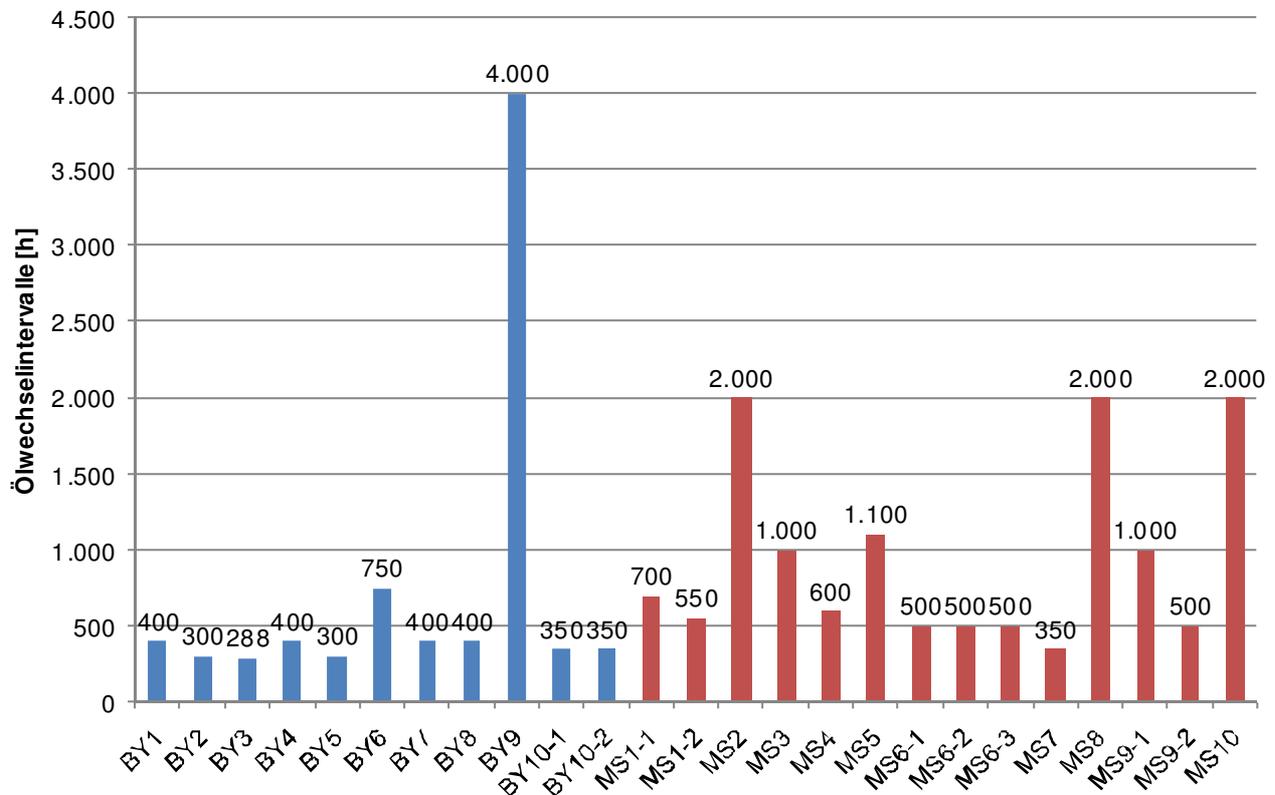


Abbildung 76: Ölwechselintervalle der untersuchten Anlagen

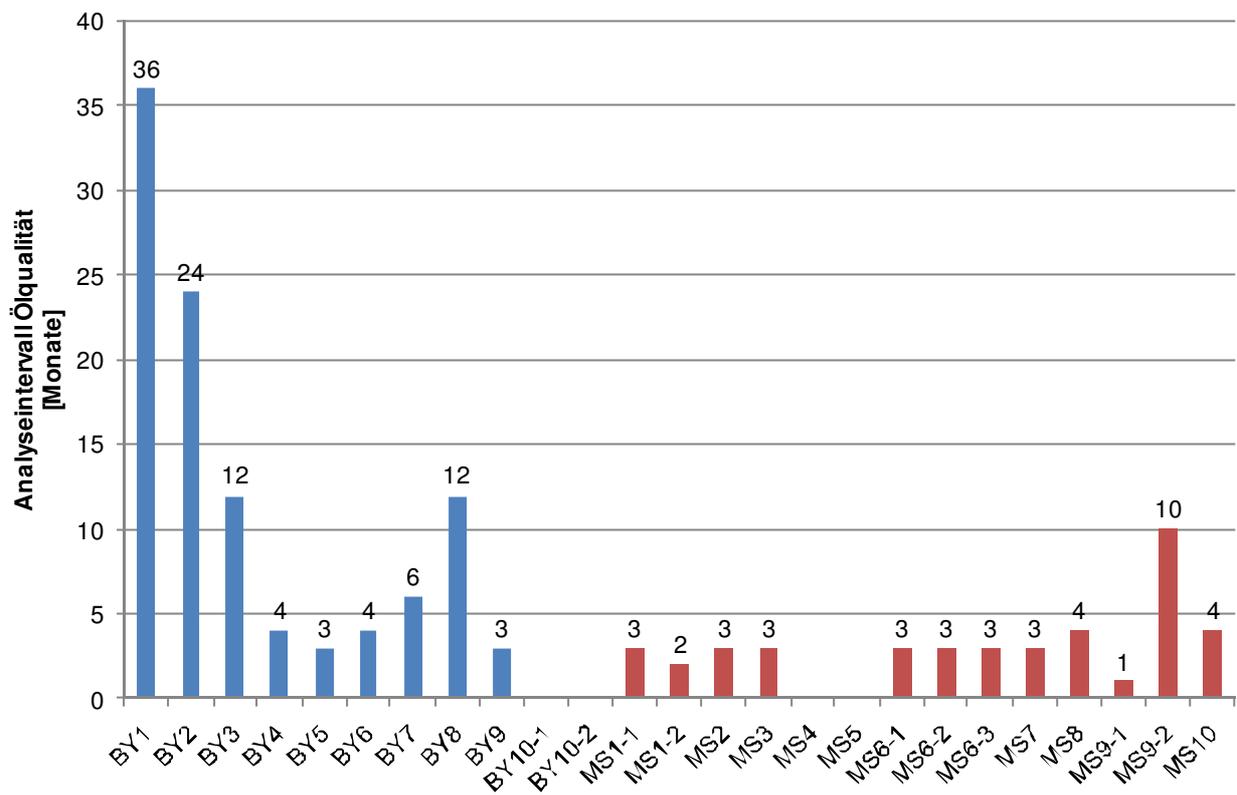


Abbildung 77: Analyseintervalle der Ölqualität der untersuchten BHKW

Analyseintervalle länger als 6 Monate ermöglichen keine zeitnahen Rückschlüsse auf die Versauerung des Schmieröls durch Schwefelwasserstoff. Somit ist es nicht möglich, die Ölwechselintervalle zu optimieren bzw. mögliche Schadensquellen frühzeitig zu erkennen.

Der in Abbildung 78 dargestellte, auf die installierte elektrische Leistung bezogene, jährliche spezifische Ölverbrauch lässt allgemein auf die Qualität des dem BHKW zugeführten Gases schließen, wenn das Schmieröl konsequent nach den Ergebnissen der Ölanalysen gewechselt wird. Die BHKW der Anlagen BY9 und MS1-1, MS6-2 und MS10 besitzen im Vergleich die geringsten, die BHKW der Anlagen BY2 und MS5 die höchsten spezifischen Ölverbräuche. Von den Anlagen BY1 und BY6 können keine Daten über die verbrauchte Motorölmenge erhoben werden.

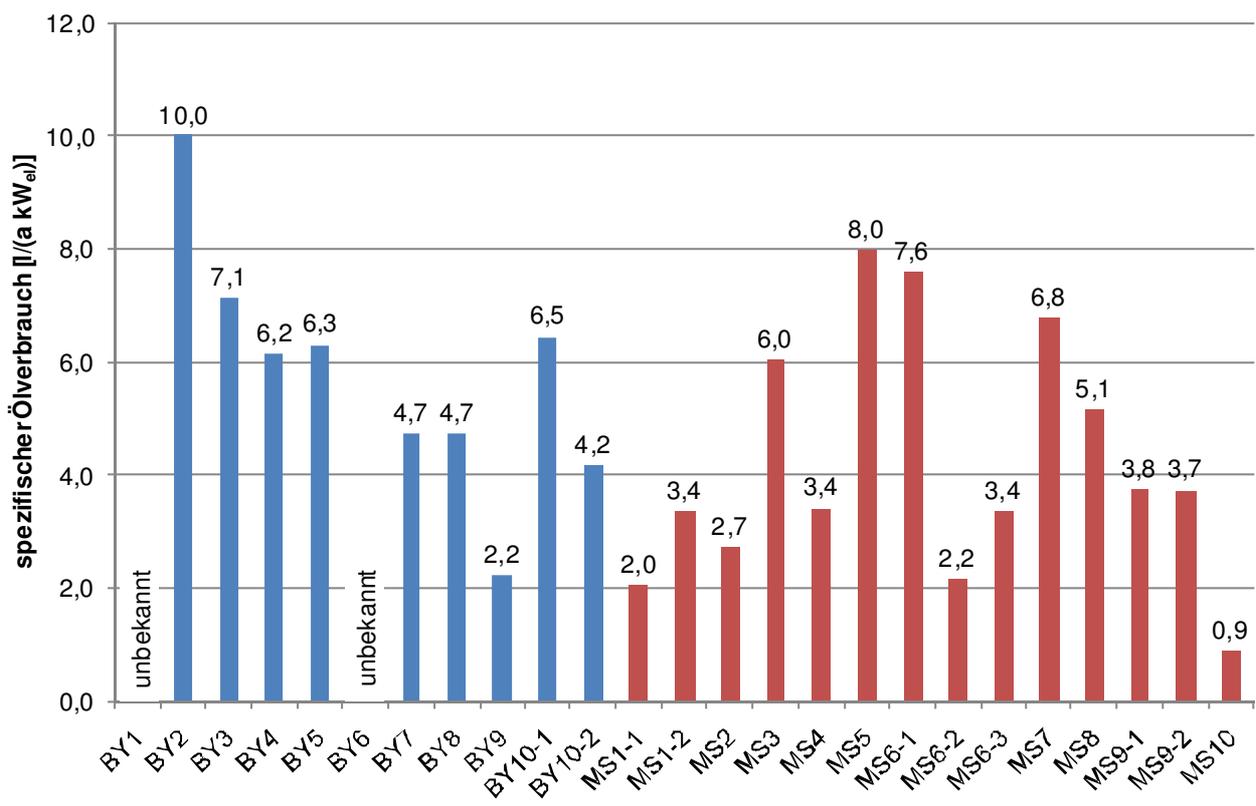


Abbildung 78: Motorölverbrauch der untersuchten BHKW

Um die Ölwechselintervalle exakt zu ermitteln, muss zur Vermeidung von Schäden am BHKW die Schmierölqualität nach der Inbetriebnahme innerhalb der ersten Ölwechselintervalle bestimmt werden und anschließend das Intervall an die Ergebnisse angepasst werden.

4.7.5 Wärmenutzung

4.7.5.1 Wärmenutzungsgrad

Bei den in Abbildung 79 dargestellten Wärmenutzungsgraden der untersuchten Anlagen ist neben dem Prozesswärmeanteil lediglich diejenige Wärmemenge berücksichtigt, für die der KWK-Bonus geltend gemacht wird. Der Prozesswärmeanteil von Anlagen bei dem dieser nicht aufgezeichnet wird, wird mit 12,5 % angenommen. Ansonsten werden gemessene Werte verwendet.

In Bayern erfolgt bei der Hälfte der Anlagen keine entsprechende Wärmenutzung. In Nordrhein-Westfalen dagegen wird lediglich bei Anlage MS8 kein KWK-Bonus geltend gemacht. Unter allen untersuchten Anlagen wird ausschließlich bei BY7 die anfallende Wärme vollständig genutzt. Bei den nordrhein-westfälischen Anlagen wird mit einem Wärmenutzungsgrad von durchschnittlich

50 % deutlich mehr Wärme genutzt als bei den bayerischen Anlagen, bei denen der durchschnittliche Nutzungsgrad der Wärme nur 34,2 % beträgt.

Der allgemein geringe Grad der Wärmenutzung zeigt, dass im Bereich der Wärmekonzepte ein hohes Potenzial besteht, die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen zu steigern.

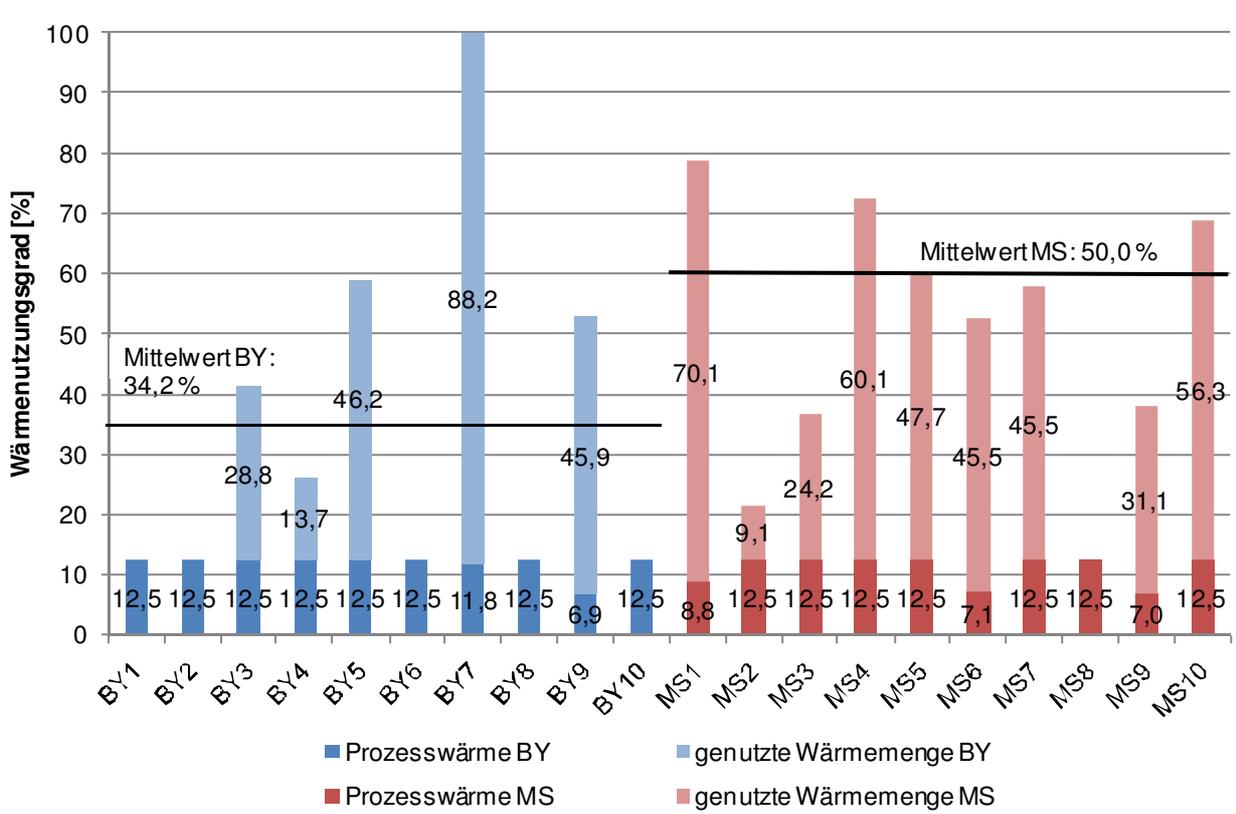


Abbildung 79: Genutzte, prozentuale Wärmemenge für KWK inklusive den Wärmeeigenverbrauch durch Fermenter- und Nachgärer-Heizung der untersuchten Biogasanlagen

4.7.5.2 Wärmenutzungskonzepte

Wie bei den untersuchten Anlagen die bei der Verstromung des Biogases anfallende Wärme neben der Bereitstellung der notwendigen Prozesswärme genutzt wird, ist in [Abbildung 80](#) dargestellt. Einige Anlagen wenden mehrere der dort genannten Ansätze an. Bei fast allen Anlagen wird die bei der Verstromung anfallende Wärme genutzt, um den Wärmebedarf der zugehörigen Wirtschafts- und privaten Wohngebäuden zu decken. Eine Fremdverwertung der Wärme durch Wärmeverkauf über Nahwärmenetze erfolgt bei 35 % der nordrhein-westfälischen und bei 25 % der bayerischen Anlagen. Meist sind diese Nahwärmenetze jedoch sehr klein und versorgen nur wenige private Haushalte, größere Wärmeabnehmer sind selten angeschlossen. Hier bilden die Anlagen MS7 (Brennerei), MS9 (zwei externe Firmen) und Anlage MS10 (zwei Schulen, Thermalbad, Kläranlage, Bauhof) eine Ausnahme. 45 % der Anlagen nutzen die Wärme für sonstige Zwecke, wie z.B. für die Trocknung von Holzhackschnitzeln oder Getreide. Lediglich eine der untersuchten Anlagen (BY8) nutzt die anfallende Wärme ausschließlich zur Fermenterbeheizung.

Wie die Wärmenutzungsgrade (vgl. Kapitel 4.7.5.1) zeigen, erreicht lediglich das Wärmenutzungskonzept der Anlage BY7 eine Vollauslastung.

Für die Nutzung der anfallenden Wärme der Anlagen BY1, BY2, BY6, BY10 und MS8 wird trotz vorhandener Wärmenutzung kein KWK-Bonus geltend gemacht!

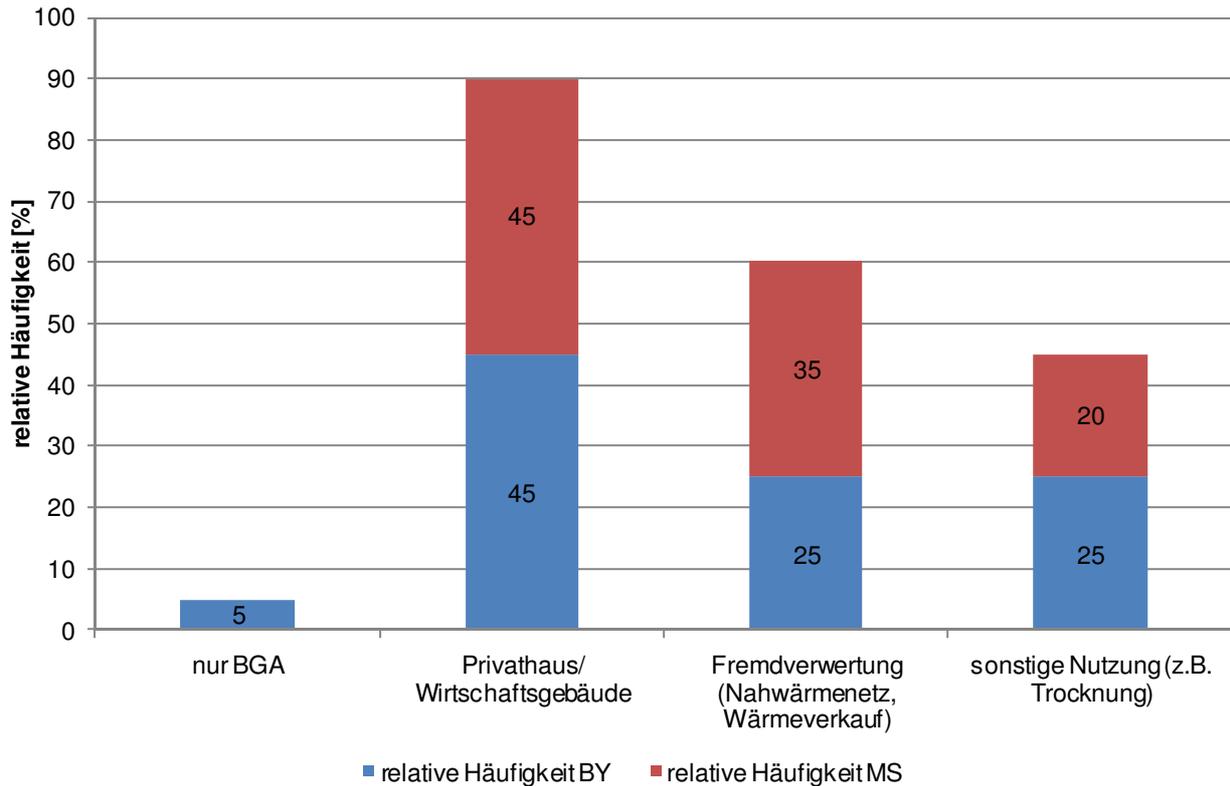


Abbildung 80: Häufigkeitsverteilung der Wärmenutzungspfade der untersuchten Anlagen

4.7.6 Notfall-Gasentsorgung/ -verwertung

Die Arten der Notfall-Gasentsorgung bzw. -verwertung für den Fall, dass aufgrund von z.B. Wartungsarbeiten am BHKW die Kapazität des Gasspeichers überschritten wird, sind in Abbildung 81 dargestellt.

Um nicht nutzbares Biogas schadlos zu entsorgen, ist lediglich eine der in Bayern untersuchten Anlagen mit einer Gasfackel ausgestattet. Einer weiteren bayerischen Anlage (BY3) steht im Bedarfsfall innerhalb von 30 min eine gemeinschaftlich mit 22 weiteren Anlagenbetreibern angeschaffte mobile Gasfackel zur Verfügung.

In Nordrhein-Westfalen besitzt hingegen die Hälfte der untersuchten Anlagen eine Gasfackel. Bei insgesamt 50 % der untersuchten Anlagen sind Reserve- bzw. Ersatz-BHKW vorhanden, in denen eventuell überschüssiges Biogas verwertet werden kann. Bei den Reserve-BHKW der bayerischen Anlagen handelt es sich um Altanlagen, die im Zuge von Erweiterungen nicht mehr verwendet werden, aber nicht zurück gebaut wurden.

Unter den sechs nordrhein-westfälischen Anlagen die ein Reserve-BHKW aufweisen, besitzen drei Biogasanlagen ein BHKW, welches nicht unter Volllast betrieben wird, so dass bei einem Ausfall eines Motors das anfallende Gas dort mit verbrannt werden kann. Bei zwei Anlagen ist das Reserve-BHKW nur als Ersatzaggregat mit dem zentralen Motor gekauft worden und eine Anlage nutzt zwei Altmotoren als Reserve-BHKW.

Von den in Nordrhein-Westfalen untersuchten Anlagen ist jede mit einer Notfall Gasentsorgung bzw. -verwertung ausgestattet. Die Anlagen MS2 und MS9 besitzen zusätzlich zu einer Gasfackel noch Reserve BHKW-Kapazitäten. Dem gegenüber besitzen 6 der in Bayern untersuchten Anlagen vor Ort über keine Einrichtung für die Notfall Gasentsorgung bzw. -verwertung!

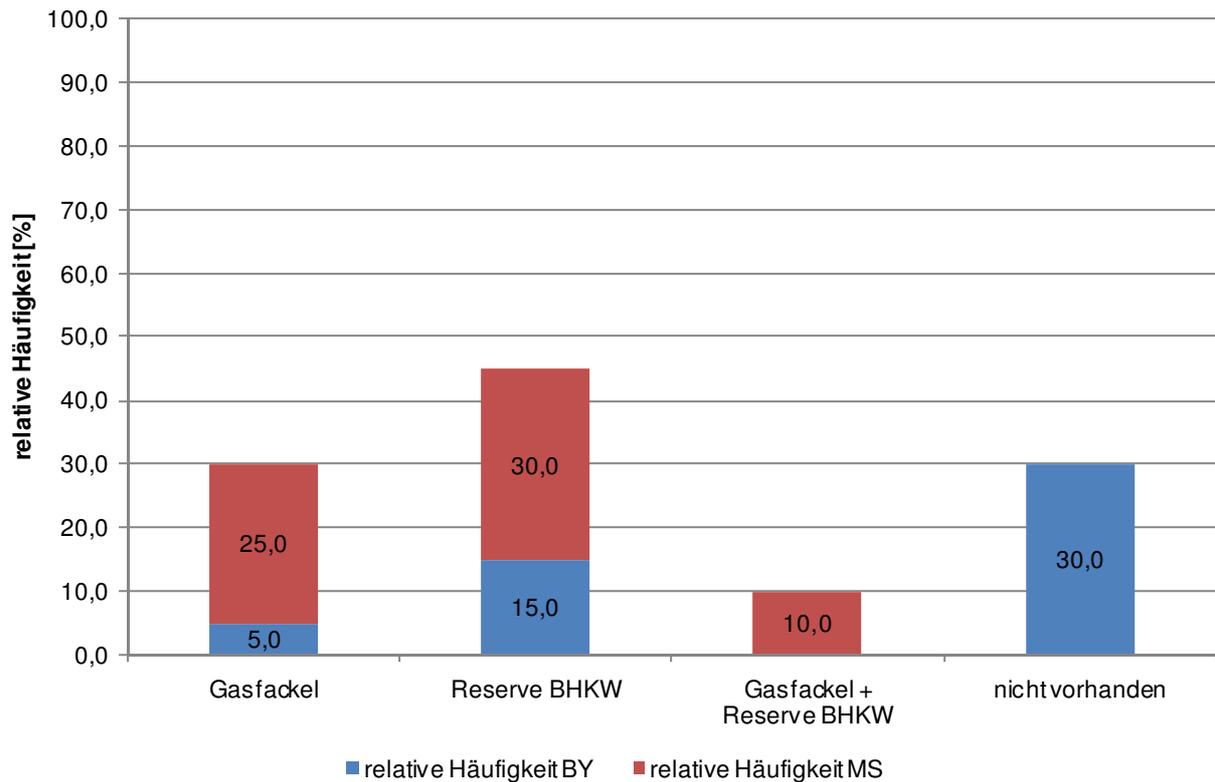


Abbildung 81: Häufigkeit von Notfall-Gasentsorgungs- bzw. -verwertungssystemen der untersuchten Biogasanlagen

Gasfackellaufzeiten

Bei zwei Anlagen in Nordrhein-Westfalen werden die Laufzeiten der Gasfackel festgehalten. Deren Betriebszeiten sind in [Tabelle 29](#) dargestellt.

Die Betriebszeiten der Fackel werden über ein Jahr betrachtet. Da bei der Biogasanlage MS5 die Monate Oktober und November wegen Problemen mit der vor Ort installierten Laufzeiterfassung nicht aufgenommen wurden, sind hier die ersten zwei Monate des Jahres 2010 mit in die Betrachtung eingeflossen. Die Fackel befindet sich bei MS3 45 Stunden und bei MS5 79 Stunden im Jahr in Betrieb. Daraus leitet sich eine ungenutzte Gasmenge von knapp 9.000 m³ bei MS3 und gut 21.000 m³ bei MS5 ab.

Deutlich zu erkennen ist die höhere Laufzeit der Fackel in den Sommermonaten. Die hohen Fackellaufzeiten auf Anlage MS5 deuten darauf hin, dass hier die hohe elektrische Auslastung der BHKW-Anlage (99 %, höchster Wert im Vergleich aller untersuchten Biogasanlagen) mit einem hohem Gasüberschuss „erkaufte“ wird.

Die in Kapitel 4.10.1.5 aufgezeigten allgemeinen hohen elektrischen Auslastungen der BHKW-Anlagen sowie die geringen Gasspeichervolumina der untersuchten Anlagen (vgl. Kapitel 4.10.1.4) deuten darauf hin, dass ähnlich hohe Gasüberschüsse keine Seltenheit sind. Um diese jedoch zu quantifizieren sind weitergehende Untersuchungen bezüglich des entsorgten Biogas-Volumenstroms notwendig.

Tabelle 29: Laufzeiten der Gasfackel bei zwei Biogasanlagen in NRW

	MS3			MS5		
	Gasfackel- betrieb	Biogas- anfall	abgefackelte Biogasmenge	Gasfackel- betrieb	Biogas- anfall	abgefackelte Biogasmenge
Monat	[h]	[m ³ /h]	[m ³]	[h]	[m ³ /h]	[m ³]
Januar	3,6	174	629,42	0,1	270	34,4
Februar	2,6	177	455,8	9,2	270	2.484,9
März	1,6	183	298,8	1,8	270	476,2
April	4,4	185	821,8	5,7	270	1.544,8
Mai	5,0	189	949,4	15,6	270	4.203,5
Juni	7,8	192	1494,2	20,7	270	5.591,0
Juli	8,4	182	1522,4	2,9	270	777,4
August	5,3	184	967,1	16,3	270	4.403,4
September	1,8	189	341,0	2,1	270	563,2
Oktober	3,1	189	587,1			
November	1,8	189	341,6			
Dezember	2,5	192	486,5	2,0	270	535,0
Januar				2,9	270	774,9
Februar				1,3	270	353,4
Summe	45	2.032	8.895	79	3.510	21.389

4.8 Anlagenüberwachung

4.8.1 Anlagendokumentation

In welcher Form die Betriebstagebücher der untersuchten Anlagen geführt werden ist in [Abbildung 82](#) dargestellt.

In Bayern werden die meisten Betriebstagebücher per Hand geführt, im besten Fall teilweise per Hand digitalisiert. An zwei nordrhein-westfälischen und bei einer bayerischen Anlage erfolgt die Datenaufzeichnung teilweise automatisch.

Die relative Häufigkeit der jeweiligen Aufzeichnungsintervalle in Bayern und in Nordrhein-Westfalen ist in [Abbildung 83](#) dargestellt.

Bei den untersuchten Anlagen fällt auf, dass in Bayern viele Betriebe lediglich einmal im Jahr die Betriebsdaten aufzeichnen, damit sie die minimalen Voraussetzungen für eine Förderung erfüllen.

Im Vergleich hierzu erfolgt die Aufzeichnung in Nordrhein-Westfalen meist täglich, wodurch erst eine Überwachung der Biogasanlage und damit eine angepasste Steuerung ermöglicht werden.

4.8.2 Messtechnische Ausstattung

4.8.2.1 Substrateinsatz

Eine in das Einbringsystem integrierte Wiegung ist in Bayern lediglich bei den Anlagen BY6, BY7 und BY9 installiert. Die Biogasanlagen BY3 und BY10 verfügen über eine am Radlader-Ausleger integrierte Wiegeeinrichtung. In Nordrhein-Westfalen hingegen sind alle Biogasanlagen mit Wiegetechnik ausgestattet (vgl. [Abbildung 84](#)).

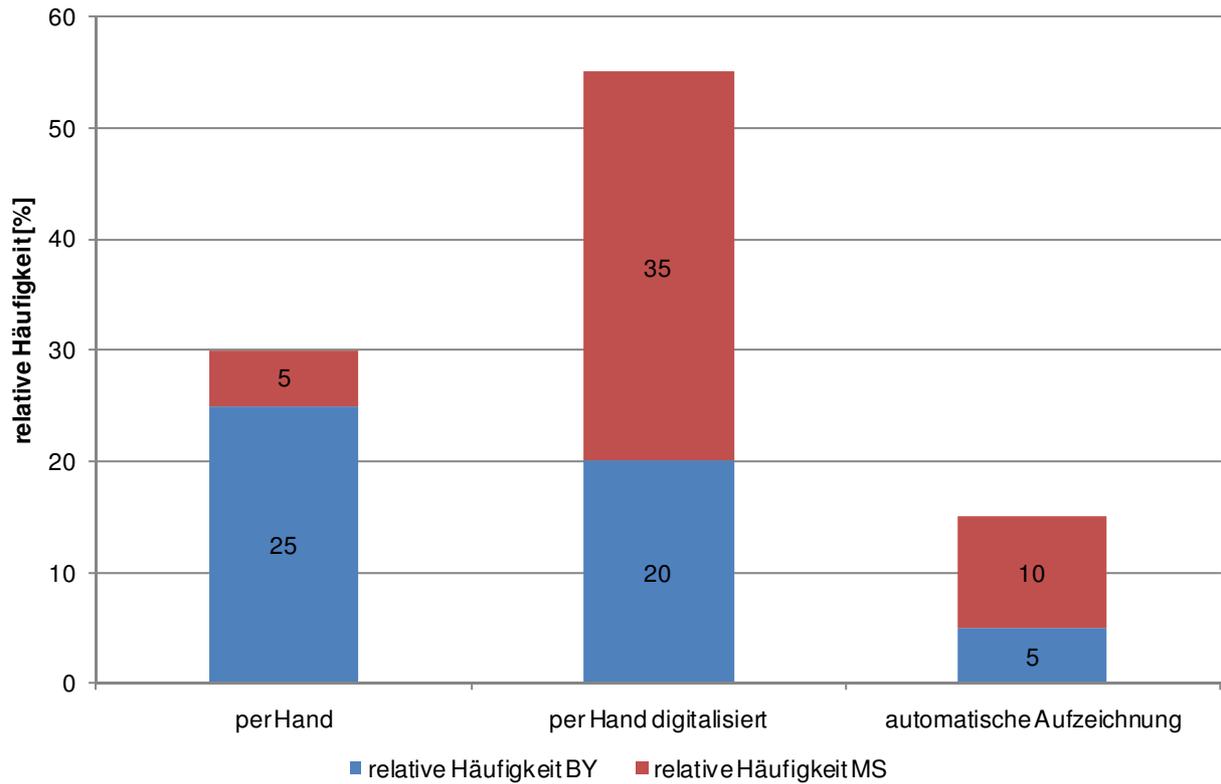


Abbildung 82: Häufigkeit der Form der Betriebstagebuchführung bei den untersuchten Biogasanlagen

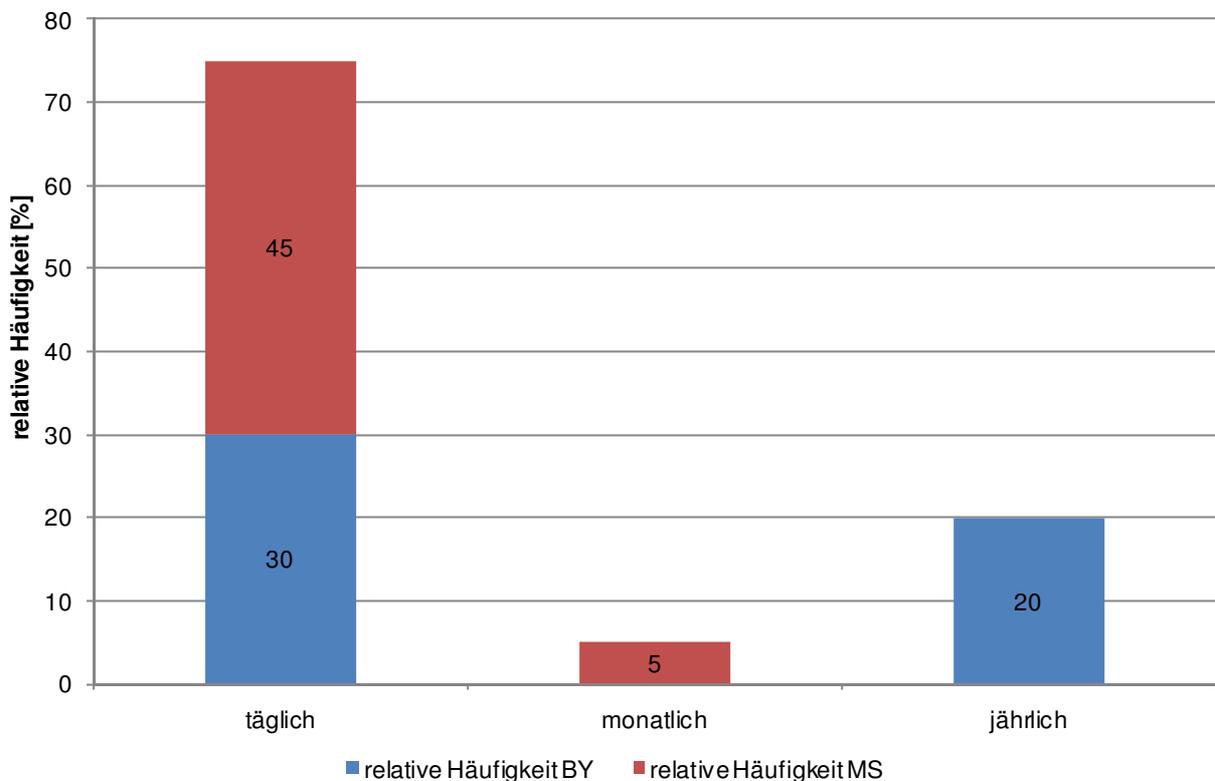


Abbildung 83: Aufzeichnungsintervalle bei der Führung des Betriebstagebuchs der untersuchten Anlagen

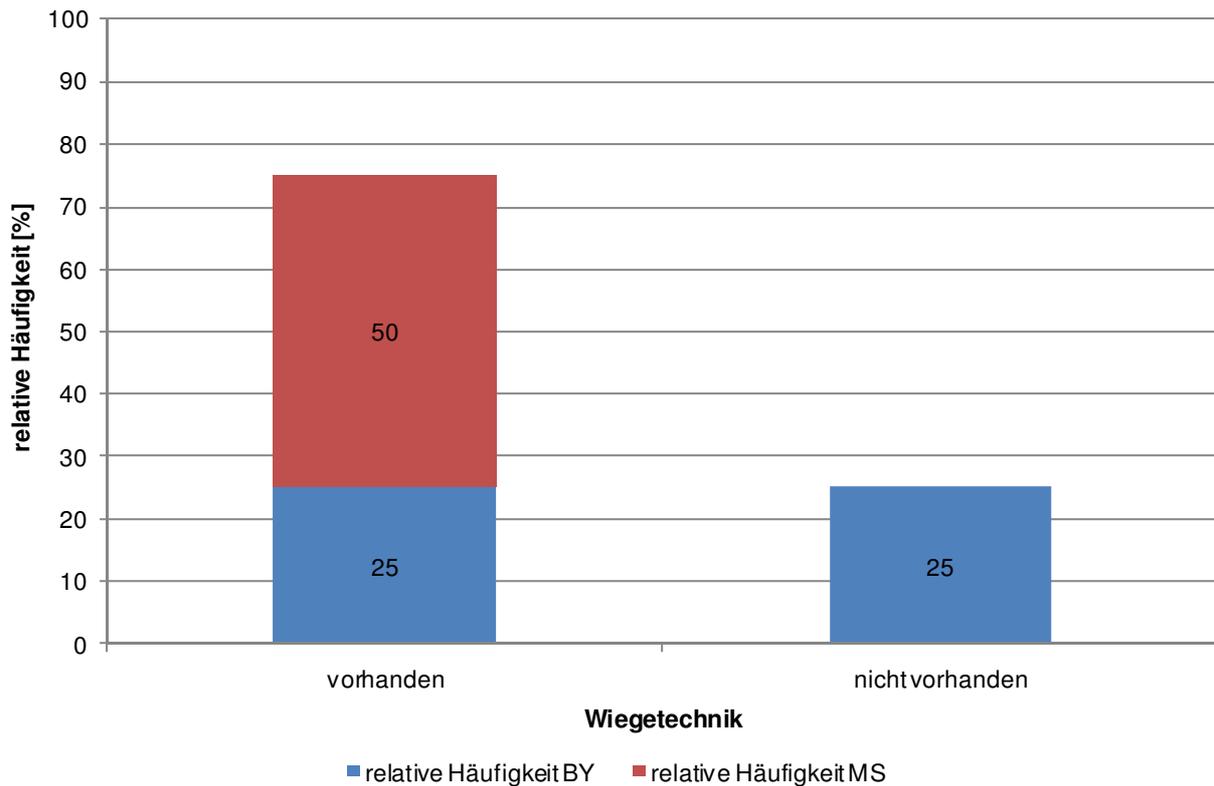


Abbildung 84: Häufigkeit der Wiegetechnik an den untersuchten Biogasanlagen

Die fehlende Wiegetechnik erweist sich bei den Anlagen in Bayern nachteilig bei der Dokumentation und der Prozessüberwachung. Dadurch ist es natürlich nur begrenzt möglich, eine regelmäßige Beschickung der Fermenter und damit des biologischen Prozesses zu gewährleisten.

4.8.2.2 Biologie- / Fermenterüberwachung

Die Ausstattung der untersuchten Anlagen zur Biologie- bzw. Fermenterüberwachung vor Ort ist, wie in [Abbildung 85](#) dargestellt, von Anlage zu Anlage sehr unterschiedlich. Die messtechnische Ausstattung muss unbedingt weiter ausgebaut werden, um Rückschlüsse für den Anlagenbetrieb ziehen zu können.

Welche Untersuchungen extern in Auftrag gegeben werden und deren Häufigkeit ist in [Abbildung 86](#) dargestellt. Hier zeigt sich deutlich, dass bei den Anlagen in Nordrhein-Westfalen mehr Wert auf eine ausführliche biologische Überwachung gelegt wird als bei den bayerischen Anlagen. Dies spiegelt sich auch in den Abständen wieder, in denen der Gärbehälterinhalt analysiert wird (vgl. [Abbildung 87](#)). Lediglich eine bayerische Anlage lässt den Inhalt seiner Gärbehälter regelmäßig einmal monatlich analysieren.

4.8.2.3 Gasmessung

Auch bei der Analyse des produzierten Biogases zeigt sich (vgl. [Abbildung 88](#)), dass bei den nordrhein-westfälischen Anlagen mehr Wert auf eine ausführliche Datenerhebung gelegt wird. Dort wird bei fast allen in dieser Untersuchung betrachteten Biogasanlagen der Methan-, Schwefelwasserstoff- und Sauerstoffgehalt überwacht.

Bei lediglich der Hälfte der bayerischen Anlagen wird der Schwefelwasserstoffgehalt des Biogases bestimmt. Methan-, Kohlenstoffdioxid- und Sauerstoffgehalte werden nur bei vier von zehn Anlagen analysiert. Nur auf Anlage BY9 werden alle in der Darstellung aufgeführten Bestandteile des produzierten Biogases überwacht.

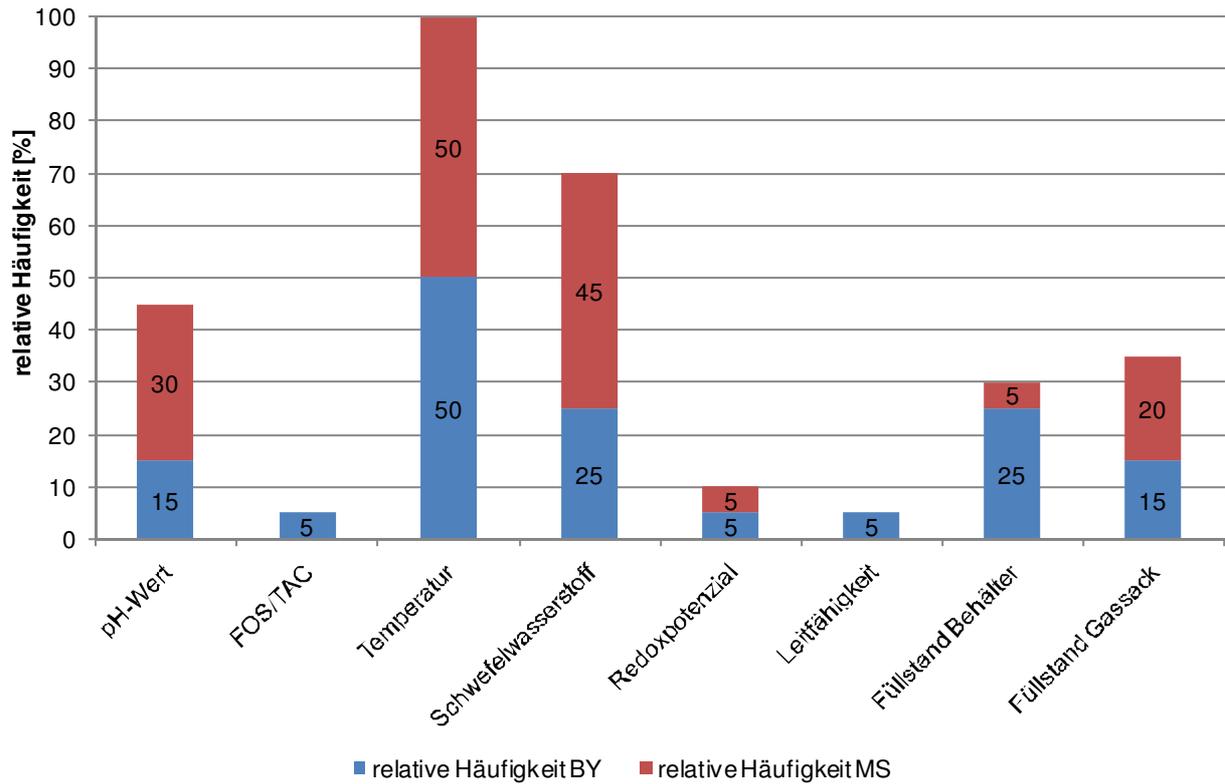


Abbildung 85: Häufigkeit verschiedener vor Ort vorhandenen Messtechnik zur Biologie- / Fermenterüberwachung an den untersuchten Biogasanlagen

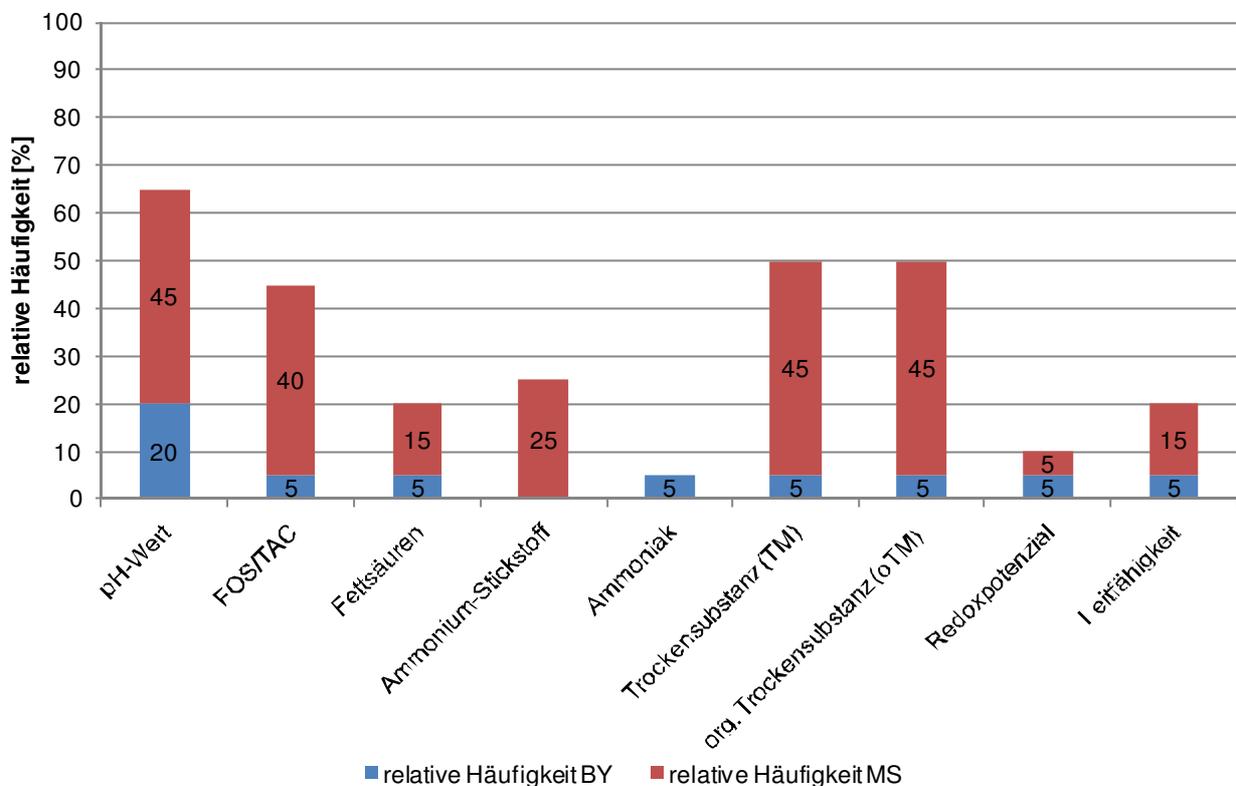


Abbildung 86: Häufigkeit der unterschiedlichen externen Untersuchungen an den untersuchten Anlagen

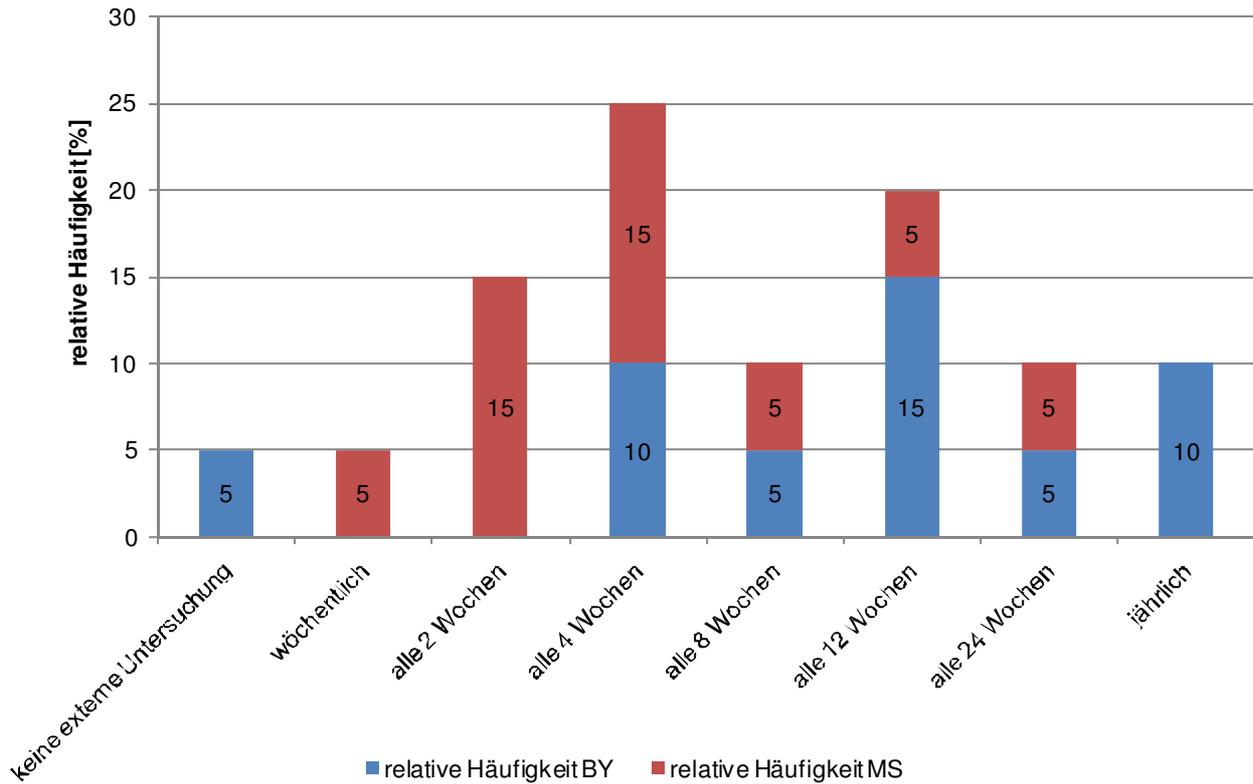


Abbildung 87: Häufigkeit der Abstände der extern durchgeführten Analysen an den untersuchten Anlagen

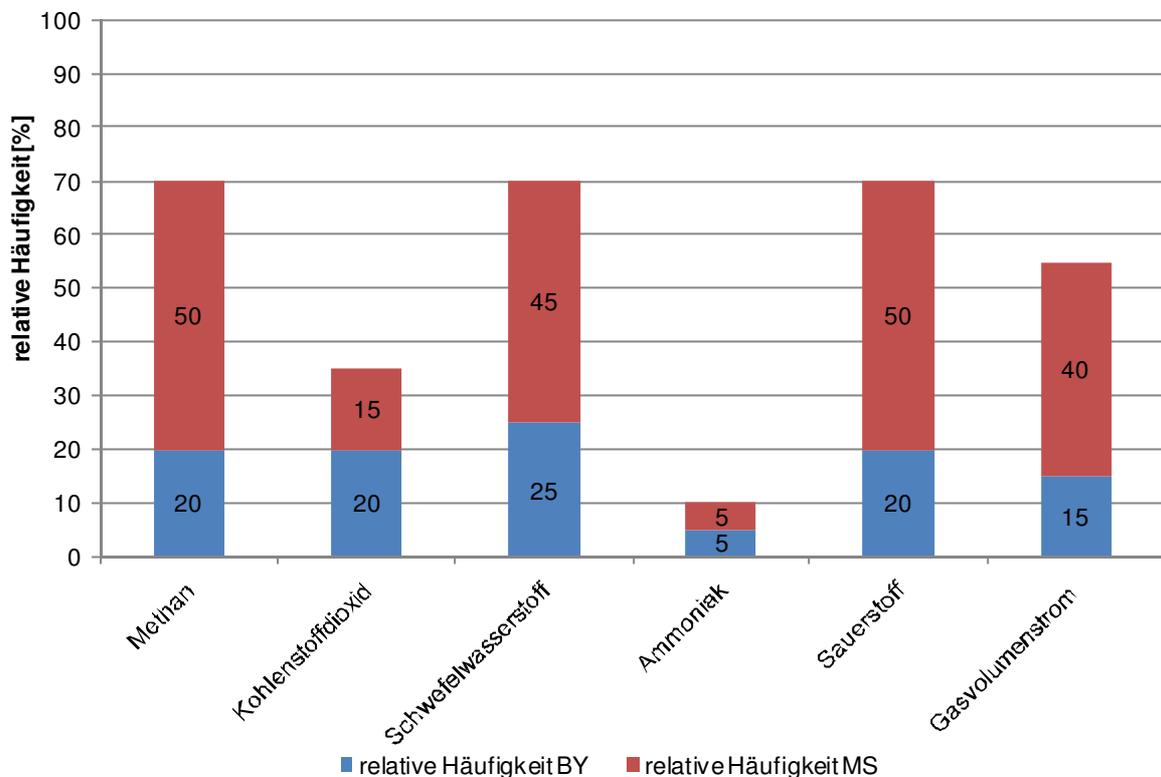


Abbildung 88: Häufigkeit der Analyse einzelner Gaskomponenten bei den untersuchten Biogasanlagen

4.8.2.4 Energieverbrauchsmessung

In welchem Umfang die untersuchten Biogasanlagen ihren Energiebedarf aufzeichnen ist in Abbildung 89 dargestellt. Der Energiebedarf für die Biogas- und die Stromerzeugung wird nur bei 8 von 20 Anlagen gemessen. Informationen über den Prozesswärmebedarf der Biogaserzeugung erheben lediglich insgesamt 20 % der untersuchten Anlagen.

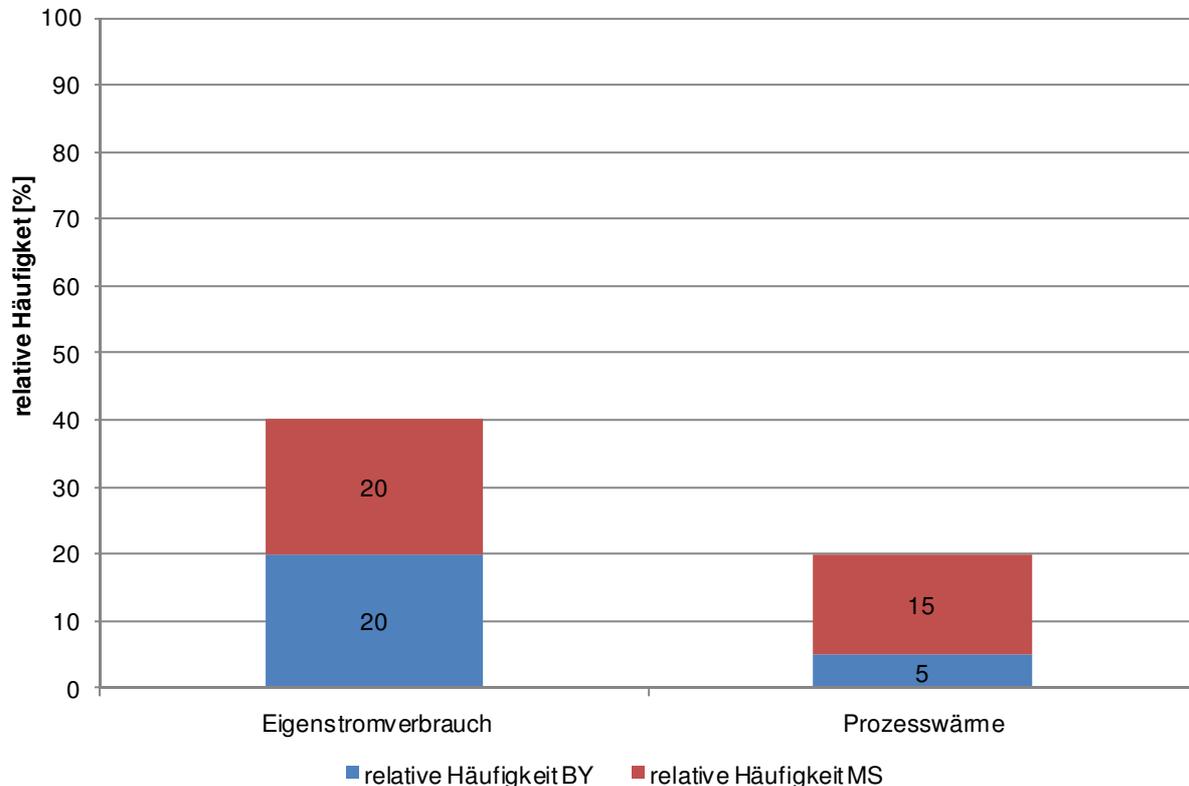


Abbildung 89: Häufigkeit der Messung des Eigenstromverbrauches und der Prozesswärme bei den untersuchten Biogasanlagen

4.9 Eigenenergieverbrauch

Die Ergebnisse der Eigenstrommessungen ergeben die in Abbildung 90 dargestellten Eigenenergieanteile im Verhältnis zur produzierten Bruttostrommenge. Bei der Betrachtung wird zwischen dem Anteil für die Biogas- einerseits und die Stromerzeugung andererseits unterschieden. Unter die Biogaserzeugung fallen hierbei sämtliche elektrische Verbraucher für die Gaserzeugung wie Einbringung, Rührtechnik, Pumptechnik, Fermenterbeheizung und Gasaufbereitung, unter Stromerzeugung sämtliche Verbraucher für die Stromerzeugung, beispielsweise Gasgebläse, Primär-/Sekundärpumpe, Notkühler, Ladeluftkühler und Raumlüfter.

Bei Anlage MS2 können lediglich Aussagen über den Eigenenergieanteil der Gaserzeugung getroffen werden, da hier vor der Verwertung das Biogas mit Deponiegas gemischt wird. Der Gesamteigenenergieverbrauch aller Anlagen liegt zwischen 4,7 % (BY2) und 9,3 % (MS10). Der Eigenenergieanteil für die Stromerzeugung liegt bei den nordrhein-westfälischen Anlagen bei durchschnittlich 3,1 % und bei den bayerischen Anlagen bei durchschnittlich ca. 2,8 %. Mit einem Eigenenergieanteil von 4,2 % benötigen die nordrhein-westfälischen Anlagen jedoch deutlich mehr Strom für den Betrieb der Anlagenkomponenten zur Gaserzeugung als die bayerischen mit 3,4 %.

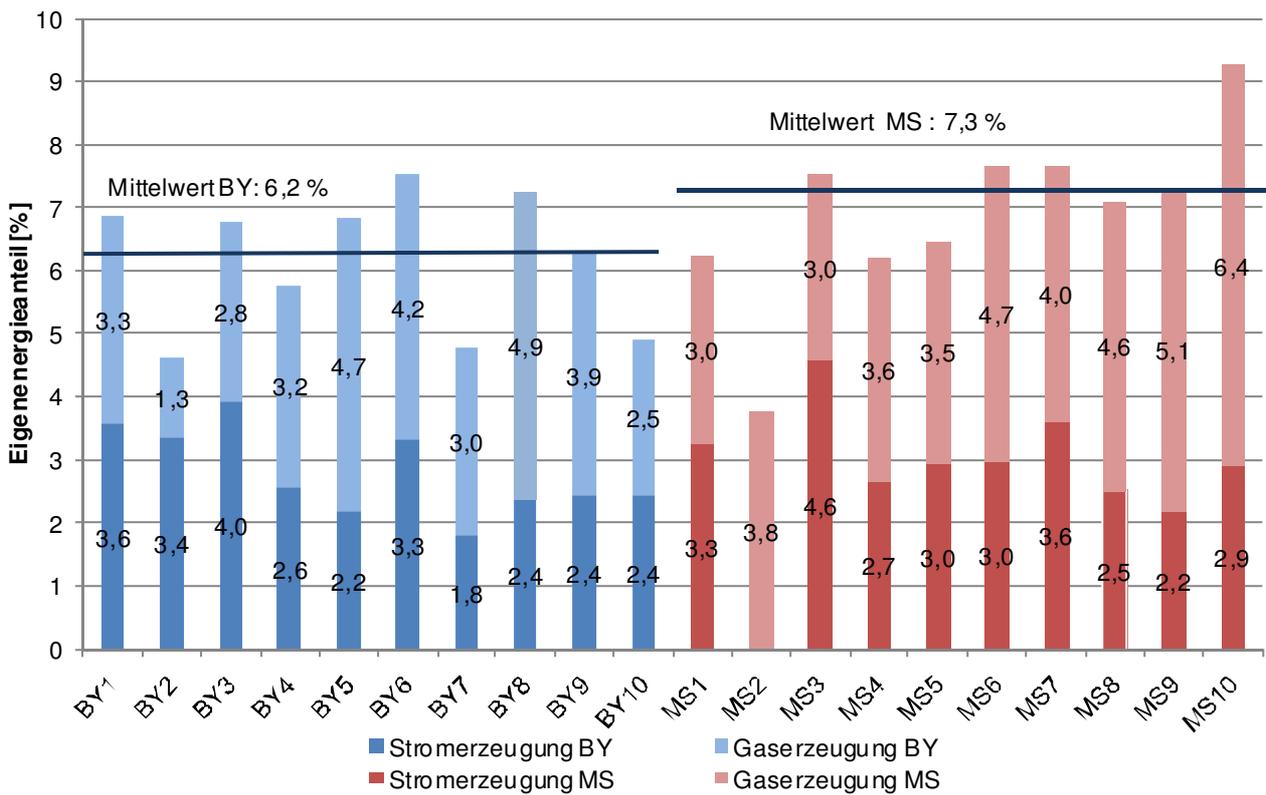


Abbildung 90: Eigenenergieanteile der untersuchten Anlagen

4.9.1 Komponenten der Biogaserzeugung

Die Eigenenergieanteile der einzelnen Komponenten der Biogaserzeugung je Anlage sind in Abbildung 91, die durchschnittlichen Eigenenergieanteile in Abbildung 92 dargestellt.

Mit Abstand größte Verbraucher der Biogaserzeugung sind wie erwartet die Rührtechnik und die Feststoffeinbringung. In den Abschnitten 4.4 bis 4.6 wird detailliert auf die Energiebedarfe der Komponenten Einbringung, Rührwerk, Entschwefelung und Gaskühlung (Gastrocknung) eingegangen.

4.9.2 Komponenten der Stromerzeugung

Analog der Biogaserzeugung sind in Abbildung 93 die Eigenenergieanteile der einzelnen Komponenten der Stromerzeugung und in Abbildung 94 die durchschnittlichen Eigenenergieanteile dargestellt.

Größte Stromverbraucher der Stromerzeugung sind die Pumpen im Primär- und Sekundärkühlwasserkreislauf sowie die Not- und Ladeluftkühler. Während der Eigenenergieanteil der Not- und Ladeluftkühler bei den bayerischen (0,79 %) und nordrhein-westfälischen Anlagen (0,83 %) annähernd identisch ist, ist der Eigenenergieanteil der Primär- und Sekundärpumpen der nordrhein-westfälischen Anlagen mit 0,97 % leicht höher als der der bayerischen Anlagen mit 0,88 %. Von Anlage zu Anlage unterscheiden sich die jeweiligen Anteile jedoch sehr stark. Dies deutet auf eine sehr differenzierte Auslegung der Pumpen hin. Beispielsweise beträgt die Nennleistung der Primärpumpe des 250 kW_{el} leistenden Gasmotor-BHKW von BY4 2,6 kW_{el}, während die Nennleistung der Primärpumpe des 526 kW_{el} leistenden BHKW der Anlage BY9 nur 1,5 kW_{el} beträgt.

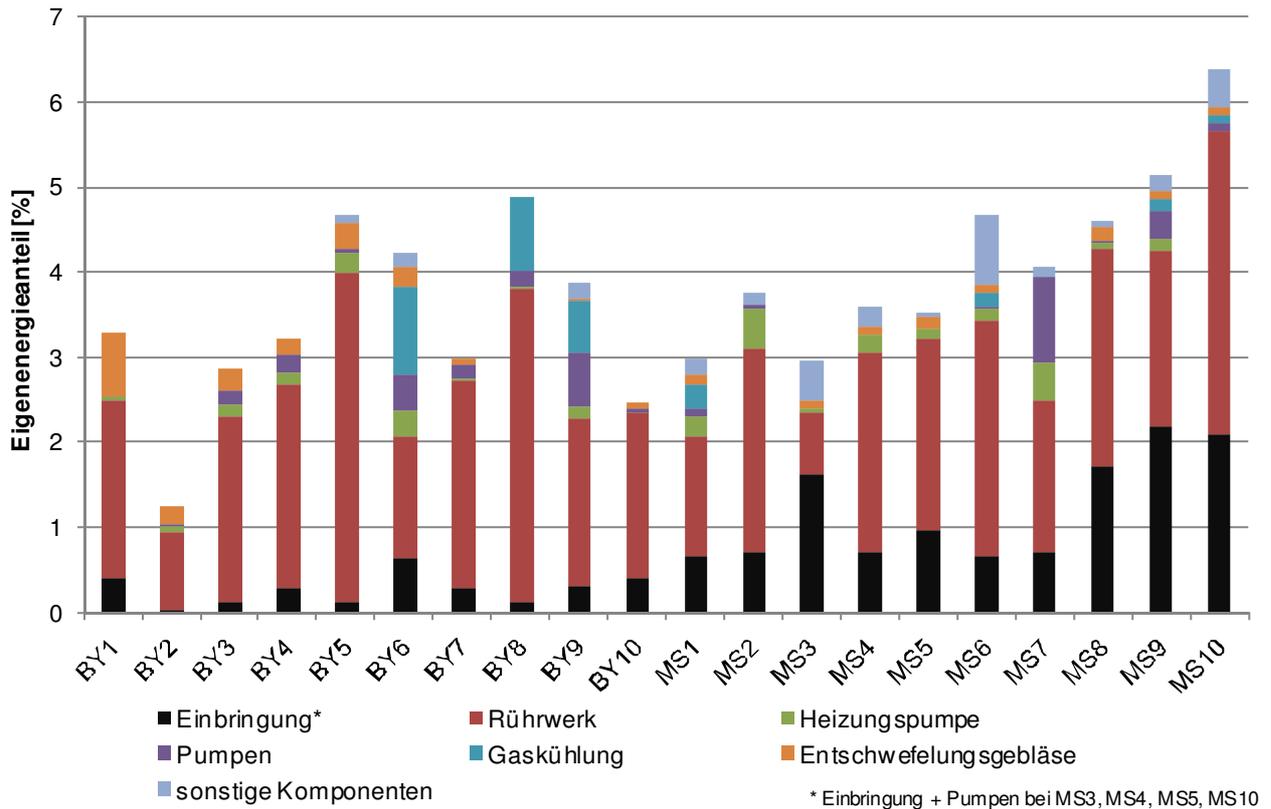


Abbildung 91: Eigenenergieanteile der Komponenten der Biogaserzeugung

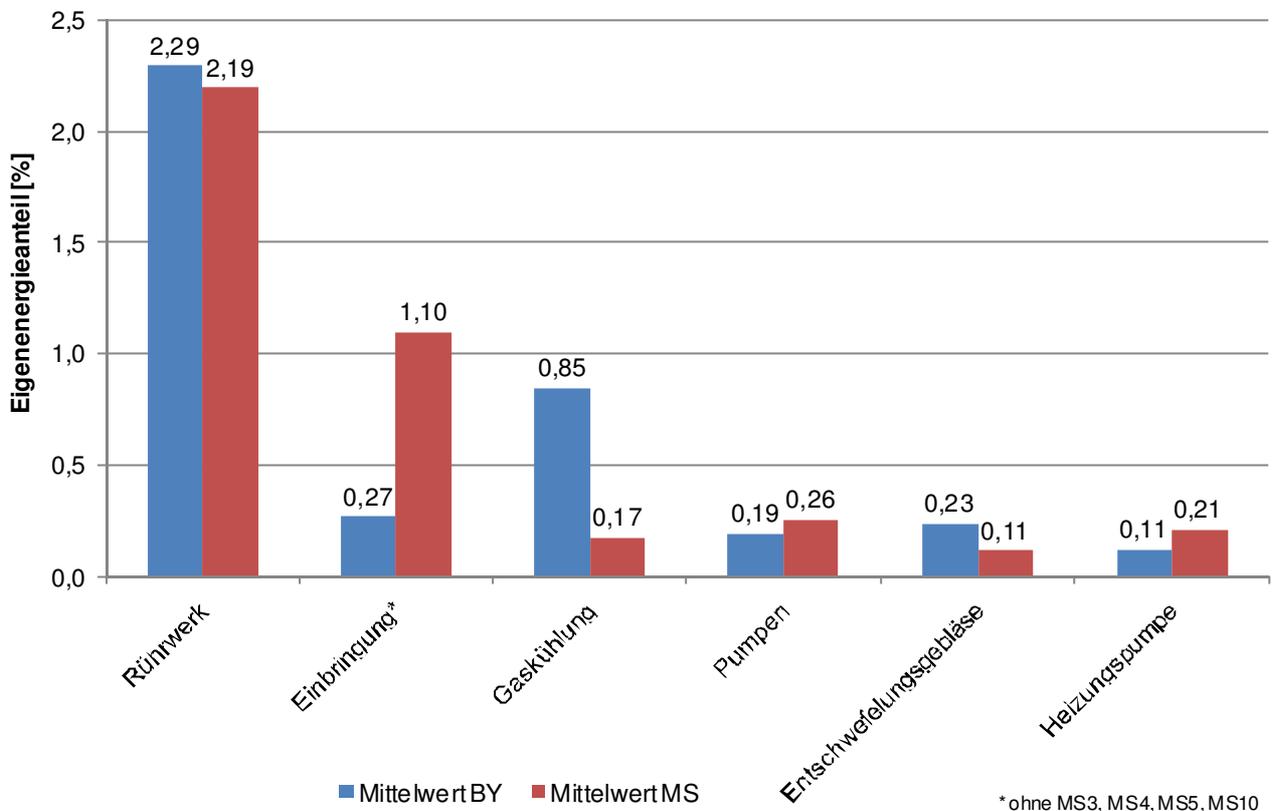


Abbildung 92: Mittelwerte der Eigenenergieanteile der Komponenten der Biogaserzeugung

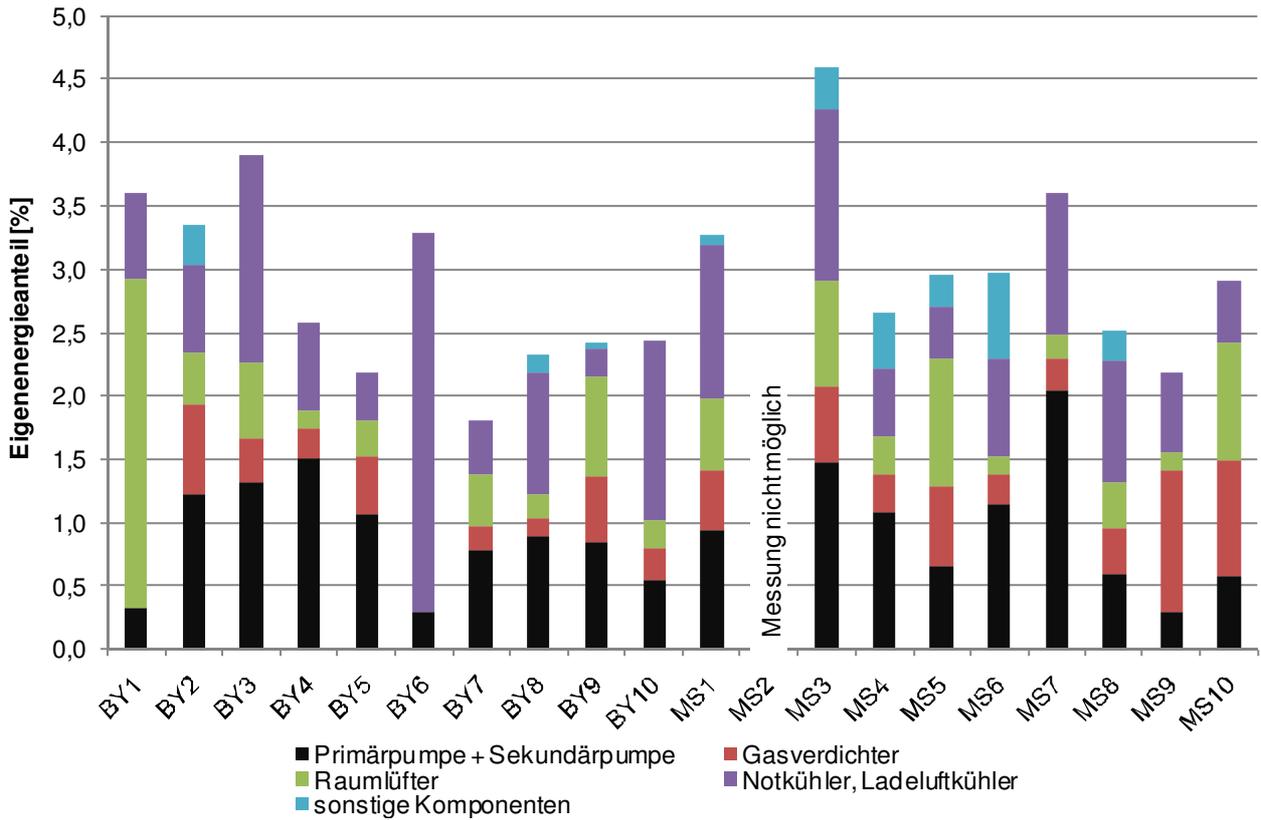


Abbildung 93: Eigenenergieanteile der Komponenten der Stromerzeugung

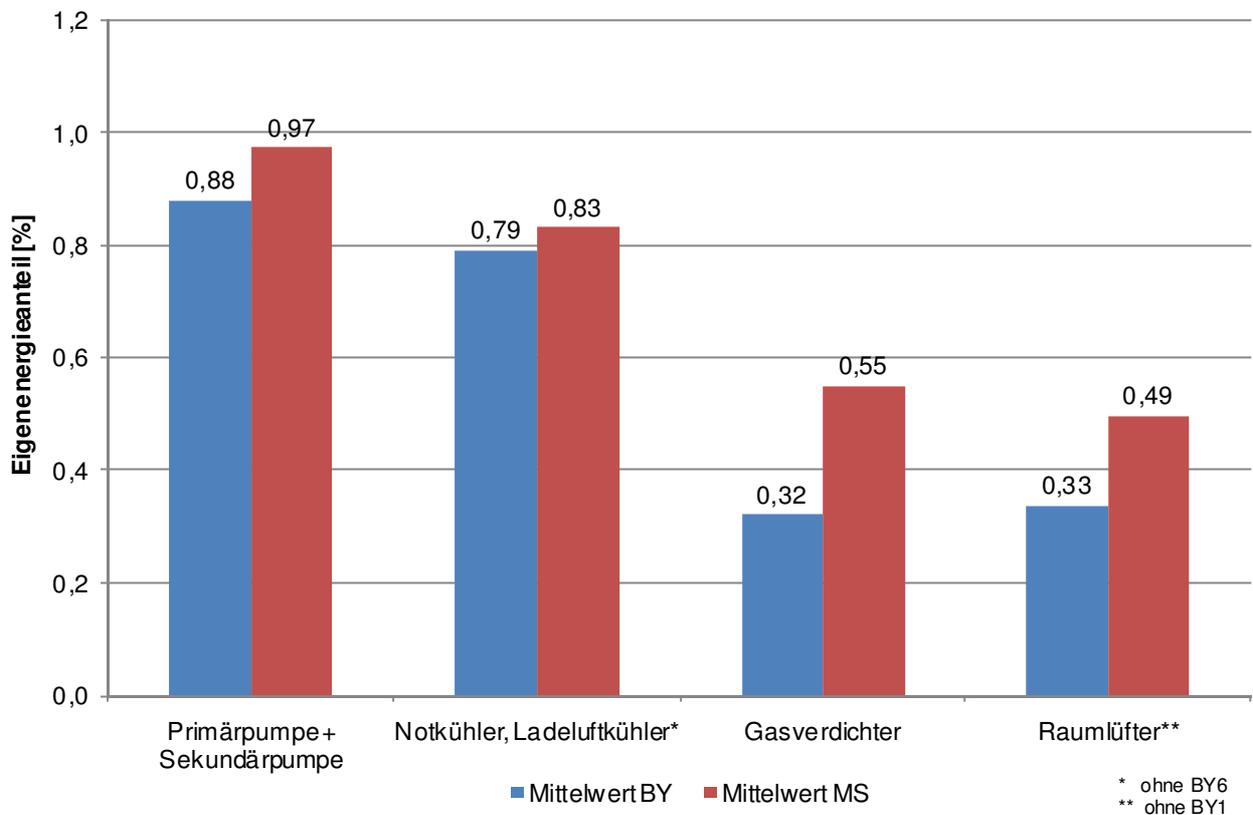


Abbildung 94: Mittelwerte der Eigenenergieanteile der Komponenten der Stromerzeugung

Aufgrund von technischen Problemen während der Messdatenaufnahme an der BHKW-Anlage der Anlage BY6 konnten dort keine aussagekräftigen Daten über den Eigenenergieanteil der Not- und Ladeluftkühler gewonnen werden, weswegen der Mittelwert für die Not- und Ladeluftkühler ohne BY6 berechnet ist. Bei der Berechnung des Mittelwerts des Eigenenergieanteils der Raumlüfter ist die Anlage BY1 nicht berücksichtigt, da der an dieser Anlage installierte Lüfter zusätzlich zur Hallenbeheizung verwendet wird.

Auffallend sind deutlich höhere Eigenenergieanteile der Gasverdichter und der Raumlüfter der in Nordrhein-Westfalen untersuchten Anlagen. Der höhere durchschnittliche Energieverbrauch der Gasgebläse in Nordrhein-Westfalen ist durch die Druckverluste in den Gasleitungen zu den Satelliten-BHKW bedingt.

4.9.3 Strombezug

Für die Energieversorgung der Anlagenkomponenten einer Biogasanlage gibt es zwei grundsätzliche Vorgehensweisen. Entweder die elektrischen Verbraucher werden mit Strom aus der eigenen Produktion versorgt oder es findet ein Strombezug aus dem Netz des zuständigen EVU statt.

Wirtschaftlich und auch prozesstechnisch kann nur die zweitgenannte Alternative als sinnvoll betrachtet werden. Denn zum einen wird dadurch keine Energie verbraucht, die zu einem höheren Preis verkauft als gekauft werden kann (Vergütungssätze für eingespeisten Strom sind höher als die Strompreise des Netzanbieters) und zum anderen steht damit auch Energie zur Verfügung, wenn das BHKW nicht in Betrieb ist. Dadurch kann auch bei einem längeren Ausfall des BHKW der biologische Prozess aufrecht erhalten werden.

Deswegen ist es betrieblich und betriebswirtschaftlich nicht nachvollziehbar, warum, wie in [Abbildung 96](#) dargestellt, lediglich 4 der in Bayern untersuchten Biogasanlagen mit Fremdstrom versorgt werden. Eine vollständige Umstellung auf Fremdstrombezug der übrigen Anlagen ist deswegen äußerst ratsam.

4.9.4 Leistungsspitzen

Bei der Betrachtung der Leistungsaufnahme über die Zeit fällt auf, dass einige Anlagenkomponenten einen hohen Einschaltstrom und daraus resultierend eine hohe elektrische Leistungsaufnahme im Verhältnis zur Leistungsaufnahme im Betrieb aufweisen. Beispielhaft ist in [Abbildung 95](#) der Verlauf der Leistungsaufnahme des Fräasers der Substrateinbringung der Anlage BY5 über die Zeit dargestellt.

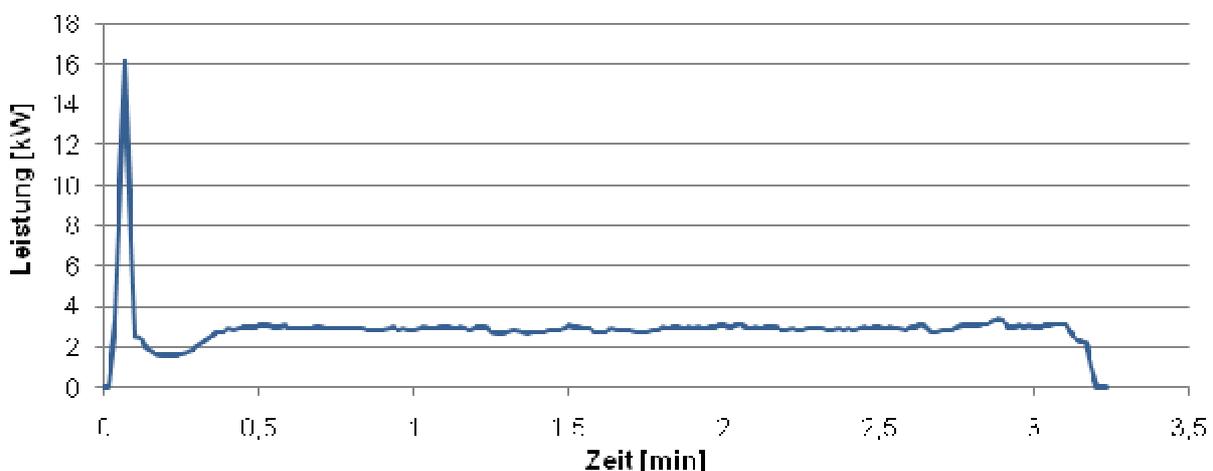


Abbildung 95: Leistungsaufnahme Antrieb Fräser Einbringung BY5

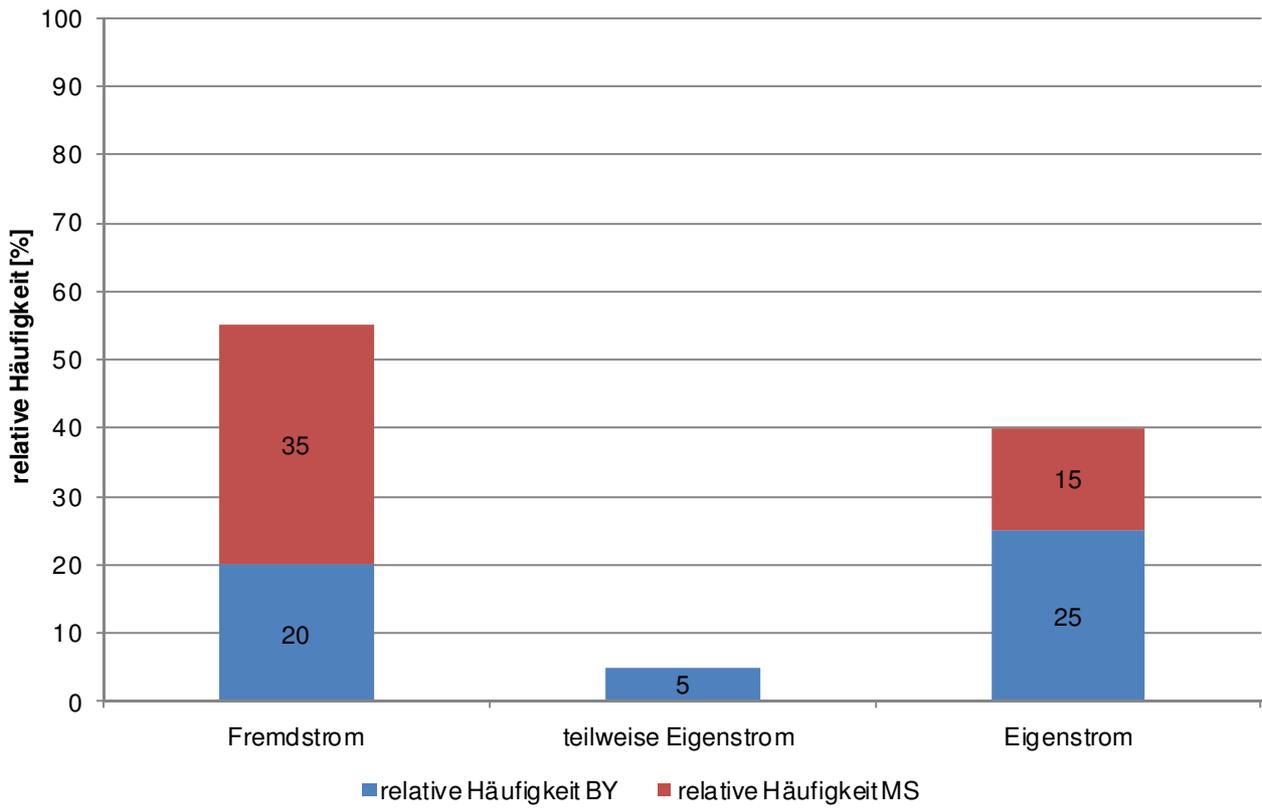


Abbildung 96: Häufigkeit der Strombezugsform der untersuchten Biogasanlagen

Der Einbau von Frequenzumrichtern (FU) oder anderen Sanftanlaufgeräten, wie teilweise bereits bei den Anlagen installiert, garantiert ein sanftes Anlaufen der elektrischen Komponenten und verhindert so stoßartige Überlastungen, was sich positiv auf die Lebensdauer der Bauteile auswirkt. Zur Verdeutlichung ist in Abbildung 97 der Verlauf der Leistungsaufnahme vergleichbarer Rührwerke der Anlagen BY8 (ohne FU, rot) und BY7 (mit FU, blau) dargestellt.

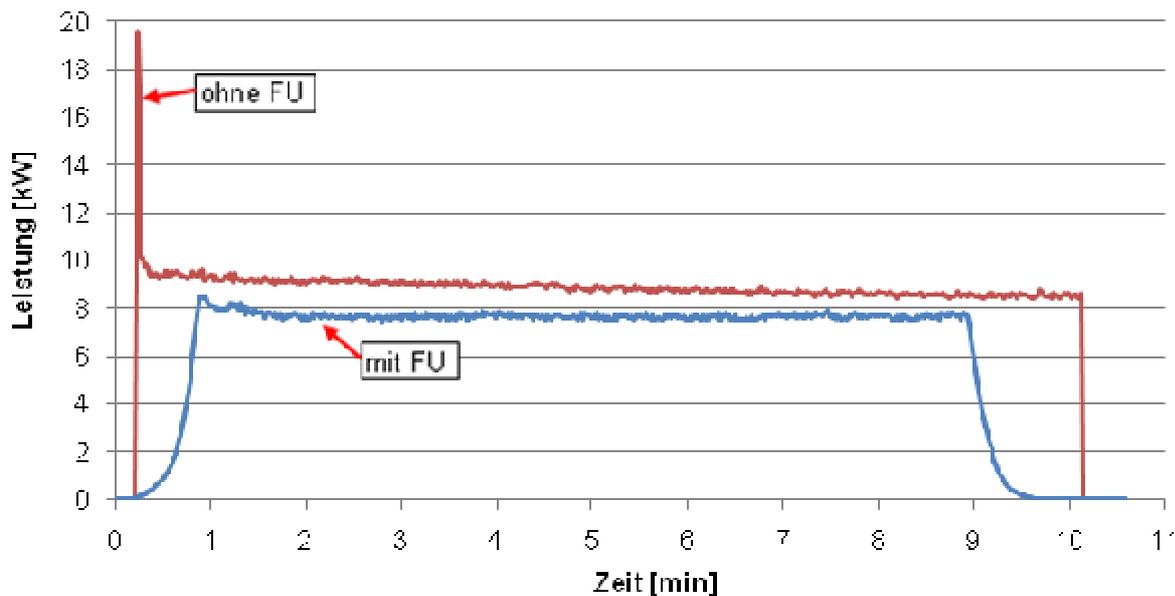


Abbildung 97: Beispielhafter Verlauf der elektrischen Leistungsaufnahme vergleichbarer Rührwerke mit und ohne FU

In [Abbildung 98](#) ist beispielhaft die elektrische Leistungsaufnahme der Biogaserzeugung der Anlage BY4 dargestellt. Wie zu erkennen ist, führen die hohen Einschaltströme in Addition mit weiteren Verbrauchern zu hohen Leistungsspitzen. Indem Anfahrspitzen der Leistungsaufnahme verhindert werden, verhelfen die Sanftanläufe darüber hinaus den Biogasanlagen mit einer auf die Reduzierung der Leistungsvorhaltung ausgelegten Steuerung zu einer besseren Ausschöpfung des Einsparpotenzials.

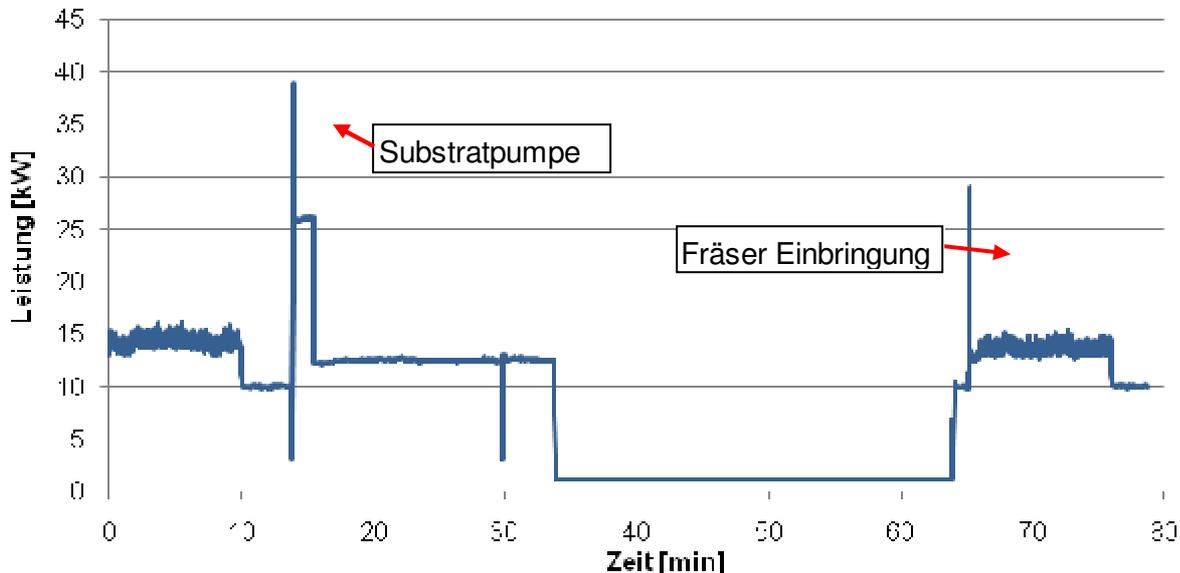


Abbildung 98: Beispielhafter Verlauf der elektrischen Leistungsaufnahme der Biogaserzeugung der Biogasanlage BY4

4.10 Methanemissionen

4.10.1 Biogasleckstellen

Im Folgenden werden die nach der in Kapitel 2.3.4 beschriebenen Vorgehensweise detektierten Methanemissionen beschrieben.

4.10.1.1 Lagerung der Gülle

Bevor die Gülle dem Fermenter zugeführt wird, wird sie auf den Anlagen in den Stallungen unter dem Spaltenboden oder in einer separaten Güllevorgrube gelagert. Besonders an warmen Tagen finden hier bereits vor der Fermentation im Gärbehälter Abbauprozesse statt, wodurch in diesem Bereich Methanemissionen festgestellt werden können (Kategorie: konstruktiv).

4.10.1.2 Einbringsystem

Obwohl die untersuchten Anlagen mit unterschiedlichen Einbringsystemen ausgestattet sind, werden nahezu bei allen Einbringsystemen Methanemissionen detektiert. Werden die zugeführten Substrate mit Rezirkulat in einem Anmischbehälter vermischt, sind Emissionen festzustellen (Kategorie: konstruktiv).

Einen weiteren Mangel im Bereich der Substratzugabe stellen die Eintragsschnecken dar. Häufig sind diese so ausgeführt, dass ein Entweichen von Methan auch durch regelmäßige Wartung nicht vermieden werden kann (Kategorie: konstruktiv, siehe [Abbildung 99](#) links).

Sind Gärbehälter mit Einbringsystemen ausgestattet, die auf Betondecken platziert sind, können besonders im Bereich der Verbindungsstelle zwischen Gärbehälter und Substratleitung Methanemissionen detektiert werden, deren Ursache häufig auf unregelmäßige oder unsachgemäße Abdichtung zurückzuführen ist (siehe [Abbildung 99](#) rechts).



Abbildung 99: Eintragsschnecke mit Biogasleckagestelle bei Übergangsstelle Schnecke-Substrat (links) und beschädigte Abdichtung der Fermenterdurchführung (rechts)

4.10.1.3 Fermenter

Offene Überläufe, die als Verbindung zwischen Gärbehältern dienen und ausschließlich bei den untersuchten Biogasanlagen in Bayern auftreten, erweisen sich ebenfalls als Methanemittenten (Kategorie: konstruktiv, siehe [Abbildung 100](#))



Abbildung 100: Offener Überlauf

Weitere Biogasleckagen treten an Rührwerken auf. Seildurchführungen, die zur Höhenverstellung von Tauchmotorrührwerken dienen, werden im Rahmen der Untersuchung vermehrt als Schwachstelle identifiziert (siehe [Abbildung 101](#)). Den Hintergrund für die Methanverluste stellt unregelmäßige Wartung dar, deren Notwendigkeit allerdings konstruktiv vermieden werden muss.

Weitere Emissionen treten an den Verankerungen der Rührwerke an Betondächern zu Tage (siehe [Abbildung 102](#)), die auf konstruktiv verursacht sind, genauso wie Emissionen bei Revisionsschächten, Deckendurchgängen von Betondächern oder Gasfolien.

Des Weiteren stellen Über- und Unterdrucksicherungen Methanemissionsquellen dar. Hier wird zwischen zwei Austrittsursachen differenziert. Zum Einen stellt mangelnde Wartung der Sicherungen die Ursache für Methanverluste dar, zum Anderen sind aber auch Unzulänglichkeiten in der Montage der Über- und Unterdrucksicherung die Ursache für den Methanaustritt (siehe [Abbildung 103](#)).



Abbildung 101: Biogasleckagestelle Seildurchführung-Tauchmotorrührwerk

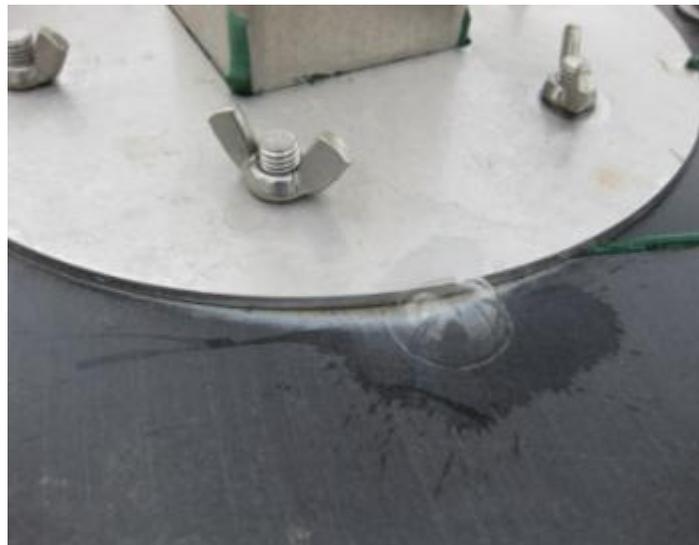


Abbildung 102: Methanaustritt an der Verankerung des Rührwerks



Abbildung 103: Biogasleckagestellen an Über- und Unterdrucksicherungen, Unzulänglichkeiten bei der Montage (links) und durch mangelnde Wartung (rechts)

Vorrichtungen auf Betondächern, mit denen Messungen der Temperatur, des Redoxpotenzials, der Gasqualität etc. möglich sind, erweisen sich bei nicht regelmäßiger Wartung ebenfalls als Methanleckagestellen (siehe [Abbildung 104](#)).



Abbildung 104: Biogasleckagestelle an der Redoxpotenzialmessung auf dem Betondach eines Fermenters

Vorhandene Notfallöffnungen in Betondächern von Fermentern oder Nachgärern ermöglichen den Anlagenbetreibern in Ausnahmefällen, den Inhalt mittels eines langen Stabes in Bewegung zu bringen. Diese Öffnungen sind meist mit einem Deckel und Dichtmaterial versiegelt (siehe [Abbildung 105](#)). Auflösungs- bzw. Alterungserscheinungen des Dichtmaterials können jedoch zu einem Gasaustritt führen.



Abbildung 105: Biogasleckagestelle an der Notfallöffnung auf einem Betondach

Unsachgemäß installierte Schaugläser fallen ebenfalls als Methanemissionsquellen auf (siehe [Abbildung 106](#)). Hier treten besonders Emissionen im Bereich der Spülvorrichtung auf, wenn diese nicht sachgemäß mit einem Ventil versehen ist.

4.10.1.4 Gasspeicherung

Des Weiteren stellen die Biogasspeicher häufig Quellen für Methanfreisetzungen dar. Hier liegt die Ursache in der Permeation des Biogases durch die Folienabdeckung (Bayerisches Landesamt für Umwelt 2009). Da diese Emissionsquellen bei Foliendächern zwangsläufig auftreten, wird die Ursache als konstruktiv eingestuft. Leckagestellen an Gassäcken werden dagegen in die Kategorie Instandhaltung/Alterung eingeteilt (siehe [Abbildung 107](#)).



Abbildung 106: Unsachgemäß ausgeführte Installation eines Schauglases



Abbildung 107: Unfachmännisch platzierter Gassack (links) und Risse im Folienspeicher (rechts)

4.10.1.5 BHKW

Im Bereich des BHKW treten sowohl Fehler in der Installation/Montage als auch durch Nachlässigkeiten bzgl. der Instandhaltung/Alterung auf. Die Folgen sind Methanemissionen an den Verbindungsstellen biogasführender Leitungen (Abbildung 108).



Abbildung 108: Biogasleckagestelle an der Flanschverbindung vor und nach dem Gasverdichter (zu wenig Schrauben montiert)

4.10.2 Kategorisierung der Ursachen der Methanemissionen

Im Folgenden werden die detektierten Biogasleckstellen, wie in Kapitel 0 beschrieben, kategorisiert. Die Ergebnisse für alle untersuchten Biogasanlagen sind in Abbildung 109 dargestellt.

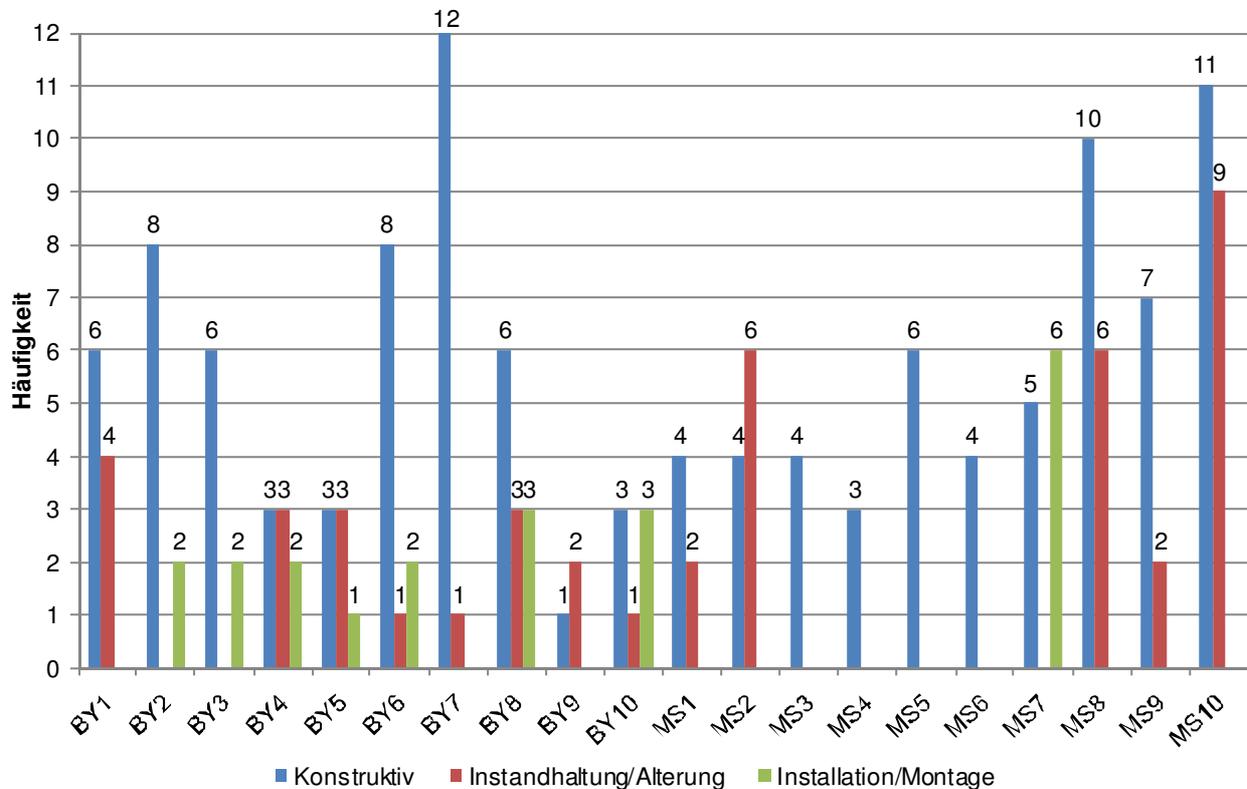


Abbildung 109: Anzahl und Kategorisierung der an den untersuchten Biogasanlagen detektierten Methanemissionsquellen

Die meisten Methanemissionsstellen weisen BY7, MS8 und MS10 auf. Bei BY7 ist die hohe Anzahl von Methanemissionsquellen auf die vermehrte Verwendung von Tauchmotorrührwerken (4) zurückzuführen, bei denen die konstruktive Schwachstelle an der Seildurchführung zur Höhenverstellung zu erhöhten Methanemissionen führt (siehe Abbildung 110).



Abbildung 110: Methanemissionsquelle an der Höhenverstellung eines Tauchmotorrührwerks von BY7

Zudem ist in BY7 ein Einbringsystem mit je einer Eintragsschnecke in die beiden Fermenter verbaut, wodurch zusätzliche Emissionen auftreten (siehe [Abbildung 111](#)).



Abbildung 111: Methanemissionsquelle am Deckendurchgang einer Förderschnecke von BY7

Außerdem sind bei BY7 alle Behälter über offene Überläufe (4) miteinander verbunden, wodurch weitere Emissionen entstehen (siehe [Abbildung 112](#)).



Abbildung 112: Methanemissionsquelle an einem offenen Überlauf von BY7

Eine Leckagestelle in der Gashaube und eine Undichtigkeit im Bereich einer Notfallöffnung zählen bei BY7 zu weiteren Emissionsstellen.

Fermenter und Nachgärer von MS8 und MS10 sind mit Betondächern ausgestattet. Deckendurchgänge, die zur Durchführung der Rührwerke sowie als Revisionsöffnungen dienen, weisen zumeist Methanleckagen auf, wodurch die hohe Anzahl der konstruktiven Mängel zu erklären ist. Da auf diesen Betondächern zumeist starke Auflösungserscheinungen oder nicht fachgerecht angebrachte Silikonabdichtungen festzustellen sind, ist die Anzahl der detektierten Methanemissionsstellen der Kategorie Instandhaltung/Alterung entsprechend hoch (Beispiele siehe [Abbildung 113](#)).



Abbildung 113: Deutliche Auflösungserscheinungen der Silikonabdichtung am Revisionschacht einer Betondecke (links) und eine provisorische abgedichtete Gasleitung (rechts)

Die Leckagedetektoren geben, mit Hilfe der gut wahrnehmbaren Tickrate, Auskünfte über die ausgestoßenen Methankonzentrationen. Mit diesen Informationen kann jedoch nicht auf den emittierten Methanvolumenstrom geschlossen werden. Aus diesem Grund lassen sich keine unmittelbaren Rückschlüsse von der Anzahl der Methanleckagestellen auf die Güte der Anlage ziehen.

In Abbildung 114 sind alle Methanemissionsstellen gemäß ihrem jeweiligen Entstehungsort aufgeführt.

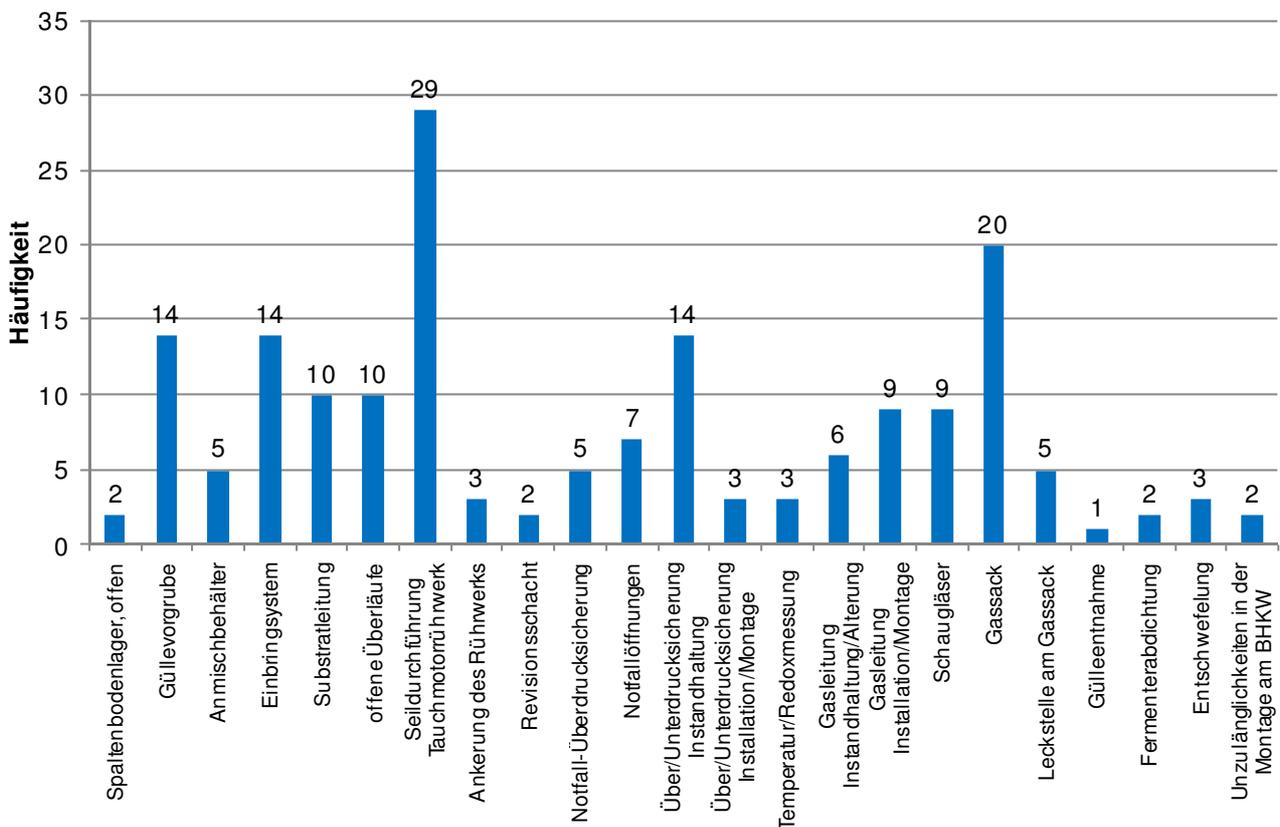


Abbildung 114: Häufigste Methanemissionsstellen an den untersuchten Biogasanlagen

Am häufigsten treten Biogasleckagen an Rührwerksdurchführungen auf. Tauchmotorrührwerke werden bei fast allen Anlagen eingesetzt. Nahezu alle dieser Rührwerke können mit Hilfe von Seilverbindungen in vertikaler Richtung verstellt werden. Um Methanverluste zu vermeiden, kann diese Höhenverstellung durch regelmäßiges Schmieren abgedichtet werden. Auf vielen Anlagen ist dies erst, nach Kenntnis der Undichtigkeit, durchgeführt worden.

An nicht regelmäßig gewarteten Über- und Unterdrucksicherungen entweicht ebenfalls häufig Biogas. Die Anlagenbetreiber werden bei einem Anspringen der Überdrucksicherung normalerweise nicht informiert. Durch die wiederholte Nutzung der Sicherung wird der Flüssigkeitsstand in der Überdrucksicherung verringert, so dass schon bei einem niedrigeren Druck unkontrolliert Biogas entweicht. Dies kann durch regelmäßige Kontrolle des Flüssigkeitsstandes vermieden werden.

Da alle Anlagen mit einem Folienspeicher ausgerüstet sind, intern im Fermenter oder extern, ist diese Methanleckagestelle ebenfalls unbedingt zu beachten.

Soweit es sich nicht um eine Trockenfermentationsanlage handelt, muss die anfallende Gülle an den Anlagen gespeichert werden. Bei der Lagerung der Wirtschaftsdünger treten unausweichlich Methanemissionen auf, was die Anzahl der Methanemissionen bei der Güllespeicherung erklärt.

Substratleitungen, die in Betonfermenter münden, weisen ebenfalls häufig Methanleckagen auf. Die Ursachen für diese Emissionen stellen schlecht ausgeführte oder veraltete Abdichtungen dar. Häufig kann Regenwasser auf den Betonfermentern nicht in ausreichendem Maße abfließen. Dies führt dazu, dass die mit Silikon abgedichteten Deckendurchgänge ständiger Feuchtigkeit ausgesetzt sind. Das Silikon nutzt sich unter diesen Bedingungen stark ab und wird undicht. Ein weiterer Grund für die Zersetzung des Silikons kann das aggressive Medium Biogas darstellen.

Um die Substrate in einen pumpfähigen Zustand zu überführen, führen 5 der nordrhein-westfälischen Anlagen Rezirkulat aus dem Fermenter zurück. In diesen Anlagen sind 4 unterschiedliche Fütterungssysteme verbaut, wobei jedoch kein Behälter gasdicht ausgeführt ist. Dies erklärt die Anzahl der Methanemissionen in dem Bereich.

4.10.3 Quantifizierung der Methanemissionen

Im Rahmen des Projekts wird versucht, die Leckageraten der Methanemissionsquellen, mit dem unter Kapitel 2.3.5 beschriebenen Verfahren, zu quantifizieren.

Da die Abschätzung der mit Druck beaufschlagten Bereiche von einer Vielzahl von Parametern abhängt und sich diese Vorgehensweise als ungenau erweist, kann hier nur eine Tendenz über die austretenden Methanmengen angegeben werden. Zusätzlich zu den druckbeaufschlagten Leckagestellen fließen Emissionsstellen, die nicht direkt am Fermenter oder an anderen mit Druck beaufschlagten Bereichen liegen (Anmischbehälter, Vorgrube), in die Berechnung mit ein.

Für die Lagerung von Gülle wird, wie in Kapitel 2.3.6 beschrieben, von Literaturwerten bzgl. des Methanbildungspotenziales aus Exkrementen ausgegangen.

Des Weiteren sind die Verluste, aufgrund der Permeation des Biogases durch die Folienabdeckung, in der Berechnung berücksichtigt. Nach Literaturangaben handelt es sich um Gasverluste von 0,5 % des produzierten Biogases (Vogt et al. 2008).

In Abbildung 115 sind die Methanverluste bezogen auf den produzierten Methanvolumenstrom der untersuchten Biogasanlagen dargestellt.

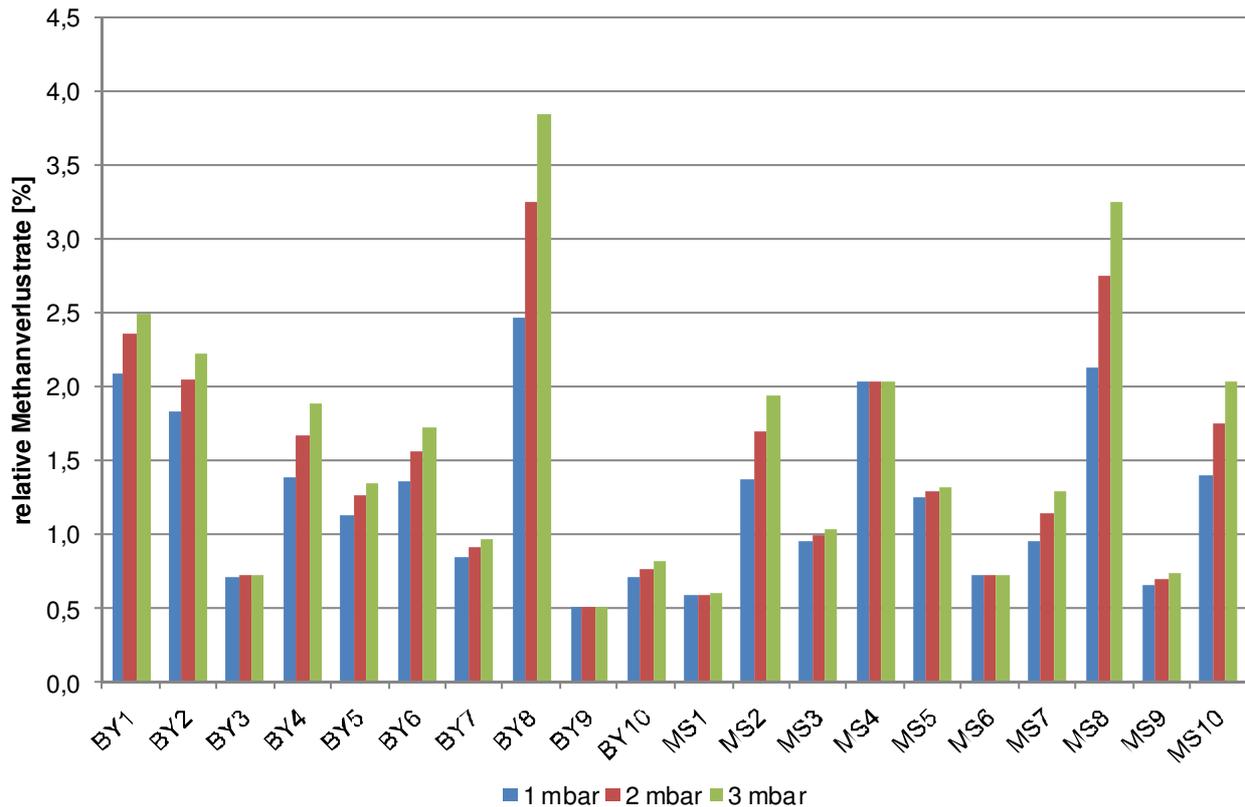


Abbildung 115: Rechnerisch ermittelte Methanverlustrate der untersuchten Biogasanlagen bei Druckstufen von 1...3 mbar

Da nicht alle untersuchten Biogasanlagen den Druck im Fermenter erfassen, werden die Methanverluste für einen Druckbereich von 1...3 mbar berechnet. Durchschnittlich werden bei 1 mbar 1,3 % des produzierten Methans emittiert. Bei 2 mbar beläuft sich dieser Wert auf 1,4 % und bei 3 mbar auf 1,7 % des in der Biogasanlage produzierten Methans. MS1 besitzt mit 0,6 % den geringsten Methanausstoß, wohingegen BY8 bei einem Druck von 3 mbar die meisten Methanemissionen von knapp 4 % der Methanproduktion aufweist. Die hohe Methanverlustrate von BY8 resultiert aus langen Rissverläufen und damit großen Leckagestellen. Wie schon vorab erwähnt, kann aus der Anzahl der Emissionsstellen nicht unmittelbar auf die ausgestoßene Methanmenge geschlossen werden, wodurch BY7 zwar die meisten Methanleckagen aufweist, jedoch die berechneten Methanverluste mit maximal 0,96 % unter dem Durchschnittswert liegen.

In Nordrhein-Westfalen fallen besonders die Anlagen MS4 und MS8 auf. Die Substrate der Anlage MS4 werden vor der Einbringung in den Fermenter in einem nicht gasdichten, offen stehenden Anmischbehälter vermischt. Diesen Behälter hat der Anlagenbetreiber selbst entworfen. Die Rückführung von Fermenterinhalt und die langen Substratzugabezeiten führen zu vermehrten Methanverlusten. Die Ursache der hohen Methanleckagen von Anlage MS8 stellen Deckendurchgänge durch die Betondächer dar.

Wie aus Kapitel 4.10.2 zu entnehmen ist, weist MS10 die größte Anzahl an Emissionsstellen auf. Die Methanverluste im Verhältnis zur Methanproduktion der Anlage liegen mit maximal 2 % allerdings nur knapp über dem Durchschnitt. Dies lässt sich durch die hohe Anzahl von Tauchmotorrührwerken und deren nicht dichten Seildurchführungen erklären. Jedoch tritt aus den mangelhaft abgedichteten Seildurchführungen eine vermutlich geringe Menge Methan aus, da die Leckagefläche als klein eingeschätzt werden kann.

4.10.4 Restgaspotenzial im Endlager

Bei der Untersuchung der Methanverluste wird die durch nicht abgedeckte Endlager entwichene Gasmenge nicht messtechnisch betrachtet. Die dort anfallenden Methanemissionen werden in der Treibhausgasbilanz über pauschale Literaturwerte abgebildet. Die Häufigkeit der untersuchten Biogasanlagen mit oder ohne gasdichter Abdeckung ist in Abbildung 116 dargestellt.

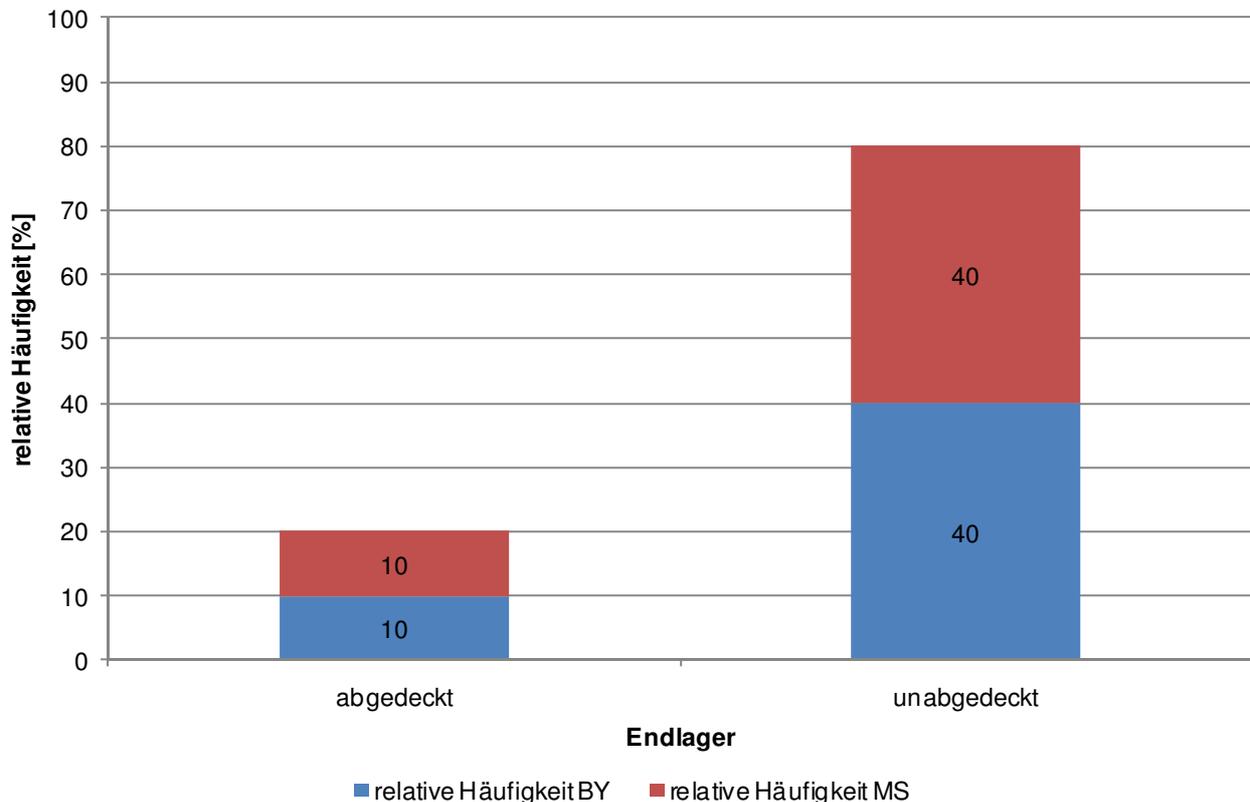


Abbildung 116: Häufigkeit der Abdeckung der Endlager bei den untersuchten Biogasanlagen

Je zwei Biogasanlagen in Bayern und Nordrhein-Westfalen verfügen über ein gasdichtes Endlager. Um das Restgaspotenzial zu bestimmen, werden Proben aus den Überläufen von Nachgärer zum nicht gasdichten Endlager entnommen. Bei gasdichten Endlagern werden Proben direkt aus diesem gezogen. Bei Anlage BY1 ist die Probenahme aufgrund einer unmittelbar zuvor aufgetretenen Störung des biologischen Prozesses nicht zielführend. Bei BY8 wird auf eine Restgaspotenzialanalyse verzichtet, da diese Biogasanlage über ein abgedecktes Endlager und ausreichende theoretische hydraulische Verweilzeit verfügt.

Die Bestimmung des Restgaspotenzials erfolgt im Batch-Verfahren über einen Zeitraum von 40 Tagen. In Abbildung 117 ist das relative Restgaspotenzial der Anlagen dargestellt. Einstufige Anlagen sowie Anlagen mit gasdichtem Endlager sind farblich gekennzeichnet dargestellt.

Berechnet wird das relative Restgaspotenzial, indem die durch das Labor bestimmten Methanverluste ($\text{Nm}^3/\text{t}_{\text{Gärrest}}$) zum produzierten Methanvolumenstrom der Anlagen ins Verhältnis gesetzt werden. Dabei wird der Massenverlust des Substrates hinsichtlich des Biogas-Entstehungsprozesses berücksichtigt. Mit Hilfe des relativen Restgaspotenzials wird die Effizienz der Anlagen verglichen. Hohe Werte deuten auf eine schlechte Ausnutzung der Substrate hin, wohingegen ein geringes Restgaspotenzial auf eine gute Verwertung der Inputstoffe hinweist (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009c).

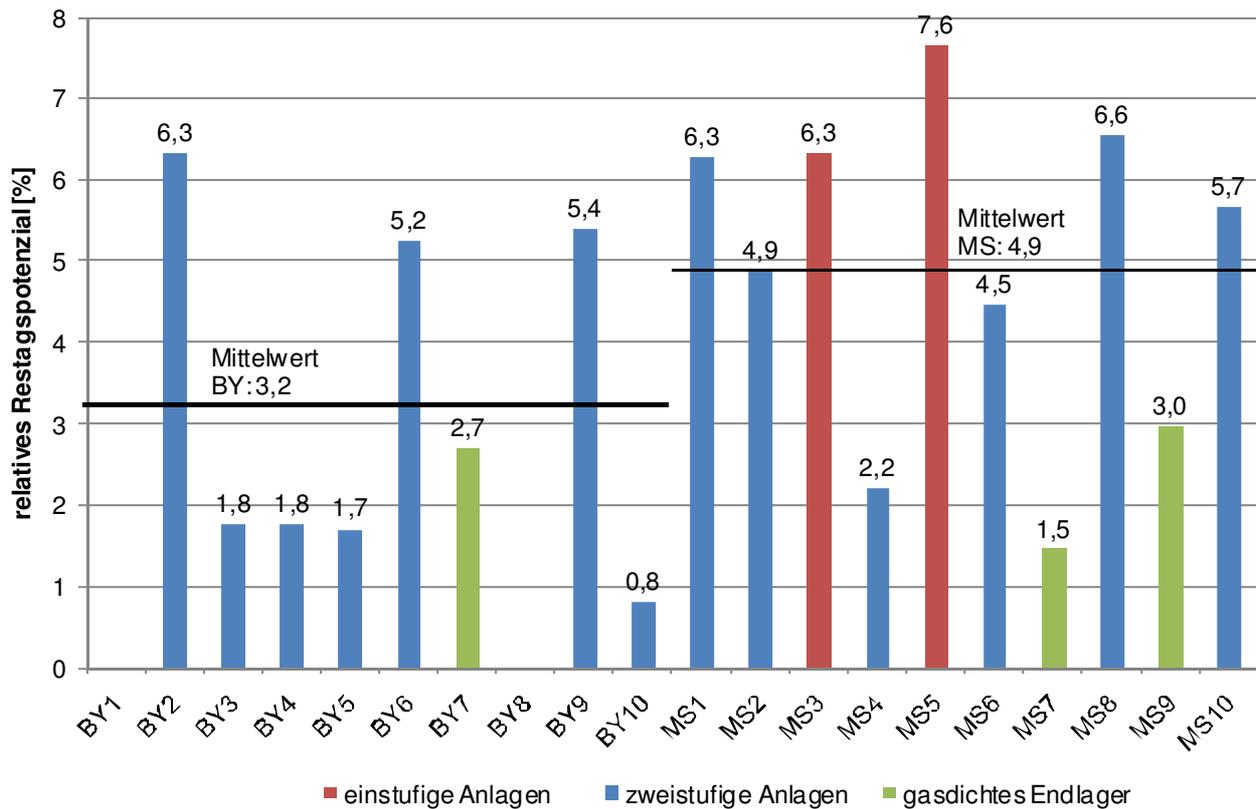


Abbildung 117: Restgaspotenziale der untersuchten Biogasanlagen

Mit 7,6 % bei MS5 als Spitzenwert beträgt das relative Restgaspotenzial mehr als 9 Mal so viel wie bei BY10 mit 0,8 %. Der durchschnittliche Wert liegt bei ca. 4 % Restgaspotenzial der CH₄-Ausbeute. Einstufige Anlagen liegen mit durchschnittlich 7 % weit über dem Mittelwert. Unter dem Durchschnitt sind vorwiegend Anlagen aus Bayern wiederzufinden. Die einzigen Anlagen aus Nordrhein-Westfalen, die ein relatives Restgaspotenzial von weniger als 4 % besitzen, sind mit einem gasdichten Endlager ausgestattet.

MS4 weicht von diesen Schlussfolgerungen ab. Allerdings sind auch in den nachfolgenden Ausführungen Abweichungen dieser Anlage festzustellen, die auf Ungenauigkeiten bei der Entnahme einer Einzelstichprobe zurückzuführen sein können. Die Ergebnisse werden daher als nicht repräsentativ gewertet.

Die geringeren Restgaspotenziale der bayerischen Anlagen lassen sich mit den größeren spezifischen Faulräumen und damit längeren hydraulischen Verweilzeiten (siehe Kapitel 4.4.1.1) erklären.

In [Abbildung 118](#) ist dazu das relative Restgaspotenzial bezogen auf die Methanausbeute der Anlagen in Abhängigkeit zu der Verweilzeit dargestellt.

Die Abhängigkeit des Restgaspotenzials zur Verweilzeit bestätigt sich darin. Die Anlagen, deren Fermentation in nur einem Fermenter abläuft, besitzen ein hohes Restgaspotenzial. Bei der höchsten Verweilzeit, die aufgrund des gasdichten Endlagers über 160 Tage beträgt, ist ein sehr geringes relatives Restgaspotenzial von 1,5 % der CH₄-Ausbeute zu verzeichnen. MS4 stellt, wie zuvor bereits erwähnt, eine Ausnahme dar.

Ergänzend ist in [Abbildung 119](#) das relative Restgaspotenzial in Abhängigkeit der Raumbelastung dargestellt. Da die hydraulische Verweilzeit sich reziprok zur Raumbelastung verhält, verläuft die Kurve entsprechend umgekehrt.

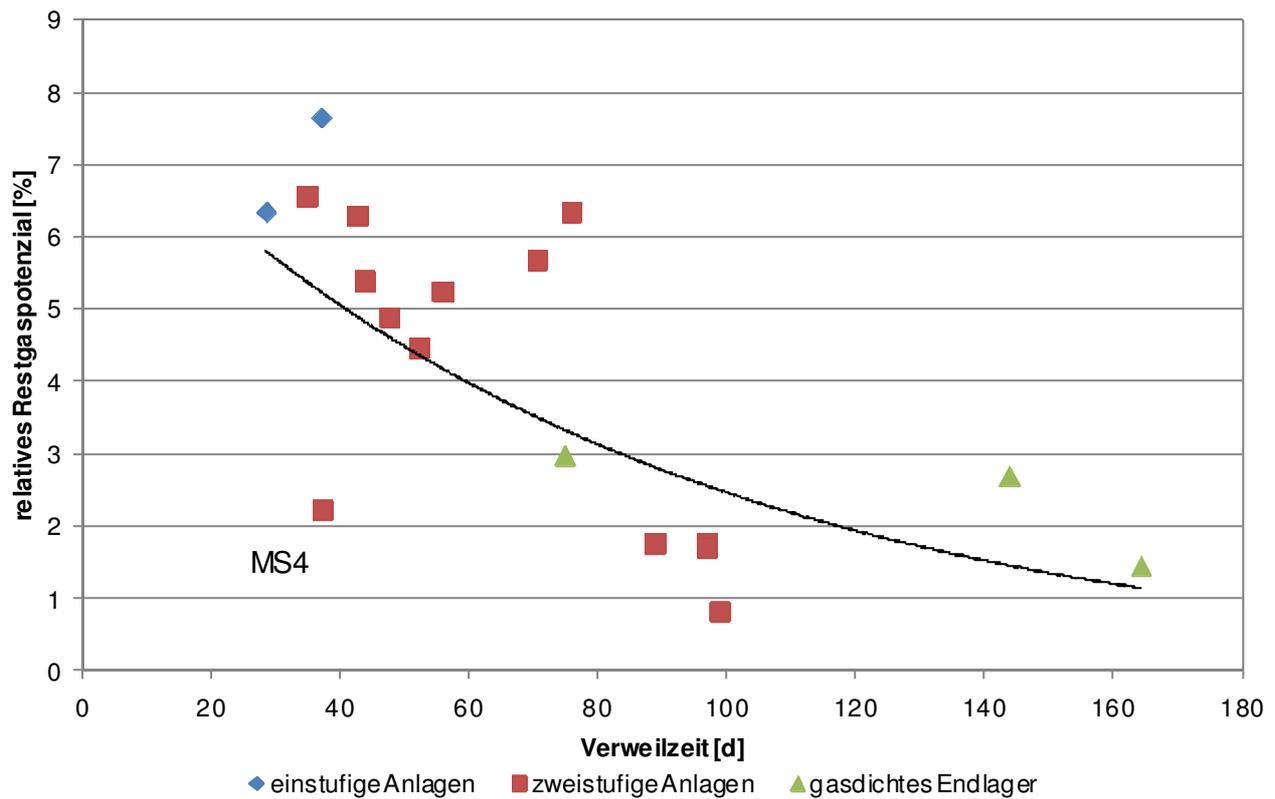


Abbildung 118: Restgaspotenzial der untersuchten Biogasanlagen in Abhängigkeit der Verweilzeit

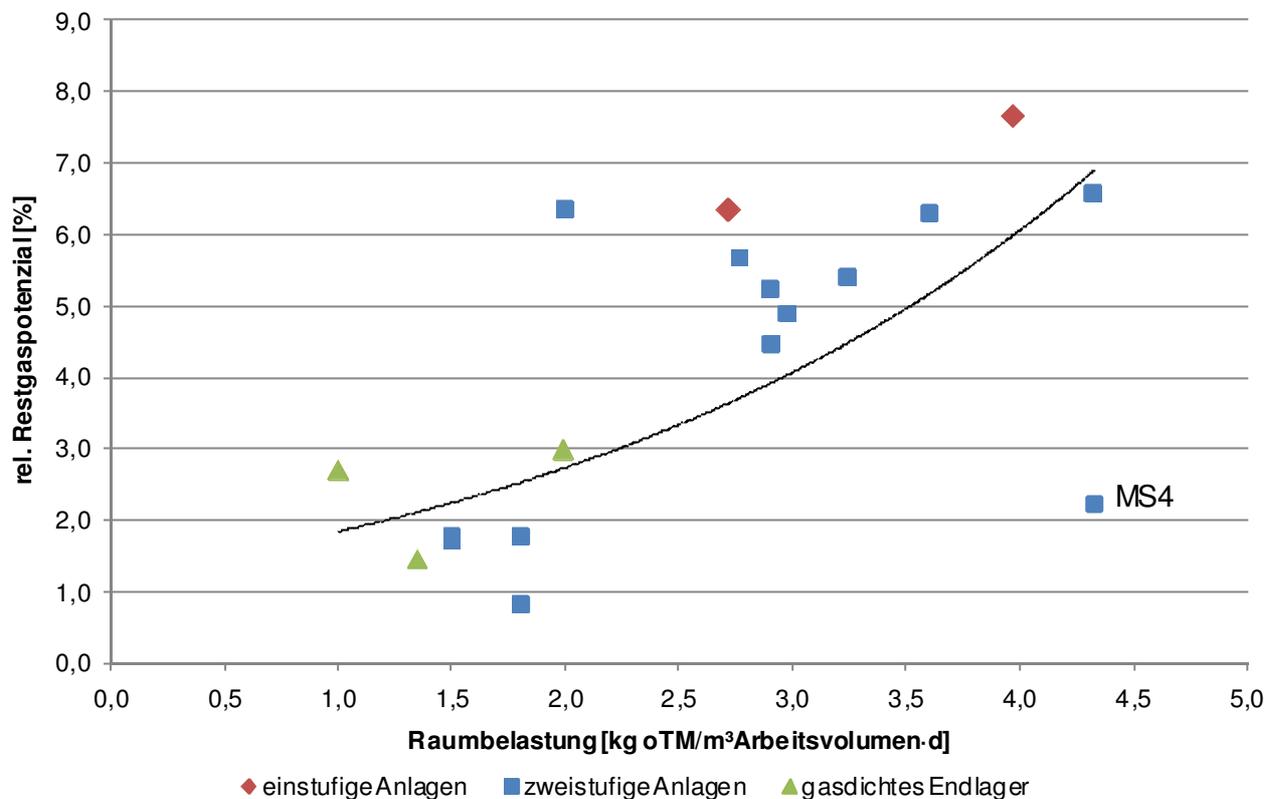


Abbildung 119: Restgaspotenzial der untersuchten Biogasanlagen in Abhängigkeit der Raumbelastung

Auch in dieser Darstellung (Abbildung 119) kann die Abhängigkeit des Restgaspotenzials von der Raumbelastung nachgewiesen werden. Lediglich die Ergebnisse von Anlage MS4 weichen von dieser Wechselbeziehung ab.

4.11 Klimagasbilanzen

In Kapitel 2.3.6 wurde die Vorgehensweise zur Treibhausgasbilanzierung erläutert, deren Ergebnisse hier vorgestellt werden. Wesentliche Bestandteile der Bilanzierung sind belastungsseitig die an den 20 Anlagen durchgeführten Messungen hinsichtlich des Stromeigenbedarfs (Kap. 4.9) und der quantifizierten Methanemissionen (Kap. 4.10). Weitere berücksichtigte Methanemissionen sind die in Kapitel 2.3.6 beschriebenen pauschalen Methanverluste (BHKW-Abgas, diffuse Emissionen Folienabdeckungen). Dies gilt auch für die Methanemissionen aus offenen Gärrestlagern. Es liegt zwar von fast allen Anlagen eine Gärrestprobe und eine Bestimmung des Restgasbildungspotenzials vor, da es sich hierbei jedoch um eine Einzelstichprobe handelt und zudem mit dem Restgasbildungspotenzial die maximalen Emissionen bestimmt werden, werden diese Werte nicht für die Treibhausgasbilanzierung übernommen. Im Ergebnis zeigen sich für das Restgasbildungspotenzial Werte von 0,8...7,6 % bezogen auf die erzeugte Methanmenge (vgl. Kap. 0). Tendenziell kann insofern davon ausgegangen werden, dass der hier gewählte pauschale Ansatz (2,5 %) für einige Anlagen eine Überschätzung darstellt, bei anderen aber ggf. auch höhere Werte gegeben sind.

Weiterer wesentlicher Bestandteil der Treibhausgasbilanzierung sind die erzielten Gutschriften, die sich aus den für die 20 Anlagen ermittelten eingespeisten Strommengen, den über Wärmemengenzähler erfassten Wärmemengen für die der KWK-Bonus gewährt wird und der Gutschrift für die eingesetzten Wirtschaftsdünger (s. Kap. 2.3.6) zusammensetzen. Die entsprechenden Daten (Strom-, KWK-Wärmemenge, eingesetzter Wirtschaftsdünger) sind in Kapitel 3 für die einzelnen Anlagen aufgeführt.

4.11.1 Ergebnisse im Gesamtüberblick

In Abbildung 120 und Abbildung 121 sind die Gesamtergebnisse für die 20 untersuchten Anlagen nebeneinander gestellt. Bezugsgröße für diese vergleichende Gegenüberstellung ist 1 kWh erzeugtes Biogas. Abbildung 120 zeigt die Nettoergebnisse, d. h. die Differenz aus den ermittelten Belastungen und Gutschriften. Alle 20 untersuchten Anlagen zeigen im Nettoergebnis ein negatives Vorzeichen, da die Gutschriften die Belastungen überwiegen, d. h. alle 20 Anlagen weisen eine Treibhausgas-Entlastung auf. Das Ausmaß dieser Entlastung unterscheidet sich je nach Anlage. Die Bandbreite reicht von einer Treibhausgasentlastung von 94 g CO₂-Äq./kWh erzeugtes Biogas (MS8) bis 322 g CO₂-Äq./kWh erzeugtes Biogas (BY7).

Abbildung 121 zeigt die Gesamtergebnisse weiter differenziert nach Be- und Entlastungen sowie weiter untergliedert nach Sektoren. Für die mit positivem Vorzeichen ausgewiesenen Belastungen sind dies Anbau, Vorrube, Einbringung, Strombedarf Rührwerke, Gassack, Gärbehälter (Fermenter und Nachgärer (NG)), BHKW und Endlager. Für die mit negativem Vorzeichen angerechneten Entlastungen sind dies die Gutschriften aus eingespeistem Strom, vergüteter KWK-Wärme und Wirtschaftsdüngereinsatz.

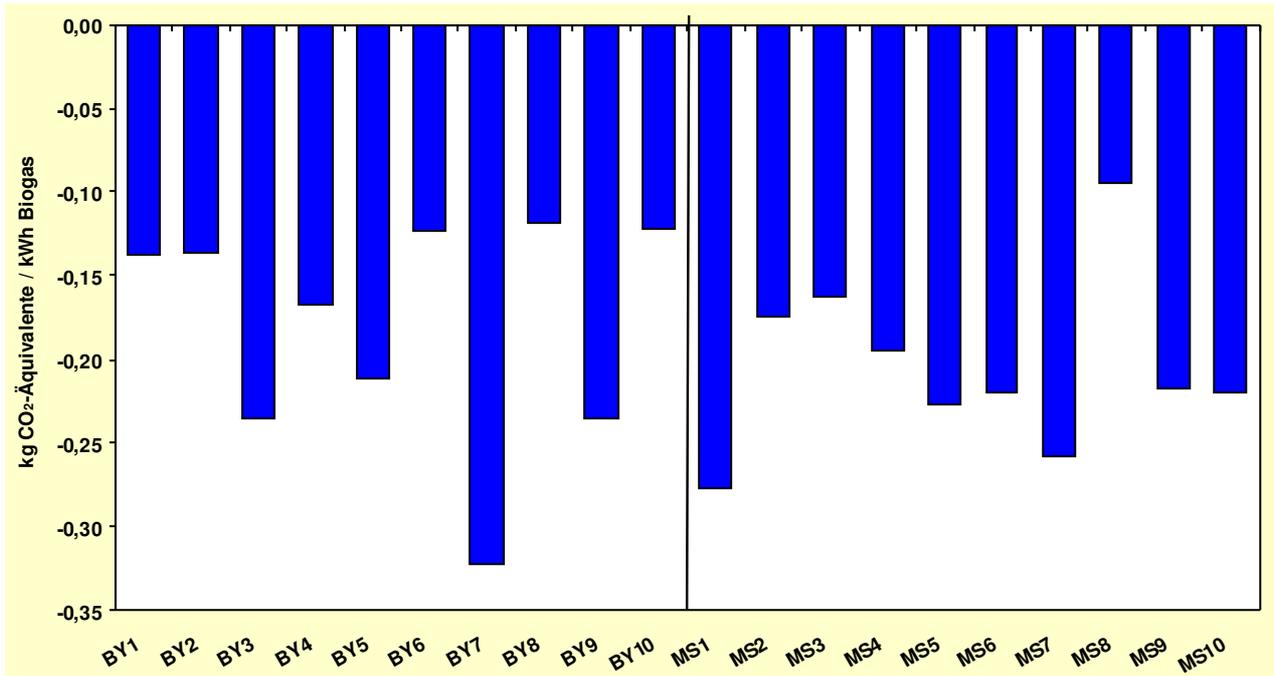


Abbildung 120: Nettoergebnisse der Treibhausgasbilanzen

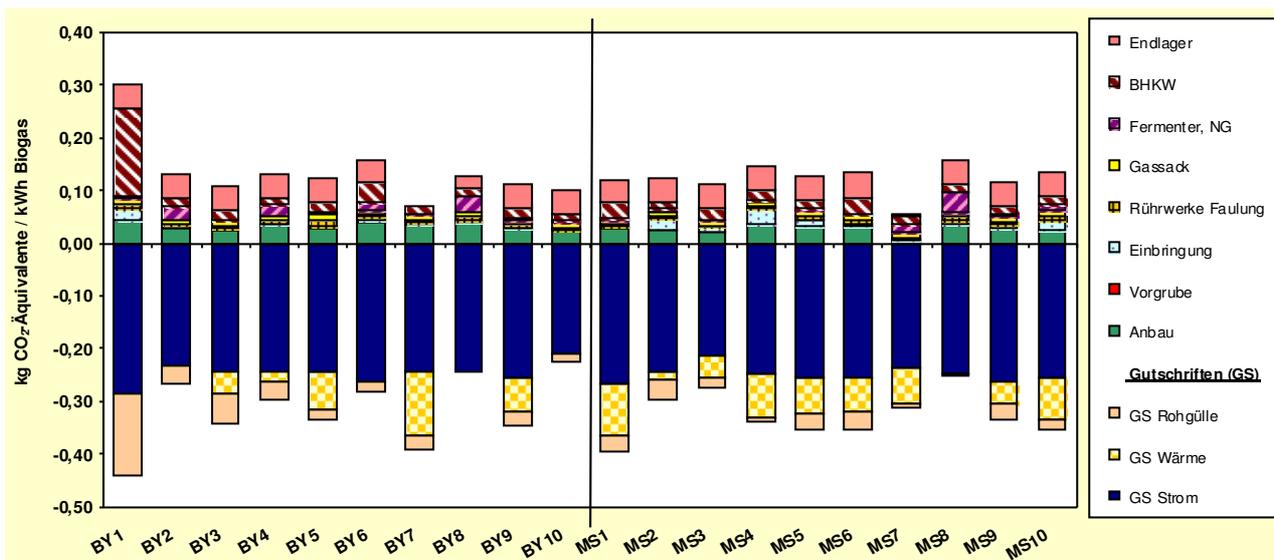


Abbildung 121: Ergebnisse Treibhausgasbilanzen nach Sektoren

Gutschriften

Die Gutschriften werden bei allen Anlagen durch die Gutschrift für eingespeisten Strom geprägt (GS Strom). Mit dem Bezug auf eine erzeugte bzw. eingesetzte Kilowattstunde Biogas ergeben sich Unterschiede zwischen den Anlagen vor allem durch die unterschiedlichen elektrischen Wirkungsgrade der BHKW. Bei den Anlagen, die Zündstrahl-BHKW einsetzen, kommt hinzu, dass der daraus erzeugte Strom in der Gutschrift ebenfalls berücksichtigt ist (da umgekehrt auch die Belastungen aus der Heizölzufuhrung Teil des Bilanzraumes sind). In diesen Fällen ergibt sich bezogen auf 1 kWh erzeugtes Biogas entsprechend eine höhere Stromgutschrift. Sehr deutlich wird dies bei der Anlage BY1, eine 30 kW_{el} Anlage mit einem elektrischen Wirkungsgrad von nur 32 % (nach Datenblatt), aber einem sehr hohen Zündöleinsatz. Im spezifischen Ergebnis erzielt diese

Anlage deswegen die höchste Stromgutschrift. Weitere Anlagen mit Zündstrahl-BHKW sind BY6, MS1 (ein von zwei BHKW mit 57 % der gesamt installierten elektrischen Leistung), MS4 (ein von zwei BHKW mit 35 % der gesamt installierten elektrischen Leistung), MS6 (zwei von drei BHKW mit 60 % der gesamt installierten elektrischen Leistung). Bei diesen Anlagen liegt der Zündölanteil jedoch deutlich niedriger.

Die Wärmegutschrift (GS Wärme) ist neben dem thermischen Wirkungsgrad des BHKW vor allem davon abhängig, ob die Wärme im Sinne des EEG genutzt wird (KWK-Bonus wird gewährt). Bei der Hälfte der bayerischen Anlagen ist dies nicht der Fall. Im Münsterland beantragt nur eine Anlage nicht den KWK-Bonus (MS8). Die Anlage MS8 ist zudem mit vergleichsweise hohen Belastungen verbunden und setzt nur zu 5% Wirtschaftsdünger ein. Insgesamt ergibt sich für diese Anlage entsprechend im Gesamtvergleich die geringste Treibhausgasentlastung (s. o.). Bei den anderen Anlagen reicht die Bandbreite der Nutzung der produzierten Wärme im Sinne des EEG von 9 % (MS2) bis 88 % (BY7). Letzteres entspricht unter Berücksichtigung des Wärmeeigenbedarfs und unvermeidbarer Verluste einer vollständigen Wärmenutzung. Die Anlage BY7 weist neben der umfassenden Strom- und Wärmegutschrift auch mitunter die geringsten Belastungen auf. Entsprechend erzielt diese Anlage im Gesamtvergleich netto die höchste Treibhausgasentlastung. Aus dem Ergebnis der Anlage BY7 wird auch ersichtlich, dass auch bei vollständiger Wärmenutzung die Gutschrift für den eingespeisten Strom dominiert. Auch wenn der thermische Wirkungsgrad der BHKW in der Regel größer ist als der elektrische, führt der niedrigere Emissionsfaktor für die Wärmesubstitution² (s. Kap. 2.3.6) insgesamt zu einer geringeren Gutschrift gegenüber der Stromgutschrift.

Die Gutschrift für Wirtschaftsdüngereinsatz (GS Rohgülle) ist zum einen abhängig von der Wirtschaftsdüngerart und zum anderen vom Umfang des Einsatzes nach Masse und nach Energieanteil. Durch den Bezug auf 1 kWh erzeugtes Biogas ergibt sich als weiterer Einflussfaktor der Substratausnutzungsgrad. Liegt dieser schlechter als im Durchschnitt steigt die Bedeutung der Einzelbeiträge gegenüber Anlagen mit besserem Substratausnutzungsgrad. Die Emissionsfaktoren für die verschiedenen Wirtschaftsdüngerarten sind in Kapitel 2.3.6 aufgeführt. Die Anlagen setzen die dort aufgeführten Wirtschaftsdüngerarten in unterschiedlichem Umfang ein. Insgesamt reicht die Bandbreite des Wirtschaftsdüngereinsatzes nach Masse von 3 % (BY8) bis 68 % (BY1). Damit weist BY1 nach Masse den höchsten anteiligen Wirtschaftsdüngereinsatz auf. Nach Energiegehalt der insgesamt eingesetzten Substrate in BY1 nimmt die eingesetzte Rindergülle nur knapp 20 % ein. Die insgesamt höchste spezifische Wirtschaftsdüngergutschrift für diese Anlage ergibt sich aus dem Zusammenspiel hoher Masseanteil und zugleich schlechter Substratausnutzungsgrad von nur 59 %. Ebenfalls einen hohen Massenanteil an Wirtschaftsdüngereinsatz sind bei den Anlagen BY3 mit 66 % (Energieanteil 14 %) und MS2 mit 57 % (Energieanteil 17 %) gegeben. Wobei BY3 einen Substratausnutzungsgrad von 110% aufweist und MS2 einen Substratausnutzungsgrad von 106 %.

Belastungen

In den Belastungen erweisen sich vor allem der Anbau und ein offenes Endlager bei allen Anlagen gleichermaßen als Bereiche mit relevantem Einfluss. Für das offene Endlager wird ein pauschaler Emissionsfaktor angenommen (vgl. Kap. 2.3.6), der in Anbetracht der ermittelten Restgaspotenziale (s. o.) auch für die 20 untersuchten Anlagen im Mittel plausibel ist. Anlagenspezifisch finden sich jedoch entsprechend der Bandbreite der Restgaspotenziale sowohl höhere als auch geringere

² Die angerechnete Wärme resultiert zwar zu 100% aus fossilen Brennstoffen, aber der Primärenergiefaktor liegt etwa bei 1,1, der Primärenergiefaktor für die Stromerzeugung dagegen bei bis zu Faktor drei.

Werte. Drei der 20 untersuchten Anlagen weisen ein gasdichtes Gärrestlager auf (BY7, BY8, MS7), wobei bei BY8 Undichtigkeiten mit dem Methanmessgerät detektiert wurden (Betondecke), weswegen bei dieser Anlage dennoch eine THG-Belastung aus dem Endlager ausgewiesen ist.

Auch der Anbau der eingesetzten NawaRo wird pauschalisiert in die THG-Bilanz einbezogen. Unterschiede zwischen den Anlagen ergeben sich aus den unterschiedlichen Anteilen von NawaRo am gesamt eingesetzten Substrat sowie aus dem jeweiligen Substratausnutzungsgrad der Anlagen.

Die weiteren Sektoren zeigen bei den verschiedenen Anlagen unterschiedliche Einflüsse. Augenfällig sind die THG-Belastungen aus dem BHKW bei BY1. Insgesamt sind unter der Rubrik „BHKW“ neben dem Methanschluß im Abgas (s. Kap. 2.3.6) und diffusen Methanemissionen aus Bauteilen auch die Emissionen aus der Zufeuerung von Zündöl bei Zündstrahl-BHKW enthalten. Letztere sind hauptverantwortlich für den hohen Belastungsbeitrag des BHKW von BY1, da hier ein vergleichsweise hoher Anteil an Zündöl zugefeuert wird. Weitere Anlagen mit Zündstrahl-BHKW sind BY6, MS1, MS4 und MS6 bei denen die Belastungen aus BHKW zwar deutlicher hervortreten als bei den anderen Anlagen, aber mit deutlich geringerem Gesamteinfluss als bei BY1.

Die in [Abbildung 121](#) aufgeführten Sektoren Vorgrube und Einbringung beinhalten THG-Belastungen aus dort abgeschätzten Methanemissionen und aus dem Strombedarf für Pumpen bzw. das Einbringsystem. Methanemissionen aus der Einbringung fallen vor allem bei den Anlagen im Münsterland etwas deutlicher ins Gewicht. Allerdings steht hier zu vermuten, dass diese überschätzt sind, da bei offenen Emissionsquellen die Methanemissionen anhand Emissionsfaktoren für eine geschätzte Substratmenge berechnet sind in Verbindung mit einer geschätzten Zeiteinheit, die die Substratmenge der Umgebungsluft ausgesetzt ist (s. Kap. 4.10). Mehrheitlich sind die Belastungen aus Vorgrube und Einbringung eher von untergeordneter Bedeutung.

Die Rubrik „Rührwerke Faulung“ beinhaltet ausschließlich die THG-Belastungen, die sich aus dem Strombedarf für die Rührwerke ergeben. Diese stellen den größten Stromverbraucher der Anlagen dar. Die Auswirkungen daraus sind im Gesamtergebnis gerade sichtbar. Insofern ist der Einfluss auf die Gesamtbilanz einzelner stromverbrauchender Aggregate ebenfalls eher von untergeordneter Bedeutung, in Summe über alle Aggregate zeigt sich eine mittlere Relevanz des Stromverbrauchs für die THG-Bilanz (vgl. [Abbildung 122](#)).

Die Rubrik „Gassack“ beinhaltet ausschließlich diffuse Methanemissionen, die pauschal angenommen sind (Kap. 2.3.6) sowie Methanemissionen aus Leckagen, die bei drei Anlagen detektiert wurden (BY1, BY5, BY8). Die Rubrik „Fermenter, NG“ beinhaltet neben detektierten Methanemissionen aus Leckagen auch THG-Belastungen aus dem Stromverbrauch exklusive des Stromverbrauchs für die Rührwerke.

4.11.2 Ergebnisse Belastungen im Detail

[Abbildung 122](#) zeigt die Ergebnisse allein der THG-Belastungen unterteilt nach den verschiedenen Belastungsquellen: Methanemissionen, THG-Belastungen aus der NawaRo Bereitstellung und aus dem Strombedarf der Anlagen sowie aus dem Einsatz von Diesel (Maschinen Einbringung) und von Heizöl in Zündstrahl-BHKW.

Den Haupteinfluss an den Belastungen nehmen die Methanemissionen ein. Daneben sind in der Regel zunächst die THG-Belastungen aus der Bereitstellung der NawaRo relevant, dann der Strombedarf der Anlagen. Diesel- und Heizöleinsatz sind üblicherweise von untergeordneter Bedeutung. Einzige Ausnahme bildet die Anlage BY1 aufgrund des vergleichsweise hohen Zündölanteils (s. o.). Die Belastungen aus der NawaRo-Bereitstellung liegen umso höher desto geringer der Substratausnutzungsgrad ausfällt und desto höher der Anteil an NawaRo am gesamt eingesetzten Substrat liegt. Den geringsten Belastungsbeitrag für die Bereitstellung von NawaRo zeigt MS7, da

diese nur zu 15 Ma% NawaRo einsetzt und ansonsten Wirtschaftsdünger und Abfälle (pflanzliche Lebensmittelreste, Glycerin).

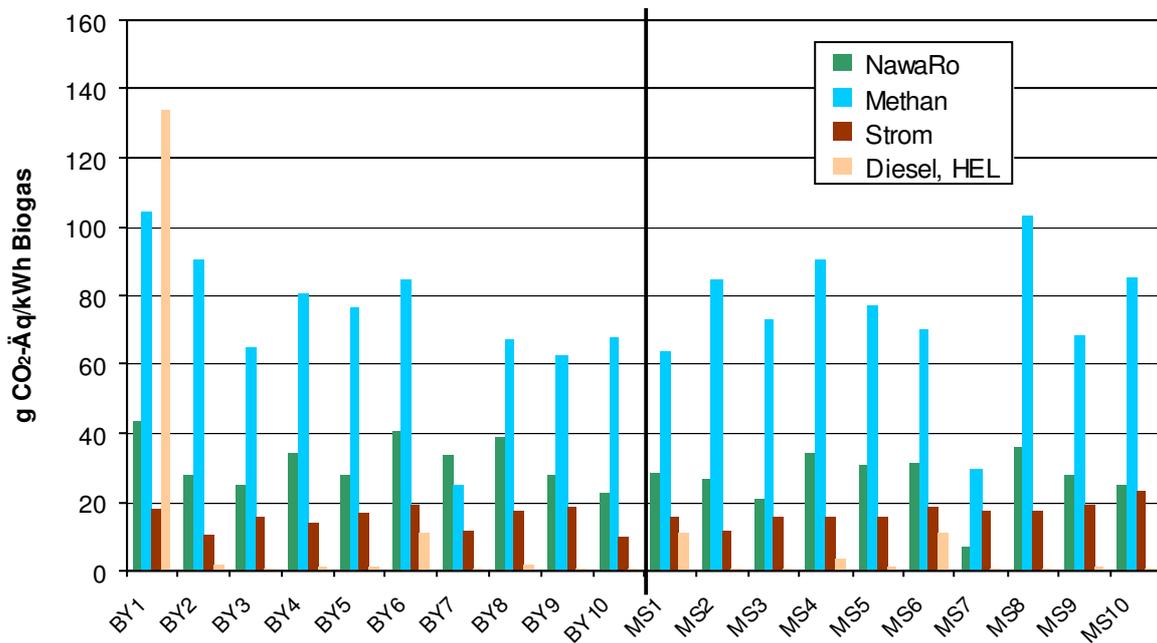


Abbildung 122: Treibhausgasbelastungen unterteilt nach Ursache

Der Strombedarf der Anlagen variiert zwischen 4,7 % und 9,3 % bezogen auf die produzierte Strommenge, entsprechend variieren auch die THG-Belastungen aus dem Strombedarf. Die THG-Belastungen aus Dieseleinsatz bei der Einbringung der Substrate sind nicht relevant. Die sichtbaren THG-Belastungen aus Diesel- oder Heizöleinsatz stammen aus dem Einsatz von Heizöl in Zündstrahl-BHKW. Diese fallen, wie erwähnt, bei BY1 sehr hoch aus, ansonsten aber eher gering gegenüber den anderen Belastungsquellen. Die Anlage MS4 hat zwei BHKW, von denen das kleinere ein Zündstrahl-BHKW ist. Deswegen sind die THG-Belastungen dieser Anlage deutlich geringer als bei den anderen, die ein Zündstrahl-BHKW betreiben.

Abbildung 123 zeigt die Ergebnisse der THG-Belastungen allein aus Methanemissionen der verschiedenen Quellen. Die höchsten Methanemissionen ergeben sich aus offenen Gärrestlagern, für die angenommen wird, dass bei diesen pauschal 2,5 % des produzierten Methans freigesetzt werden (s. Kap. 2.3.6). Nur bei drei der 20 untersuchten Anlagen besteht ein geschlossenes Gärrestlager, wobei für BY8 infolge Leckagen in der Betondecke dennoch fast halb so hohe Methanemissionen wie bei offenem Gärrestlager berechnet sind.

Die Relevanz der weiteren Emissionsquellen ist je nach Anlage unterschiedlich. Methanemissionen aus der Vorgrube sind nur bei einigen bayerischen Anlagen abgeschätzt und auch dort nur mit geringen Werten. Die Methanemissionen der Einbringung fallen vor allem bei den NRW-Anlagen auf, aber hierbei handelt es sich, wie erwähnt, möglicherweise um Überschätzungen. Die Methanemissionen der Einbringung werden aufgrund der fehlenden Repräsentativität entsprechend auch nicht in den Konzepten berücksichtigt.

Methanemissionen aus dem Gassack sind pauschal für alle Anlagen mit 0,5 % bezogen auf das produzierte Methan angenommen (s. Kap. 2.3.6). Es weisen aber drei Anlagen Leckagen am Gassack auf (BY1, BY5, BY8). Insbesondere bei BY8 sind die resultierenden höheren Methanemissionen auch in Abbildung 123 ersichtlich.

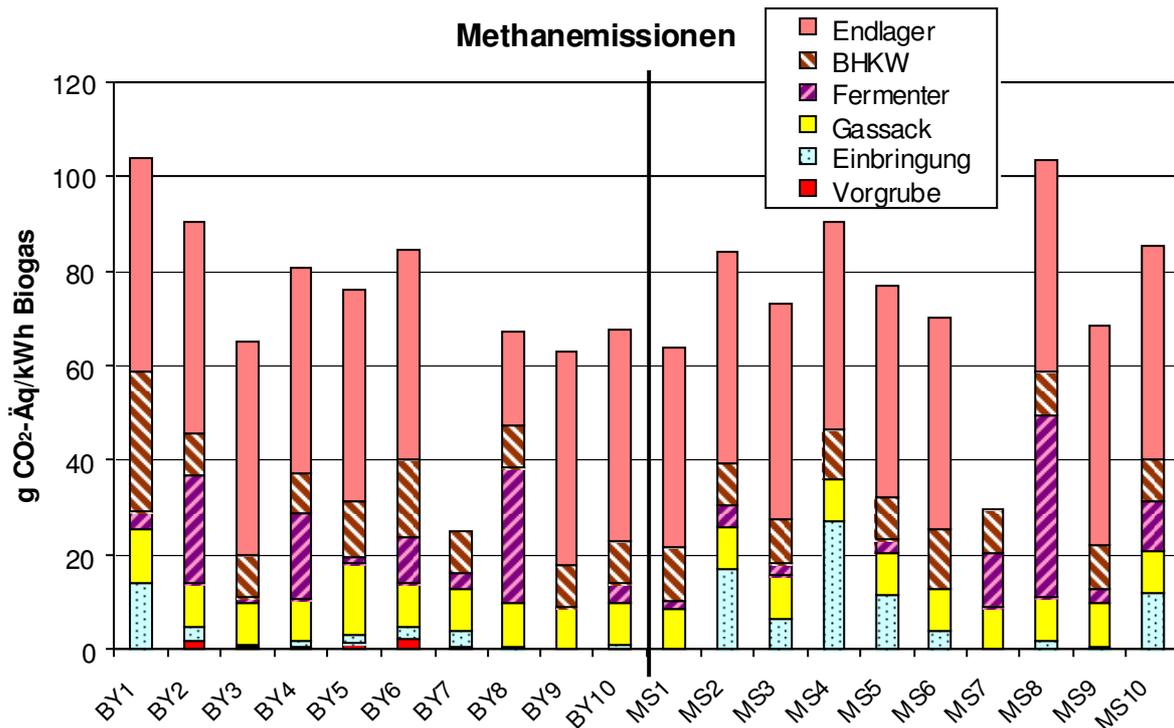


Abbildung 123: Belastungen ausschließlich aus Methanemissionen nach Sektoren

Methanemissionen aus den Fermentern sind bei den vier Anlagen BY2, BY4, BY8, MS8 vergleichsweise hoch und ansonsten bei den Anlagen MS7 und MS10 noch auffällig. Ursache der Emissionen sind generell Undichtigkeiten z.B. bei Schaugläsern, Überdruck-/Unterdrucksicherungen (nicht durch Ansprechen, sondern aus Undichtigkeiten im laufenden Betrieb), Durchführungen von Rührwerken, Ex-Schacht, Überlauf Fermenter/Nachgärer, Notfallöffnung Nachgärer, Folie und Revisionsluken.

Bei den BHKW resultieren Methanemissionen zum einen aus dem pauschal angesetzten Methanschlupf von 0,5 % bei Gas-BHKW und 0,9 % bei Zündstrahl-BHKW (s. Kap. 2.3.6). Hinzu kommen bei drei bayerischen Anlagen diffuse Methanemissionen aus Bauteilen im BHKW-Raum bzw. am BHKW wie aus der Flanschverbindung, einem T-Stück und der Gasmessstelle im BHKW-Raum von BY1, der Drosselklappe am Gasmotor bei BY5 und aus einer Flanschverbindung bei BY8. Solche diffusen Emissionen werden häufig sofort behoben, da die Ursache beispielsweise nur in fehlenden Schrauben lag oder in falscher Montage.

Schlussfolgerungen

Die Nettoergebnisse der Klimagasbilanzen zeigen, dass alle untersuchten 20 Anlagen einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Ausschlaggebend sind die erzielten Gutschriften durch die Biogaserzeugung und -nutzung. Die zuvor dargestellte Analyse der Ergebnisse gibt Hinweise auf das mögliche Optimierungspotenzial. Zunächst zu nennen sind dabei die erzielbaren Stromerträge. Effiziente (hoher Wirkungsgrad) und gut ausgelastete BHKW tragen hierzu bei. Insgesamt aber auch ein optimierter Anlagenbetrieb, der eine gute Substratausnutzung sicherstellt. Ebenfalls bedeutend sind hohe erzielbare Gesamtnutzungsgrade, die durch eine möglichst vollständige Nutzung der erzeugten Wärme erreicht werden können. Dieser Aspekt stellt in der Regel eine Herausforderung dar, da häufig Wärmesenken nur begrenzt vorhanden sind. Des Weiteren trägt der Einsatz von Wirtschaftsdüngern zu einer THG-Entlastung bei, da durch deren Vergärung Methanemissionen aus der Lagerung der Rohgülle vermindert werden.

Belastungsseitig bestehen ebenfalls an verschiedenen Stellen Optimierungspotenziale. Die Ergebnisse zeigen, dass hier vorwiegend die Minderung von Methanemissionen aus offenen Gärrestlagern aber auch aus diffusen Quellen einen Beitrag leisten kann. Darüber hinaus resultieren THG-Belastungen vor allem aus der Bereitstellung von NawaRo. Diese Belastungen lassen sich vermindern, wenn alternativ möglichst auch Reststoffe eingesetzt werden. Auch eine möglichst hohe Substratausnutzung führt zu einer Minderung dieser Belastungen. Der Strombedarf der Anlagen zeigt gegenüber den genannten Aspekten zwar einen geringeren Einfluss auf das Gesamtergebnis, allerdings gibt es auch hier Optimierungsmöglichkeiten, die in den nachfolgenden Kapiteln aufgezeigt werden.

4.12 Wirtschaftlichkeit

Die Gesamtkapitalrentabilität der untersuchten Biogasanlagen wird mit dem in Kapitel 2.3.7 beschriebenen Verfahren berechnet. In Abbildung 124 ist die jeweilige Gesamtkapitalrentabilität der Jahre 2008 und 2009 dargestellt.

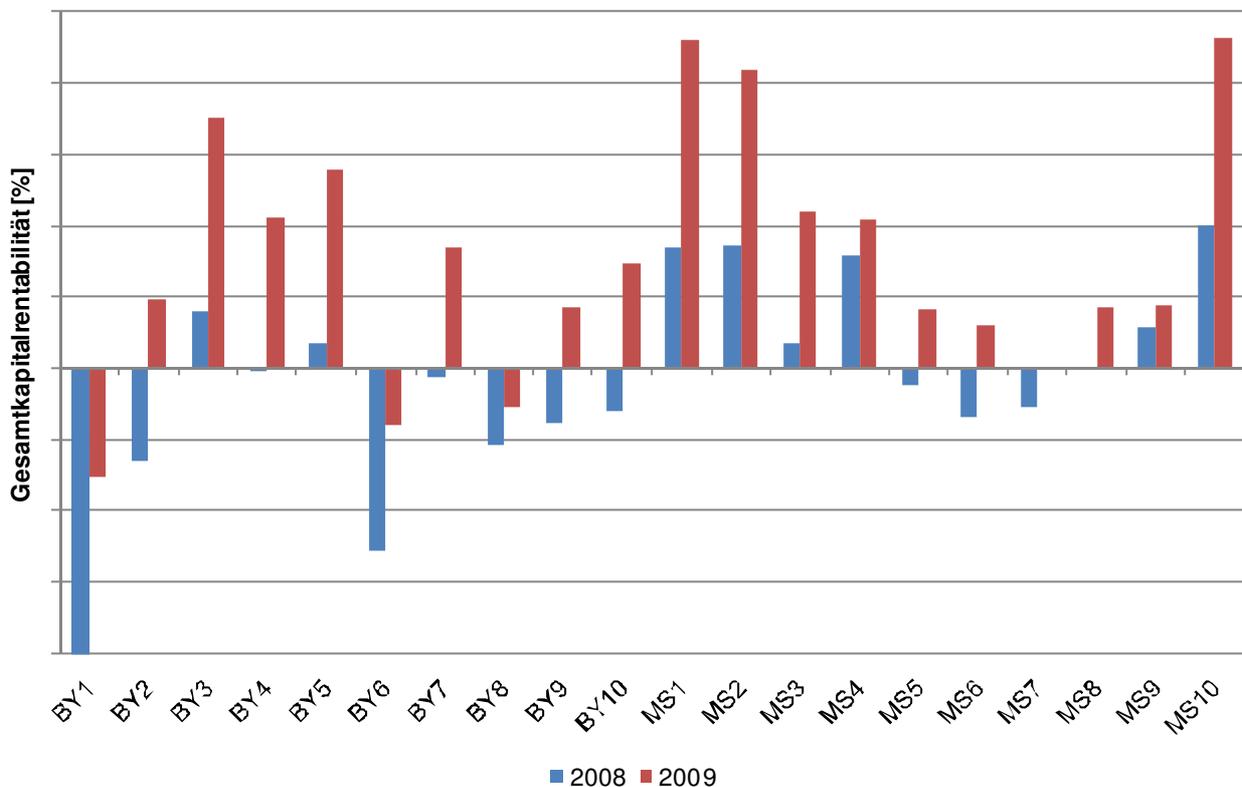


Abbildung 124: Gesamtkapitalrentabilität der untersuchten Biogasanlagen in den Jahren 2008 und 2009

Beim Vergleich der untersuchten Biogasanlagen hinsichtlich deren Gesamtkapitalrentabilität sind deutliche Unterschiede zu erkennen. Im Jahr 2008 sind die laufenden Kosten der Biogasanlagen teilweise höher als deren Gewinne, was sich in einer negativen Gesamtkapitalrentabilität ausdrückt.

Durch die verbesserten Vergütungsbedingungen des EEG 2009 entspannt sich bei allen Anlagen die wirtschaftliche Situation im Vergleich zum Vorjahr. Die Einführung des Gülle- und Emissionsminderungs-Bonus sowie die Anhebung des NawaRo-Bonus führen zu einer Erhöhung der ökonomischen Leistungsfähigkeit.

Die mit der Verabschiedung des EEG 2009 verbundene Intention, bewusst Kleinanlagen zu fördern, kann mit Ausnahme von MS10 bestätigt werden. MS1 und MS2 weisen eine ähnlich hohe

Gesamtkapitalrentabilität auf. Gründe für den hohen Erfolg stellen bei MS1 die Inanspruchnahme des Güllebonus, eine fast vollständige Wärmenutzung und der Verkauf von Biogas an einen Nachbarbetrieb ab März 2009 dar. MS2 bezieht zusätzlich zum Güllebonus den Emissionsminderungs-Bonus. Des Weiteren handelt es sich bei dieser Anlage um eine Gemeinschaftsanlage, dessen Wirtschaftsdünger, der 58 % der Substratmenge beträgt, von den 4 Gesellschaftern kostengünstig zur Verfügung gestellt wird.

Auch MS3 profitiert im Jahr 2009 von der Neueinführung der beiden zuvor genannten Boni. Die Gesamrentabilität steigt merklich an. MS4 zeigt keine bedeutenden Unterschiede in den betrachteten Jahren. Der neu eingeführte Gülle- und Emissionsminderungs-Bonus wird dort nicht in Anspruch genommen. Bei MS5 und MS6 berechnet sich die Gesamtkapitalrentabilität im Jahr 2009 zu einem positiven Wert. Die Bewilligung des Güllebonus und ein gutes Wärmenutzungskonzept stellen den Grund für diesen höheren Erfolg dar. Bei MS5 führt zusätzlich die Vergütung gemäß dem Emissionsminderungs-Bonus zu gesteigerter Wirtschaftlichkeit. MS7 vergärt neben Silomais auch Speisereste und Fette. Aus diesem Grund trägt lediglich der Emissionsminderungs-Bonus zur Erhöhung der Gesamtkapitalrentabilität bei. Als einzige Anlage in Nordrhein-Westfalen verfügt MS8 über keinen Wärmeabnehmer und hat somit keinen Anspruch auf die Bewilligung des KWK-Bonus. Ungeachtet dessen liegt die Gesamtkapitalrentabilität, infolge des Emissionsminderungs-Bonus und der Erhöhung des NawaRo-Bonus, wieder im positiven Bereich. Zusätzlich kann MS9 im Jahr 2009 den Gülle- und Emissionsminderungs-Bonus als Einnahmen realisieren. Da die Leistung dieser Biogasanlage 1,6 MW_{el} beträgt, die beiden Boni jedoch nur bis 500 kW_{el} vergütet werden, wirken sich diese Erlöse nicht so deutlich aus, als bei den Biogasanlagen mit geringerer installierter elektrischer Leistung. Bei der größten untersuchten Anlage MS10 lassen sich sehr hohe Einnahmen verzeichnen. Die Anlage besitzt 5 BHKW, wovon sich zwei Motoren direkt auf dem Anlagenstandort befinden und drei weitere BHKW an Wärmesenken in ca. zwei Kilometern Entfernung der Biogasanlage installiert sind. Die drei BHKW sind zudem mehr als 500 m voneinander entfernt, so dass hier für jedes einzelne BHKW ein eigenständiger Anlagencharakter erreicht wird. Durch diese Anlagenkonfiguration können die Einnahmen hinsichtlich der Grundvergütung und des Güllebonus optimiert werden. Der Verkauf der anfallenden Wärme und die Gewährung des Güllebonus neben dem Technologiebonus tragen zu dem hohen Erfolg der Biogasanlage bei.

Biogasanlage BY1 bezieht keinen KWK-Bonus und hat zudem eine geringe Auslastung. Des Weiteren kommen in hohem Maße Zündölkosten zum Tragen. Diese Rahmenbedingungen führen sowohl im Jahr 2008 als auch im Jahr 2009 zu einer negativen Gesamtkapitalrendite. Bei Biogasanlage BY2 kommen die Vergütungserhöhungen durch das EEG 2009 zum Tragen und führen zu einer positiven Gesamtkapitalrentabilität im Jahr 2009. Hier trägt besonders der Güllebonus zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit bei. Eine Wärmenutzung findet auch bei dieser Biogasanlage nicht statt. BY3 nutzt in größerem Maße die anfallende Wärme. Somit bezieht diese Biogasanlage neben dem Güllebonus auch den KWK-Bonus. Ein Wärmeverkauf findet jedoch nicht statt. Durch hohen Einsatz von Wirtschaftsdünger aus der eigenen Tierhaltung werden die Substratkosten verringert. Aufgrund dieser Rahmenbedingungen ist diese Biogasanlage als sehr wirtschaftlich einzustufen. Im Jahr 2008 sind BY4 und BY5 als wirtschaftlich grenzwertig einzuschätzen. Jedoch kommen im Jahr 2009 die Neuerungen des EEG zum Tragen und führen diese Anlagen in einen Bereich akzeptabler Gesamtkapitalrentabilität. Grund hierfür ist, neben einer mäßigen Wärmenutzung (KWK-Bonus), der zusätzliche Bezug des Güllebonus.

Die Wirtschaftlichkeit von BY6 ist sowohl im Jahr 2008 als auch im Jahr 2009 als sehr kritisch zu betrachten. Grund hierfür ist die geringe Auslastung der BHKW, die auf Probleme im Bereich der Wartung und Betriebsführung zurückzuführen sind. Zudem fallen Zündölkosten für den Betrieb der BHKW an. Des Weiteren findet keine Vergütung im Rahmen des KWK-Bonus statt, wohingegen

der Güllebonus von dieser Biogasanlage bezogen wird. BY7 verfügt über vollständige Wärmenutzung. Aufgrund dieser Gegebenheit und der Verbesserungen hinsichtlich der Vergütung im Jahr 2009 (Güllebonus) steigert sich die Gesamtkapitalrentabilität auf einen mäßig positiven Bereich. Die ausschließlich mit NawaRo betriebene Biogasanlage BY8 wird sowohl im Jahr 2008 als auch im Jahr 2009 mit negativer Gesamtkapitalrentabilität betrieben. Hauptgründe hierfür sind die fehlende Wärmenutzung und das Wegfallen des Güllebonus durch den reinen Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen ohne Wirtschaftsdünger.

BY9 und BY10 ähneln sich in hinsichtlich der Vergütungsstruktur und Wirtschaftlichkeit. Beide Anlagen werden im Jahr 2008 mit negativer Gesamtkapitalrentabilität betrieben. Durch die Neuerungen im EEG 2009 können diese allerdings in einen positiven Bereich überführt werden. Beide Anlagen beziehen neben der Grundvergütung und dem NawaRo-Bonus auch Boni für die Nutzung von Gülle und die Luftreinhaltung. Lediglich im Bezug auf die Wärmenutzung ergeben sich bei den beiden Anlagen Unterschiede. BY9 nutzt die produzierte Wärmemenge mäßig und bezieht dadurch zusätzlich KWK-Bonus. BY10 verfügt über keine im Rahmen des EEG vergütete Wärmenutzung.

Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit

Die Gesamtkosten einer Biogasanlage setzen sich aus verschiedenen Kostenblöcken zusammen:

- Substratkosten,
- Investitionskosten,
- Betriebs – und Reparaturkosten.

Die Erlöse einer Anlage sind von einer Reihe von Parametern abhängig. So spielt die eingespeiste Strommenge neben der Nutzung und dem Verkauf der anfallenden Wärme eine hohe Bedeutung bei der Berechnung der Gesamtkapitalrentabilität.

Große Auswirkungen auf die Gesamrentabilität haben die Substratkosten, die Höhe der Bruttostromeinspeisung und der Verkauf der anfallenden Wärme. Wird beispielsweise nur 12 % weniger elektrische Energie ins öffentliche Netz eingespeist, gelangt die Gesamtkapitalrentabilität in einen negativen Bereich. Eine Anhebung des Substratpreises um 20 % hat ebenfalls eine negative Rentabilität zur Folge. Wird die anfallende Wärme nicht genutzt, sinken die Erlöse der Biogasanlage auf ein Minimum ab. Eine vollständige Wärmenutzung bewirkt hingegen ein vergleichbares Ansteigen der Gesamtkapitalrentabilität wie durch eine Erhöhung der eingespeisten Bruttoenergie um 40 %.

Die vergüteten Boni sind bei jeder Anlage für 20 Jahre festgelegt, wobei die reelle Vergütung im Rahmen der Inflation sinkt. Aus diesem Grund ist es durchaus möglich, dass eine Anlage anfänglich gewinnbringend arbeitet, nach gewisser Zeit die laufenden Kosten jedoch ansteigen und die Anlage nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann. Daher ist es notwendig, nicht nur einen kurzen Zeitpunkt zu prüfen, sondern den gesamten Lebenszyklus einer Biogasanlage zu betrachten.

Abbildung 125 zeigt diesbezüglich die Gesamtkapitalrentabilität einer fiktiven Biogasanlage in Abhängigkeit des Substratpreises über einen Zeitraum von 10 Jahren.

Der Preis der eingesetzten Substrate spielt eine wichtige Rolle im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage. Dass der Maispreis stetig Schwankungen unterworfen ist, zeigen die letzten Jahre. In Abbildung 126 ist die Preisentwicklung von Körnermais ab Lager der letzten Jahre dargestellt.

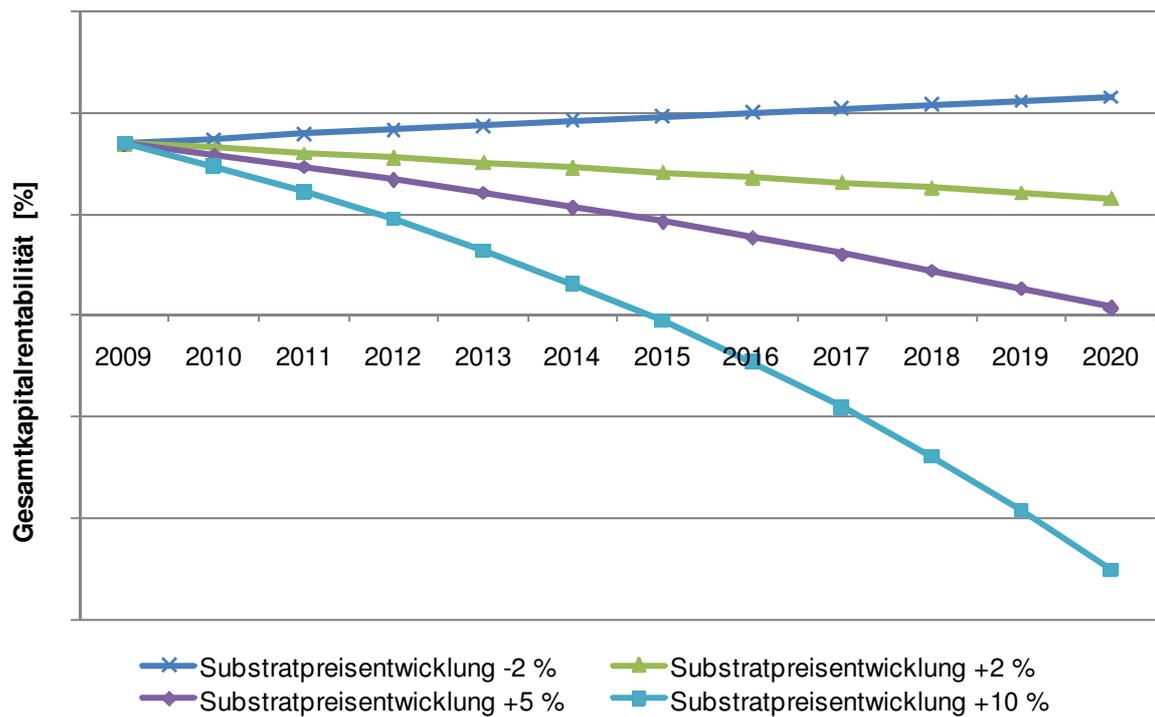


Abbildung 125: Langfristige Auswirkungen einer Veränderung des Substratpreises auf die Gesamtkapitalrentabilität einer Biogasanlage

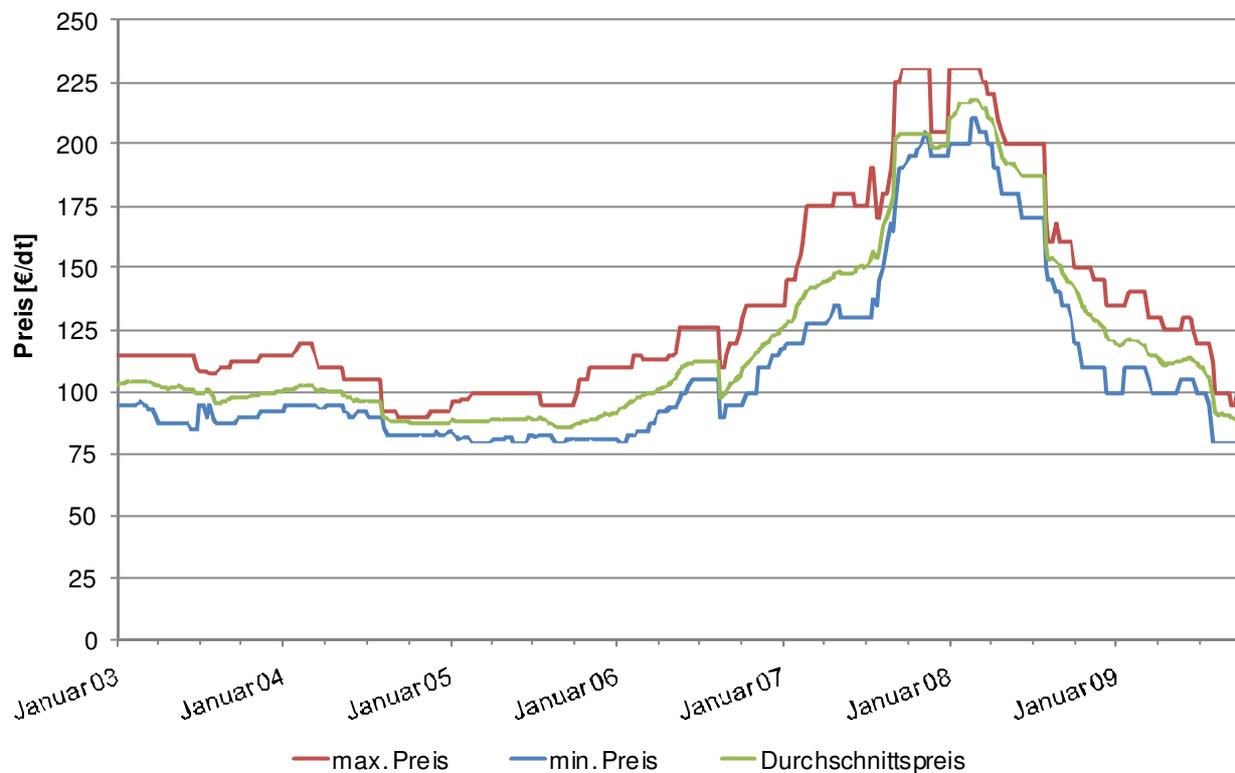


Abbildung 126: Preisentwicklung für Körnermais (nach FH Münster – Landwirtschaftskammer NRW)

Während im Jahr 2009 die Abgabepreise für Mais vom Großhandel bei durchschnittlich 110 €/t lagen, betrug der Durchschnittspreis im Jahr 2008 bis zu 230 €/t (FH Münster – Landwirtschafts-

kammer NRW). Welche Auswirkungen dauerhaft hohe Preise für die Anlagenbetreiber haben, zeigt [Abbildung 125](#). Eine langanhaltende Preissteigerung von 10 % führt dazu, dass ein Abrutschen in die Verlustzone schon ab dem 7. Betriebsjahr für die dargestellte Biogasanlage unausweichlich ist. Auch eine Steigerung des Preises um 5 % lässt im 11. Betriebsjahr keine Gewinne mehr zu.

Der Wärmeverkauf stellt ebenfalls eine entscheidende betriebswirtschaftliche Größe dar, die sich in doppelter Weise auf die Erlösseite des Anlagenbetreibers auswirkt. Der Anlagenbetreiber erhält nicht nur für die verkaufte Wärme eine Vergütung vom Abnehmer, auch die Stromvergütung in Form des KWK-Bonus steigt mit jeder verkauften Kilowattstunde. Der Preis für die verkaufte thermische Energie wird üblicherweise an den Öl-, Gas- oder Fernwärmepreis gebunden. In [Abbildung 127](#) ist der Erzeugerpreis für leichtes Heizöl dargestellt. In den letzten Jahren unterlag dieser ständigen Schwankungen. Während der Preis im Mai 2008 bei 78 €/hl lag, fiel ein Jahr später der Erzeugerpreis auf weniger als die Hälfte ab.

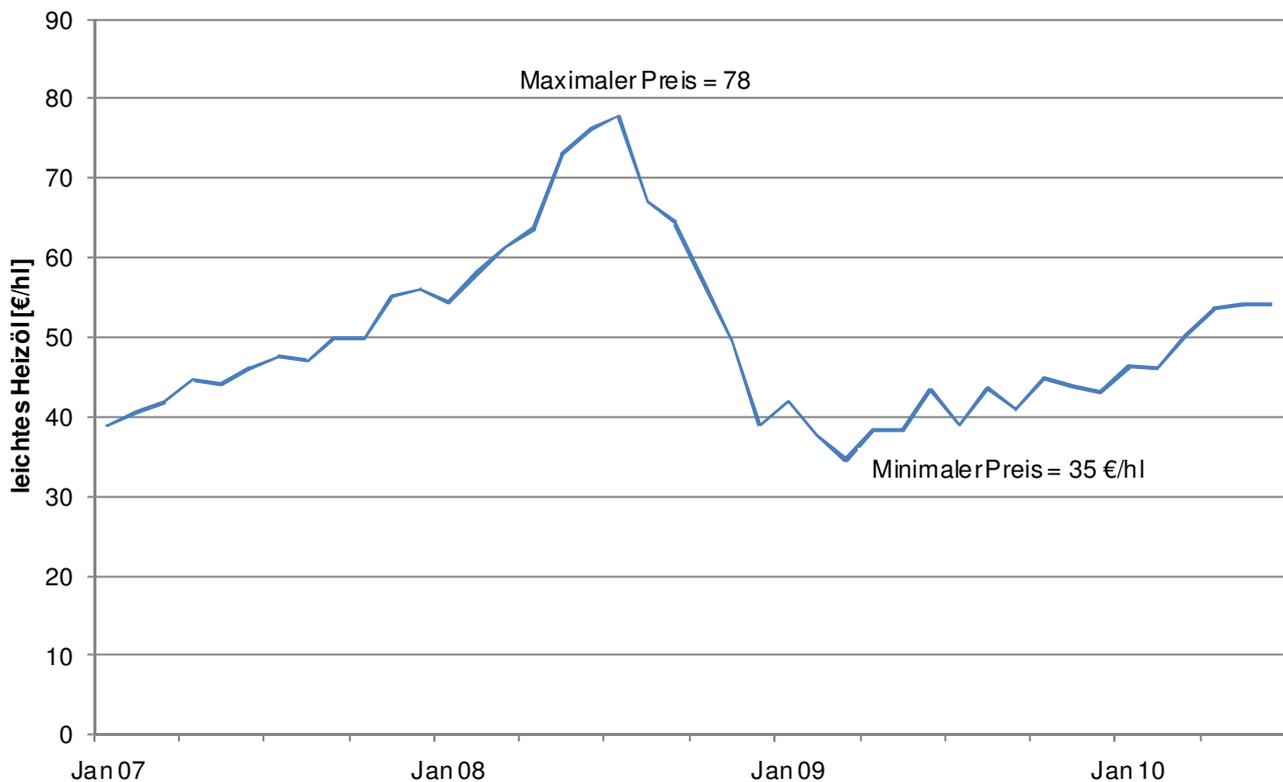


Abbildung 127: Erzeugerpreis für leichtes Heizöl der letzten Jahre (nach Statistisches Bundesamt 2010)

Die Höhe der Gewinne einer Anlage fällt und steigt mit dem Erlös des Wärmeverkaufs. Vor dem Hintergrund der starken Schwankungen beim vergüteten Wärmepreis stellt [Abbildung 128](#) die Gesamtkapitalrentabilität im Verlauf der nächsten 16 Jahre mit unterschiedlichen Vergütungssätzen dar. Vorausgesetzt wird eine Preissteigerungsrate von 5 %. In [Abbildung 128](#) wird deutlich ersichtlich, wie stark die Wirtschaftlichkeit vom Wärmeverkauf abhängig ist. Dabei wird eine Anlage mit 50 % Wärmenutzung betrachtet. Zudem wird hinsichtlich verschiedener Vergütungsmodelle unterschieden. Der Graph „Wärmeverkauf [0 ct/kWh_{th}]“ betrachtet eine Wärmenutzung, die ausschließlich im Rahmen des KWK-Bonus stattfindet. Die weiteren Verläufe der Gesamtkapitalrendite beziehen sich auf einen Wärmeverkauf mit verschiedenen Vergütungssätzen, die zusätzlich zum KWK-Bonus als Erlös zu verzeichnen sind.

Anhand Abbildung 128 lässt sich leicht feststellen, dass bei einer Substrat- und Wärmepreissteigerung von 5 % durch einen Wärmeverkauf eine langfristig hohe Gesamtkapitalrendite erreicht werden kann.

Häufig wird jedoch die Wärme nur in geringem Maße genutzt, ein tatsächlicher Wärmeverkauf wird in den meisten Fällen nicht durchgeführt, weswegen die Wirtschaftlichkeit vieler Biogasanlagen langfristig ungesichert ist.

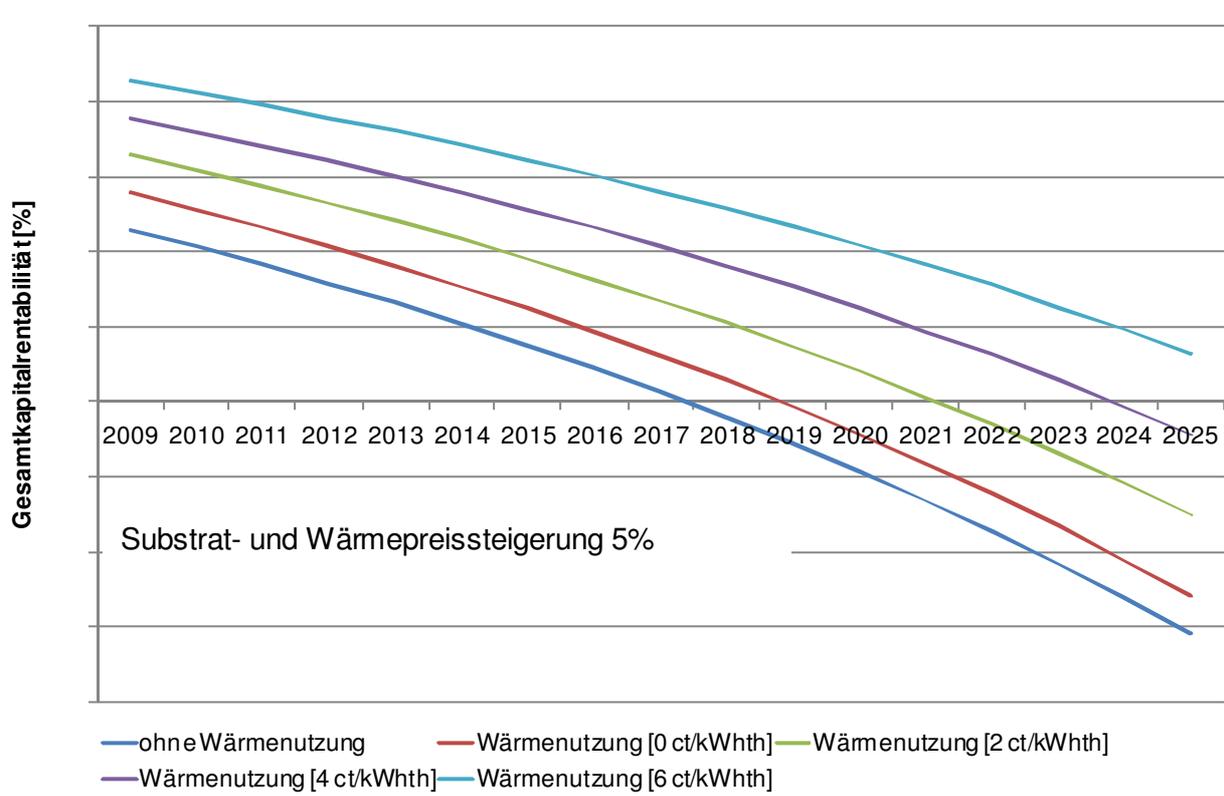


Abbildung 128: Gesamtkapitalrentabilität in Abhängigkeit der Wärmenutzung

5 Konzeptentwicklung

Um für die „Handreichung zur Optimierung von Biogasanlagen“ in die Praxis umsetzbare, technische Optimierungsmaßnahmen zu entwickeln, die einerseits die Wirtschaftlichkeit von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen erhöhen und andererseits Treibhausgasemissionen minimieren und damit die Ökologie von Biogasanlagen zu verbessern, werden die Ergebnisse der in Kapitel 4 durchgeführten Ist-Analyse der einzelnen Untersuchungsbereiche anhand der folgenden drei Kriterien bewertet und das jeweilige Potenzial als gering, mittel oder hoch eingestuft (vgl. Bereiche, die mit insgesamt 6 bis 9 Punkten bewertet sind, stellen nach Tabelle 31 aussichtsreiche Ansatzpunkte für Verbesserungen dar. Tabelle 31 zeigt das Ergebnis der Bewertung.

Tabelle 30):

- Ökonomisches Verbesserungspotenzial,
- Ökologisches Verbesserungspotenzial,
- Umsetzungspotenzial.

Bereiche, die mit insgesamt 6 bis 9 Punkten bewertet sind, stellen nach Tabelle 31 aussichtsreiche Ansatzpunkte für Verbesserungen dar. Tabelle 31 zeigt das Ergebnis der Bewertung.

Tabelle 30: Bewertungskriterien

	Einstufung		
	gering	mittel	hoch
Ökonomisches Verbesserungspotenzial	kaum Mehreinnahmen	mäßige Mehreinnahmen	hohe Mehreinnahmen
Ökologisches Verbesserungspotenzial	kaum Emissionsverminderungen	mäßige Emissionsverminderungen	hohe Emissionsverminderungen
Umsetzungspotenzial	in den meisten Betrieben umgesetzt	in vielen Betrieben umgesetzt	selten in Betrieben umgesetzt
Punktzahl	1	2	3
Gesamtpunktzahl	3	4-5	6-9

Ökonomisches Verbesserungspotenzial

Bei der Bewertung des ökonomischen Verbesserungspotenzials werden die Betrachtungspunkte danach eingestuft, wie hoch die Mehreinnahmen bzw. die Einsparungen in Relation zum nötigen Aufwand sind.

Ökologisches Verbesserungspotenzial

Das ökologische Verbesserungspotenzial wird danach bewertet, wie groß die Menge der vermiedenen Treibhausgasemissionen in Relation zum nötigen Aufwand sind.

Umsetzungspotenzial

In die Bewertung des Umsetzungspotenzials fließt mit ein, bei wie vielen der untersuchten Anlagen ein Optimierungspotenzial besteht, die technische Realisierbarkeit von Optimierungsmaßnahmen sowie die Übertragbarkeit der Maßnahmen auf möglichst viele Anlagen.

Tabelle 31: Bewertung der identifizierten Schwachstellen

Kapitel	Bearbeitungspunkt	Ökonomisches Potenzial	Ökologisches Potenzial	Umsetzungspotenzial	Gesamtpunktezahl
4.1	Substratbereitstellung				
4.1.1	Transportentfernung der Anbauflächen	gering	gering	gering	3
4.1.2	Flächenausstattung	gering	gering	gering	3
4.1.3	Substratherkunft: Eigen oder Zukauf	gering	gering	gering	3
4.2	Lagerung der Substrate				
4.2.1	Art der Silierung	mittel	mittel	gering	5
4.2.2	Substratlagervolumen	gering	gering	gering	3
4.3	Einbringung der Substrate				
4.3.1	Transportweg Substratlager - Einbringssystem	hoch	gering	mittel	6
4.3.2	Zeitaufwand Befüllung Einbringssystem	hoch	gering	mittel	6
4.4	Biogaserzeugung				
4.4.1	Fermentationsverfahren	hoch	gering	mittel	6
0	Substratzusammensetzung	gering	mittel	gering	4
4.4.3	Biologie	gering	gering	mittel	4
4.4.4	Feststoffeinbringung	hoch	gering	mittel	6
4.4.5	Rührtechnik	hoch	gering	mittel	6
4.4.6	Pumpteknik	mittel	gering	mittel	5
4.5	Gärreste	mittel	mittel	gering	5

4.6	Gasaufbereitung				
4.6.1	Entschwefelung: Wirksamkeit	mittel	gering	mittel	5
4.6.1	Entschwefelung: Eigenenergie	hoch	gering	hoch	7
4.6.2	Entfeuchtung: Wirksamkeit	mittel	gering	mittel	5
4.6.2	Entfeuchtung: Eigenenergie	hoch	gering	mittel	6
4.7	der untersuchten Biogas				
4.7.1	Gasspeicherung	mittel	hoch	mittel	7
4.7.2	Blockheizkraftwerk	hoch	hoch	hoch	9
0		hoch	mittel	mittel	7
4.7.4	Ölwechselintervalle	gering	gering	gering	3
4.7.5	Wärmenutzung	hoch	hoch	hoch	9
4.7.6	Notfall- Gasentsorgung/ - verwertung	gering	hoch	mittel	6
4.8	Anlagenüberwachung				
4.8.1	Anlagendokumenta- tion	mittel	gering	mittel	5
4.8.2	Messtechnische Ausstattung	mittel	mittel	mittel	6
4.9	Eigenenergieverbrauch				
4.9.1	Komponenten der Biogaserzeugung	hoch	mittel	mittel	7
4.9.2	Komponenten der Stromerzeugung	mittel	gering	mittel	5
4.9.3	Strombezug	hoch	gering	mittel	6
4.9.4	Leistungsspitzen	mittel	gering	hoch	6

4.10	Methanemissionen				
4.10.1	Biogasleckstellen	mittel	hoch	hoch	8
0	Restgaspotenzial im	hoch	hoch	mittel	8

Aufbauend auf die Bewertung werden für die Handreichung die nachfolgenden 10 Verbesserungskonzepte ausgearbeitet:

- Verkürzen der Transportwege zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung (Bearbeitungspunkte 4.3.1, 4.3.2),
- Auswahl des optimalen Entfeuchtungsverfahrens (Bearbeitungspunkte 4.6.2, 4.9.1),
- Erhöhen der Substratausnutzung durch den Einsatz hocheffizienter Blockheizkraftwerke (Bearbeitungspunkt 4.7.2),
- Erhöhen der Substratausnutzung durch Vermeiden von Biogasleckstellen (Bearbeitungspunkt 4.10.1),
- Emissionsminderung und Erhöhen der Substratausnutzung durch Abdecken des Endlagers (Bearbeitungspunkt 0),
- Verringern des Eigenenergieverbrauchs bei der Entschwefelung per Lufteinblasung (Bearbeitungspunkte 4.6.1, 4.9.1),
- Verringern des Eigenenergieverbrauchs bei der Feststoffeinbringung (Bearbeitungspunkte 4.4.4, 4.9.1),
- Erhöhen der Wärmenutzung durch strukturierte Vorgehensweise bei der Planung (Bearbeitungspunkt 4.7.5),
- Erhöhen der Wärmenutzung durch Nachrüsten von Wärmemengenzählern (Bearbeitungspunkt 4.7.5),
- Erhöhen des Auslastungsgrads des Blockheizkraftwerks (Bearbeitungspunkte 0, 4.8.2).

Auf die Ausarbeitung von Verbesserungskonzepten für die als „hoch“ eingestuftten Bearbeitungspunkte 4.4.1 (Fermentationsverfahren) und 4.4.5 (Rührtechnik) wird verzichtet, da hier Optimierungsmaßnahmen hochgradig anlagenspezifisch und somit nur sehr eingeschränkt auf weitere Anlagen übertragbar sind.

Das Optimierungspotenzial der Bearbeitungspunkte 4.7.1 (Gasspeicherung) und 4.7.6 (Notfall-Gasentsorgung/-verwertung) wird ebenfalls als hoch bewertet. Jedoch können innerhalb dieses Projekts keine fundierten Aussagen über das ökonomische und ökologische Potenzial getroffen werden, da hierfür präzise Werte für die produzierten und entsorgten Biogasmengen sowie des BHKW-Wirkungsgrads benötigt werden. Aus diesem Grund wird von der Entwicklung von entsprechenden Optimierungsmaßnahmen abgesehen.

Bei den Untersuchungsbereichen 4.9.3 (Strombezug) und 4.9.4 (Leistungsspitzen) wird auf die Ausführung von Verbesserungskonzepten verzichtet, da hier lediglich ökonomische und keine ökologischen Verbesserungen erzielt werden können.

Im folgendem werden die in der Handreichung ausgeführten Konzepte vorgestellt.

5.1 Verkürzen der Transportwege zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung

Der Zeitaufwand für das Befüllen der Feststoffeinbringung resultiert aus der Länge des Transportweges zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung, der Größe des Transportbehälters (Schaufelvolumen), der Häufigkeit der dadurch notwendigen Fahrten und der möglichen Fahrgeschwindigkeit durch die Beschaffenheit der Transportwege.

Weiterhin ist von Bedeutung, ob der Vorlagebehälter der Einbringung ausreichend dimensioniert ist, so dass täglich nur ein Befüllvorgang notwendig ist.

Wie [Abbildung 36](#) zeigt, liegen bei den untersuchten Anlagen große Unterschiede in der Entfernung zwischen Substratlager und Einbringung vor.

Zur Darstellung der damit verbundenen Kosten werden im Folgenden, aus der Praxis, zwei vergleichbare, in diesem Vorhaben untersuchte Anlagen, gegenübergestellt. Die beiden Anlagen mit jeweils einer elektrischen Nennleistung von 380 kW_{el} nutzen einen baugleichen Teleskoplader für den Transport der festen Substrate vom Substratlager zum Vorlagebehälter der Feststoffeinbringung.

Den in [Tabelle 32](#) dargestellten Kosten sind ein Stundensatz für die aufgewendete Arbeitszeit von 15 €/h und ein Dieselpreis von 0,55 €/l (Döhler et al. 2009b) zugrunde gelegt. Die Treibhausgasemissionen wurden auf Basis von Werten der JEC E3-database (version 31-7-2008) berechnet.

Tabelle 32: Vergleich von Kosten und Treibhausgas-Emissionen zweier Anlagen mit unterschiedlichen Wegstrecken zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung

Anlage	Wegstrecke (einfach)	Befüllvorgänge pro Tag	Zeitaufwand insgesamt	Kraftstoffverbrauch	Kosten pro		THG-Emissionen
					Befüllung	Jahr	
	[m]		[h/d]	[l _{Diesel} /h]	[€]	[€/a]	[kg CO ₂ -Äq./a]
A	80	10	0,5	5	0,89	3.240	2.868
B	240	17	2,5	5	2,61	16.200	14.339

Bei Anlage A fallen für den Befüllvorgang jährliche Kosten (Arbeits- und Kraftstoffaufwand) von lediglich 3.240 € an, wohingegen bei Anlage B jährliche Kosten von 16.200 € entstehen. Weiterhin trägt ein verringerter Kraftstoffaufwand effektiv zur Emissionsminderung bei. Im Vergleich der beiden Anlagen emittiert Anlage A 11.471 kg CO₂-Äquivalent pro Jahr weniger als Anlage B. Dies entspricht einer Fahrstrecke von rd. 64.000 km mit einem durchschnittlichen PKW.

Anlage A ist beispielhaft für ein gutes Anlagenlayout hinsichtlich des Transportweges zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung. Durch die in [Abbildung 38](#) dargestellte geringe Transportentfernung von ca. 80 m und die asphaltierte und damit gut befahrbare Fläche müssen täglich lediglich 30 Minuten für das Befüllen des Feststoffeinbringensystems aufgewendet werden. Durch den deutlich längeren Transportweg bei Anlage B von ca. 240 m (vgl. [Abbildung 39](#)), der zudem schlecht befestigt ist, steigt bei dieser Anlage der Aufwand für die Befüllung erheblich. Da bei Anlage B eine höhere Menge fester Substrate eingebracht wird, als bei Anlage A, sind dort pro Tag zudem mehr Fahrten notwendig. Somit ergeben sich große Unterschiede zwischen Anlage A und B hinsichtlich der jährlichen Kosten und verursachten Emissionen.

Bei der Optimierung von Transportwegen ist darauf zu achten, dass die Substratlager möglichst in unmittelbarer Nähe zur Feststoffeinbringung platziert werden, um Transportzeiten und damit verbundene Nachteile so gering wie möglich zu halten.

Die wirtschaftliche Betrachtung des Transportweges muss natürlich auch beachten, dass gegebenenfalls ein Silolager aus dem Bestand verwendet werden kann. Zudem sollte darauf geachtet werden, dass das Substratlager kein Hindernis für spätere bauliche Erweiterungen darstellt.

5.2 Auswahl des optimalen Entfeuchtungsverfahrens

Durch die im Biogas enthaltene Feuchtigkeit können bei der Gasverwertung aggressive Säuren entstehen, die zu Ventil-, Lager- und Leitungsschäden im Bereich des Motors führen. Die Menge des im Biogas enthaltenen Wassers ist abhängig von der Gastemperatur. Im Fermenter ist das Biogas wasserdampfgesättigt. Wird die Temperatur des Biogases abgesenkt, kondensiert entsprechend ein Teil des Wasserdampfes aus und kann somit aus dem Gasstrom abgeschieden werden.

Die Entfeuchtung des Biogases kann mit Hilfe von elektrischen Kühlaggregaten oder erdverlegten Gasleitungen realisiert werden. Auch eine Kombination der beiden Verfahren ist nicht unüblich. Die Wahl des Verfahrens richtet sich nach der Anlagengröße und der für das BHKW geforderten Gasqualität.

Bei der Gastrocknung mit einem Kühlaggregat fallen neben den Investitionskosten auch Energiekosten für dessen Betrieb an, die bei der Kalkulation berücksichtigt werden müssen. Der durchschnittliche Energieverbrauch für den Betrieb eines Kühlaggregates liegt bei $0,05 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{d}$ pro kW_{el} BHKW-Nennleistung. Die Investitionskosten eines Kühlaggregates orientieren sich hauptsächlich am gewünschten Wassergehalt und bewegen sich in einem Bereich von 20.000...30.000 € bei Biogasvolumenströmen von 200...500 m^3/h .

Die Kosten für eine erdverlegte Gaskühlstrecke werden hingegen hauptsächlich von der Länge der zu verlegenden Leitung bestimmt. Um eine ausreichende Entfeuchtung vor dem BHKW zu erreichen, ist als Faustwert 1,0 m Trassenlänge je kW_{el} BHKW-Nennleistung vorzusehen. Bei einer PE-Leitung mit DN 150 sind Kosten von ca. 85 €/lfm zu veranschlagen (Krause et al. 2008).

Die beiden beschriebenen Verfahren zur Biogasentfeuchtung unterscheiden sich stark hinsichtlich ihrer fixen und variablen Kosten. Während bei der Gastrocknung in erdverlegten Gaskühlstrecken die fixen Kosten (hohe Investitionen) dominieren, werden die Gesamtkosten der Gastrocknung mit Kühlaggregaten von den Stromkosten für den Betrieb des Aggregats bestimmt. Um eine Aussage zu treffen, mit welchem Verfahren sich das Biogas wirtschaftlicher trocknen lässt, sind in [Abbildung 129](#) die jährlichen Kosten eines Kühlaggregates und einer erdverlegten Leitung in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung dargestellt. Aufgetragen sind in [Abbildung 129](#) die Kosten des Kühlaggregates, bestehend aus Abschreibungs- (kalkulatorische Laufzeit 10 Jahre, Zinssatz 6 %) und Energiekosten ($0,15 \text{ €/kWh}_{\text{el}}$). Bei der erdverlegten Leitung werden nur die Abschreibungskosten berücksichtigt. Die Investitionskosten sowie der Energieverbrauch für den Betrieb des Kühlaggregates werden nach den oben genannten Faustwerten abgeschätzt.

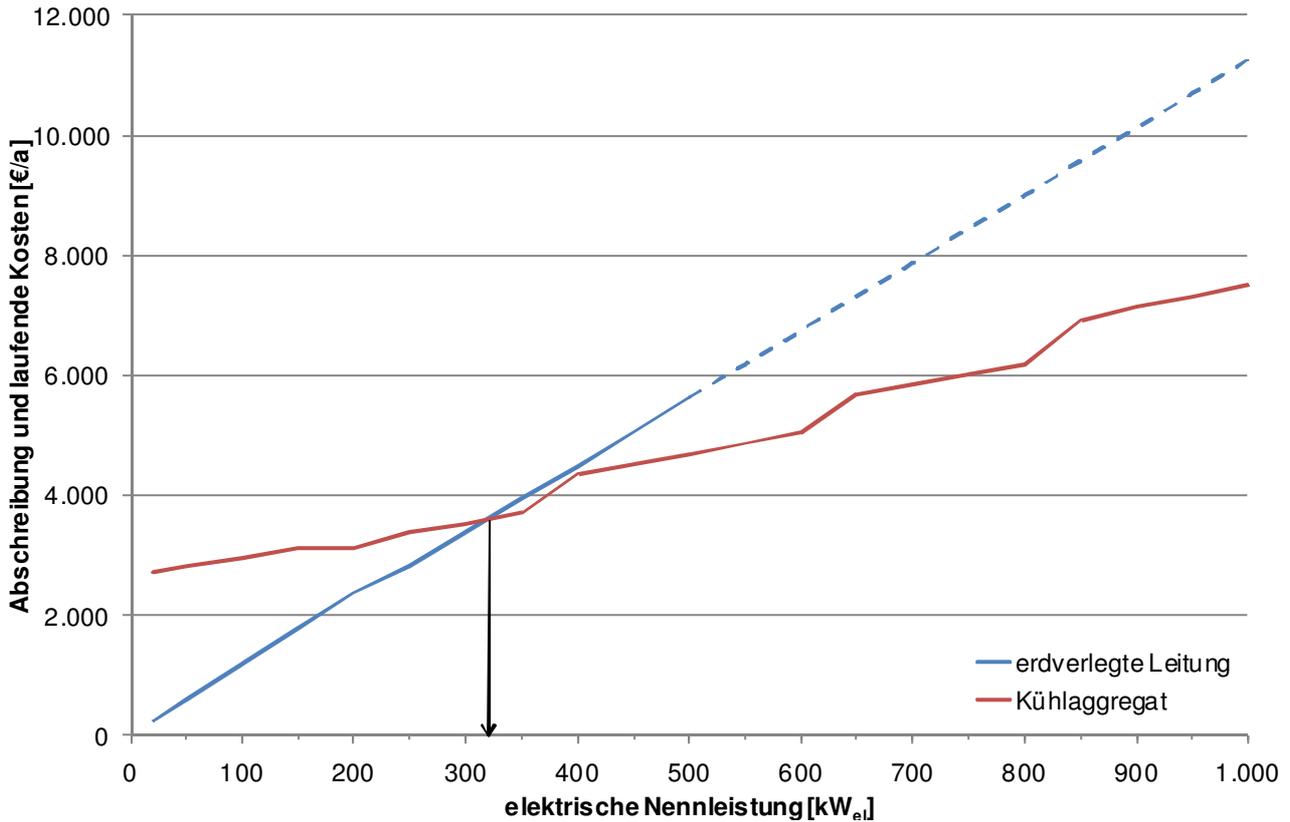


Abbildung 129: Jahreskosten eines Kühlaggregates bzw. einer Kühlstrecke in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung

Es zeigt sich, dass es ab einer elektrischen Nennleistung von ca. 300 kW_e wirtschaftlich sinnvoller ist, ein Kühlaggregat zu betreiben. Nicht nur aus wirtschaftlichen Gründen ist es bei BHKW-Motoren dieser Größenordnung empfehlenswert, das Biogas mit einem Kühlaggregat zu entfeuchten. In der Regel haben diese Motoren erhöhte Anforderungen an die Gasqualität, die nur mit einem Gaskühlaggregat erfüllt werden können.

Grundsätzlich sollte allerdings bei Biogasanlagen mit einer elektrischen Nennleistung im unteren Bereich auf den Einsatz von Gaskühlaggregaten verzichtet werden. Dies hat auch Vorteile hinsichtlich THG-Emissionen wie das Beispiel in Tabelle 33 zeigt.

Tabelle 33: Beispielhafter Kostenvergleich und THG-Emissionen für unterschiedliche Varianten der Entfeuchtung für verschiedene Anlagengrößen

Anlage	elektrische Nennleistung	Art der Kühlung	Investition	Stromkosten	Abschreibung	Kosten	THG-Emissionen
	[kW _e]		[€]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[kg CO ₂ -Äq./a]
A	150	erdverlegte Leitung	12.750	-	1.781	1.781	-
		Kühlaggregat	16.000	411	2.660	3.071	1.725
B	500	erdverlegte Leitung	42.500	-	5.627	5.627	-
		Kühlaggregat	19.000	1.370	3.160	4.530	5.749

Darin sind für zwei unterschiedliche Anlagengrößen die Auswirkungen der Wahl des Entfeuchtungsverfahrens dargestellt. Für die jährlichen Kosten wird hierbei von einem Zinssatz von 6 % p.a., einer kalkulatorischen Laufzeit von 10 Jahren und einem Strompreis von 0,15 €/kWh_{el} ausgegangen. Die THG-Emissionen ergeben sich aus dem Stromverbrauch, der mit einem Emissionsfaktor von 630 g CO₂-Äq./kWh für den deutschen Strommix bewertet wird.

Im Ergebnis zeigt sich für die kleinere Anlage A, dass diese sowohl hinsichtlich Kosten als auch THG-Emissionen vorteilhafter mit einer erdverlegten Leitung ausgestattet ist. Die Länge der erdverlegten Gasleitung beträgt 150 m. Wird an dieser Anlage ein Kühlaggregat installiert, müssen jährlich fast 1.300 € mehr an Kosten aufgewendet werden und es fallen THG-Emissionen in Höhe von 1.725 kg CO₂-Äq./a aus dem Stromverbrauch an. Dies entspricht rund 15 % der Emissionen, die jährlich von einem Einwohner Deutschlands emittiert werden.

Für die größere Anlage B zeigt sich dagegen ein Kostenvorteil bei Installation eines Kühlaggregates. Verwendet wird ein Gaskühlaggregat mit einer elektrischen Nennleistung von 3,3 kW_{el} (Abbildung 130; Investitionskosten: 19.000 €). Für die Alternative der erdverlegten Gasleitung ist eine Kühlstrecke von 500 m erforderlich. Die Abschreibungskosten hierfür sind deutlich höher als die Summe aus Abschreibungskosten und Kosten für den Strombedarf von ca. 9.125 kWh_{el}/a des Kühlaggregates.



Abbildung 130: Gaskühlaggregat an einer 500 kW_{el}-Anlage

Aus Klimaschutzsicht ist zwar ein Verzicht auf den Einsatz von Strom zu bevorzugen, allerdings steht in diesem Fall der sichere Betrieb der BHKW-Motoren im Vordergrund. Indirekt sind möglicherweise kürzere BHKW-Wartungsintervalle mit höheren Nachteilen hinsichtlich THG-Emissionen verbunden.

5.3 Erhöhen der Substratausnutzung durch Einsatz hocheffizienter Blockheizkraftwerke

Die Auswahl eines BHKW mit hohem elektrischem Wirkungsgrad stellt bei der Neuanschaffung, besonders bei Biogasanlagen mit geringer Wärmenutzung und bereits vorhandenen, älteren BHKW eine gute Möglichkeit dar, die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

Vor einer Kaufentscheidung ist allerdings zu empfehlen, sich nach Praxiserfahrungen mit den Aggregaten zu erkundigen, da die Wirkungsgrade im Betrieb teils um einige Prozentpunkte von den auf Prüfstandsmessungen basierenden Herstellerangaben abweichen können. Auch sollte hinterfragt werden, ob hocheffiziente Pumpen verbaut sind, da diese den BHKW-Eigenstrombedarf deutlich verringern.

Durch einen verbesserten elektrischen Wirkungsgrad kann bei verringertem Substrateinsatz und damit reduzierter Gasmenge dieselbe elektrische Energiemenge wie mit einem technisch veralteten BHKW erzeugt werden. Durch den verringerten Substratbedarf reduziert sich entsprechend der Flächenbedarf für den Substratanbau. Demgegenüber stehen höhere Beschaffungskosten für das BHKW, die sich allerdings schon nach kurzer Zeit amortisieren können.

In manchen Fällen kann aufgrund des derzeitigen Marktangebotes eine Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrads nur in Verbindung mit einer Steigerung der elektrischen Nennleistung erreicht werden. Hierbei ist ggf. zu berücksichtigen, dass Folgekosten hinsichtlich Netzintegration und Genehmigung auf den Anlagenbetreiber hinzukommen können, die im Einzelfall abgeklärt werden müssen.

Um die positiven Auswirkungen einer Steigerung des elektrischen Wirkungsgrads darzustellen, werden im Folgenden zwei BHKW verglichen.

Die in Tabelle 34 betrachtete Anlage verfügt über ein BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 38,5 % und einer elektrischen Nennleistung von 190 kW_{el}. Für den Fall einer BHKW-Neuanschaffung werden ein baugleiches BHKW und ein BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 40,6 % und einer Nennleistung von 220 kW_{el} betrachtet.

Tabelle 34: Auswirkungen durch Einsatz eines hocheffizienten BHKW

BHKW			alt	modern
elektrischer Wirkungsgrad		[%]	38,5	40,6
elektrische Nennleistung		[kW _{el}]	190	220
Ver- änderung	Stromerzeugung	[kW _{el} /a]	-	+ 233.000
	Substrateinsatz (Mais)	[t/a]	-	+ 350
	Flächeneinsatz	[ha]	-	+ 7
	Einnahmen	[€/a]	-	+ 29.000
THG-Minderung		[kg CO ₂ -Äq./a]	-	134.309

Die Beschaffung des 220 kW_{el}-BHKW verursacht hierbei Mehrkosten von ca. 55.000 €, jedoch kann durch die gesteigerte Anlagenleistung auch mehr elektrische Energie eingespeist werden (Tabelle 34). Der Substrateinsatz (Mais mit einem Substratertrag von 50 t/ha) steigt wegen des höheren elektrischen Wirkungsgrads um 350 t/a. Durch die genannten Veränderungen verkürzt sich die hydraulische Verweilzeit von 97 auf 91 Tage ebenfalls nur unwesentlich. Die Raumbelastung wird dementsprechend leicht von 1,5 auf 1,7 kg_{oTM}/m³ Arbeitsvolumen·d erhöht.

Unter Berücksichtigung des gesteigerten Substrateinsatzes und der höheren Investitionskosten ergibt sich eine Amortisation der erhöhten BHKW-Beschaffungskosten innerhalb von nur zwei Jahren. Über einen Zeitraum von sieben Jahren stellen sich Mehreinnahmen von 225.000 € ein, was

unter Berücksichtigung der erhöhten Investitionen einem Gewinn von ca. 165.000 € entspricht. Daneben kann durch die erhöhte Stromerzeugung, trotz höherem Substrateinsatz, eine Emissionsminderung von ca. 134 t CO₂-Äq./a erreicht werden. Dies entspricht den Emissionen, die jährlich von knapp 12 Einwohnern in Deutschland verursacht werden.

Bei einer weiteren Anlage wird ein Vergleich von zwei BHKW-Konstellationen durchgeführt, die beide die gleiche elektrische Nennleistung von 560 kW_{el} aufweisen (Tabelle 35). Variante 1 besteht aus einer Kombination von drei BHKW (je 190 kW_{el}, gedrosselt) mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 38,5 %, Variante 2 stellt eine Kombination von zwei BHKW (400 kW_{el} und 190 kW_{el}, gedrosselt) mit einem gesamten elektrischen Wirkungsgrad von 39,6 % dar.

Bei der Beschaffung der BHKW-Kombination mit 39,6 % elektrischem Wirkungsgrad ergeben sich erhöhte Investitionskosten von ca. 25.000 €, jedoch kann der Substrateinsatz (Mais, Substratertrag 50 t/ha) um ca. 274 t/a reduziert werden. Die Substrateinsparung entspricht bei einem Substratpreis (Mais) von 35 €/t einer jährlichen Substratkostenverringerung von ca. 9.500 €. Zudem sinkt der Flächeneinsatz um ca. 6 ha. Durch die genannten Veränderungen verlängert sich die hydraulische Verweilzeit von 99 auf 114 Tage. Die Raumbelastung verringert sich dementsprechend von 1,8 auf 1,5 kg_oTM/m³Arbeitsvolumen · d.

Tabelle 35: Auswirkungen unterschiedlicher BHKW-Kombinationen

BHKW Variante			1	2
elektrischer Wirkungsgrad		[%]	38,5	39,6
elektrische Nennleistung		[kW _{el}]	560	
Ver- änderung	Stromerzeugung	[kW _{el} /a]	4.828.105	
	Substrateinsatz (Mais)	[t/a]	-	- 274
	Flächeneinsatz	[ha]	-	- 6
	Einnahmen	[€/a]	-	+ 9.500
THG-Minderung		[kg CO ₂ -Äq./a]	-	9.774

Unter Berücksichtigung des verringerten Substrateinsatzes und der höheren Investitionskosten ergibt sich eine Amortisation der erhöhten BHKW-Beschaffungskosten innerhalb von 2,5 Jahren. Über einen Zeitraum von sieben Jahren stellt sich ein zusätzlicher Gewinn von ca. 47.000 € ein (Abbildung 131). Durch die verringerten Substratkosten vermindert sich zudem die Abhängigkeit von Marktpreisen, die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage wird dadurch zusätzlich gestärkt. Zusätzlich kann eine THG-Minderung von knapp 10.000 kg CO₂-Äq./a erreicht werden, was einer Fahrstrecke von rd. 54.300 km mit einem durchschnittlichen Pkw entspricht.

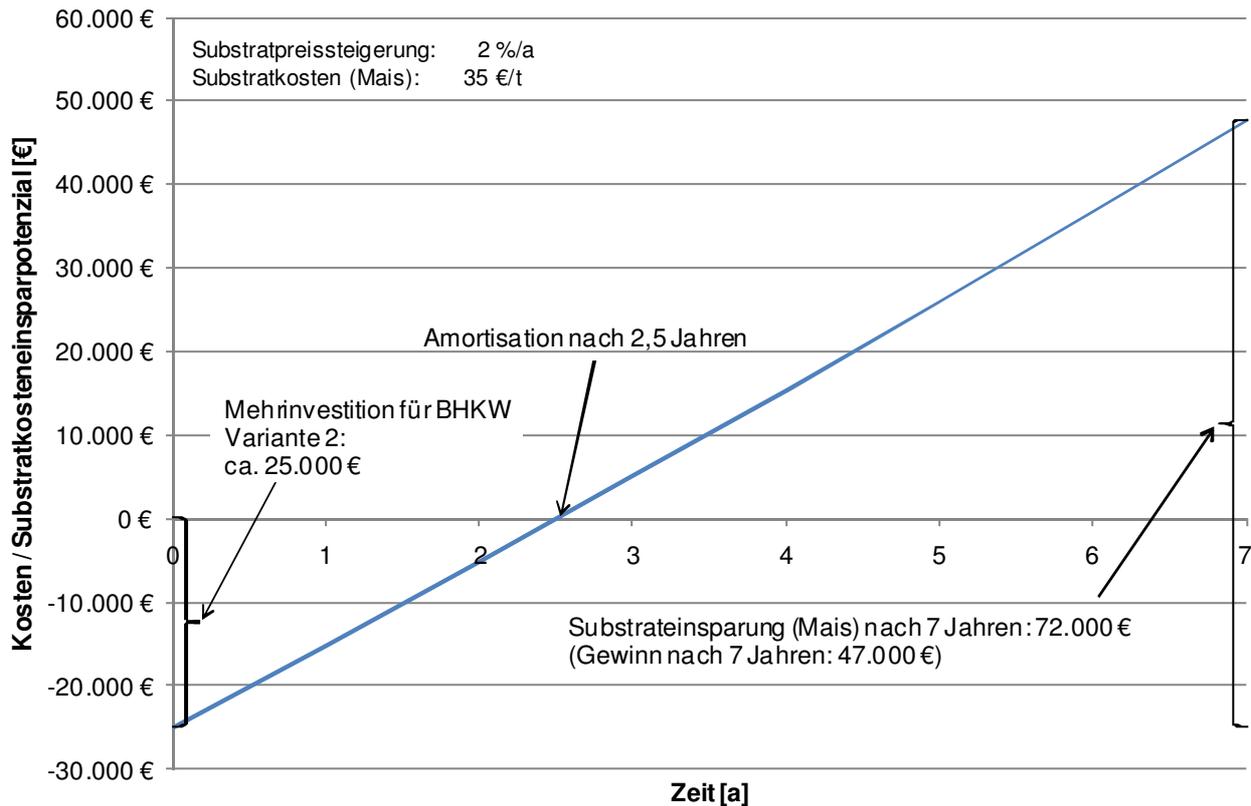


Abbildung 131: Auswirkungen unterschiedlicher BHKW-Kombinationen

5.4 Erhöhen der Substratausnutzung durch Vermeiden von Biogasleckstellen

Diffuse Methanemissionen bei Biogasanlagen bedeuten unnötige Verluste, die zudem meist einfach aufgespürt und vermieden werden können. Dies kann vom Anlagenbetreiber selbst schnell und effektiv durchgeführt werden.

Voraussetzung hierfür ist die Anschaffung eines Leckagedetektors, der auf Methangas reagiert. Die Kosten für ein solches Methanlecksuchgerät in einfacher, aber vollkommen ausreichender Ausführung bewegen sich im Bereich von 400...600 € ([Abbildung 3](#)). Auch besteht die Möglichkeit einer gemeinschaftlichen Anschaffung.

Eine Begehung zum Aufspüren von Biogasleckstellen sollte monatlich erfolgen. Bei Umbauten oder bei Verdacht auf Gasaustrittsstellen (z.B. bei Biogasgeruch) sind häufigere Begehungen empfehlenswert. Es ist zudem anzuraten, die Begehungen bei unterschiedlichen betrieblichen Zuständen durchzuführen, d.h. bei unterschiedlichen Druckzuständen im Fermenter, da bei höheren Drücken Leckagestellen auftreten können, die bei leerem Gassack nicht festzustellen sind.

Häufig anzutreffende Biogasleckstellen sind in [Tabelle 36](#) zusammengestellt.

Tabelle 36: Häufig anzutreffende Biogasleckagestellen

Biogasleckagestelle		Maßnahme
Eintragschnecke		Einbringsystem mit Presskolben und/oder Zuführung unterhalb der Flüssigkeitssäule
offener Überlauf		offene Überläufe generell vermeiden
Seildurchführung Tauchmotorrührwerk		Nachfetten an vorgesehener Stelle nach jeder Bewegung des Seils
Verankerung Rührwerk		Schrauben anziehen Montage nach Herstellerangabe (Montagefehler)
Schauglas		Gasrücktrittsicherung und Kugelhahn an vorgesehener Stelle anbringen (Montagefehler)
Gasspeicher		Abdichtung nach Herstellervorgabe
Flanschverbindung		Montage nach Herstellervorgabe (Montagefehler: Fehlen von Schrauben)
Revisionsluke		Austausch der Dichtungen

Besonders leicht und ohne großen finanziellen Aufwand sind Biogasleckstellen zu beheben, die auf Installations- oder Montagefehler zurückzuführen sind. Zu diesen zählen beispielsweise falsch montierte Schaugläser oder Flanschverbindungen. Genauso lassen sich auch

Biogasleckagestellen, die durch mangelnde Instandhaltung oder durch Alterung verschiedener Materialien, wie Dichtungen, auftreten, schnell und kostengünstig zu beheben.

Zu beachten ist, dass die Messungen zum Aufspüren von Biogasleckstellen im Ex-Bereich erfolgen, weswegen hierbei, aber insbesondere auch bei Wartungsarbeiten und Reparaturen in diesen Bereichen, entsprechende Vorsichtsmaßnahmen getroffen werden müssen.

In Abbildung 132 sind beispielhaft die eingesparten jährlichen Substratkosten für Mais dargestellt. Es zeigt sich, dass selbst bei einem Gasverlust von nur 1 % des produzierten Biogases ein großes Einsparpotenzial vorhanden ist.

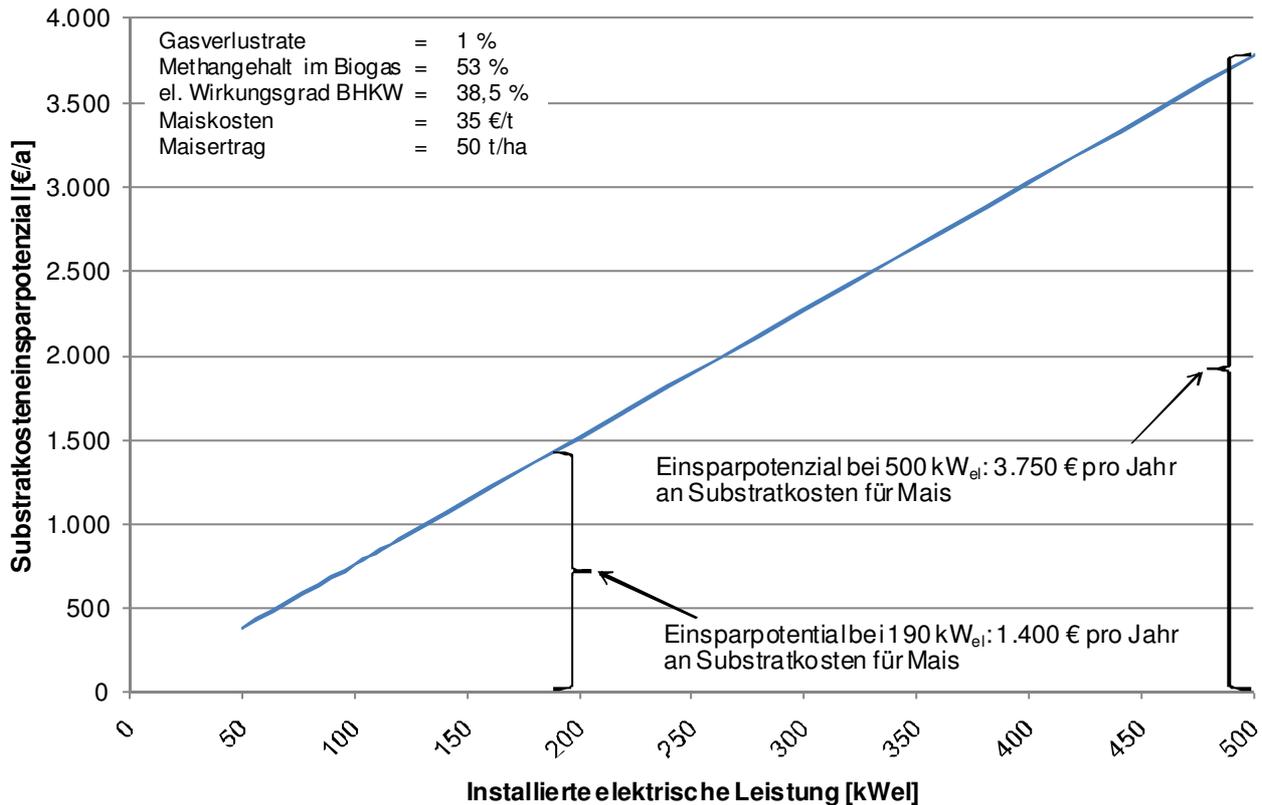


Abbildung 132: Jährliches Einsparpotenzial durch Vermeiden unnötiger Biogasleckstellen

Im Falle einer Biogasanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 190 kW_{el} lassen sich folgende jährlichen Einsparungen realisieren:

- verringerte Substratkosten (Mais): 1.400 €/a,
- verringertes Flächeneinsatz (Mais): 0,8 ha,
- verringertes Substrateinsatz (Mais): 41 t/a,
- Minderung Methanemissionen: 4.161 m³/a,
- THG-Minderung durch vermiedene Methanemissionen und Substrateinsparung: 75.917 kg CO₂-Äq./a (Emissionen durch knapp 7 Einwohner in Deutschland pro Jahr).

Bei einer Biogasanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 500 kW_{el} lassen sich folgende jährlichen Einsparungen realisieren:

- verringerte Substratkosten (Mais): 3.750 €/a,
- verringertes Flächeneinsatz (Mais): 2,1 ha,
- verringertes Substrateinsatz (Mais): 108 t/a,

- Minderung Methanemissionen: 10.950 m³/a,
- THG-Minderung: 199.785 kg CO₂-Äq./a (Emissionen durch rd. 17,5 Einwohner in Deutschland pro Jahr).

Diese beiden Beispiele zeigen, dass das Abdichten von Biogasleckagestellen effektiv zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit dient und zudem einen nicht unerheblichen Beitrag zum Klimaschutz leistet.

5.5 Emissionsminderung und Erhöhen der Substratausnutzung durch Abdecken des Endlagers

Die im Rahmen des Untersuchungsprogramms erfassten Restgaspotenziale im Endlager liegen im Bereich von 0,8...7,6 % der Methanausbeute. Die große Bandbreite resultiert im Wesentlichen aus den unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen, Betriebsweisen (v. a. Verweilzeit) und Substraten. Durch eine gasdichte Abdeckung des Endlagers kann nicht nur die dort anfallende Biogasmenge energetisch genutzt werden, sondern es verringern sich auch die klimarelevanten Emissionen deutlich.

Das Restgaspotenzial wird im sog. Batch-Versuch bestimmt. Für die Ermittlung der oben genannten Restgaspotenziale wurde das aus dem Überlauf zum Endlager entnommene Gärsubstrat in einem 40-tägigen Laborversuch bei einer Temperatur von ca. 40 °C ausgegoren. Da in der Realität meist geringere Temperaturen in einem unbeheizten abgedeckten Endlager vorherrschen, sind die genannten Restgaspotenziale als Maximal-Werte anzusehen.

5.5.1 Investitionskosten gasdichter Abdeckungen

Um einen bestehenden Betonbehälter abzudichten, müssen neben der Installation der gasdichten Speichermembrane (Abbildung 133) die Innenseiten des Behälters nachträglich beschichtet werden, um Schwefelsäurekorrosion im Gasraum zu verhindern. Eventuell vorhandene Rührwerke müssen zudem gasdicht ausgeführt werden, um die Anforderungen an den Explosionsschutz einzuhalten. Messtechnische Ausrüstung, wie z.B. die Füllstandsanzeige des Gasspeichers, und zusätzliche Sicherheitstechnik müssen nachgerüstet werden. Besonders wichtig ist die Montage einer Unter- und Überdrucksicherung.



Abbildung 133: Gasdichtes Endlager

Zur groben Abschätzung der Investitionskosten, die mit der gasdichten Abdeckung eines bestehenden Betonbehälters verbunden sind, kann für Behälterdurchmesser < 25 m mit ca. 60.000 €, für Behälterdurchmesser > 25 m mit ca. 85.000 € gerechnet werden.

5.5.2 Vermiedene Methanemissionen und Verringern des Substrateinsatzes durch ein gasdichtes Endlager

Durch die gasdichte Abdeckung des Endlagers werden Methanemissionen vermieden und durch die Nutzung der entsprechenden Biogasmenge kann, bei gleich bleibender Energieerzeugung, der Substratausnutzungsgrad erhöht werden. Der verminderte Substrateinsatz erhöht die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage.

Tabelle 37 zeigt die Auswirkungen einer gasdichten Abdeckung mit Restgasnutzung bei zwei Anlagen mit jeweils einer elektrischen Nennleistung von 500 kW_{el}. Für Anlage A wird durch die Nutzung des Restgaspotenzials (1 Prozentpunkt des Restgaspotenzials nutzbar) eine Erhöhung der Substratausnutzung um 1 Prozentpunkt erreicht, für Anlage B (3 Prozentpunkte des Restgaspotenzials nutzbar) um 3 Prozentpunkte.

Tabelle 37: Auswirkungen durch Nutzung des Restgaspotenzials

Anlage			A	B
elektrische Nennleistung		[kW _{el}]	500	500
Verbesserung Substratausnutzung		[Prozentpunkte]	1	3
Veränderungen	Substrateinsatz (Mais)	[t/a]	- 109	- 327
	Flächeneinsatz	[ha]	- 2	- 6
	Substratkosten	[€/a]	- 3.800	- 11.400
	THG-Minderung (Mais)	[kg CO ₂ -Äq./a]	- 3.888	- 11.664
	THG-Minderung (Methan)	[kg CO ₂ -Äq./a]	- 195.932	- 587.797

Ausgehend von einem Methangehalt von 53 Vol % und einem elektrischen Wirkungsgrad des BHKW von 38,5 % werden durch die gasdichte Abdeckung bei Anlage A Methanemissionen in Höhe von rd. 10.950 m³/a vermieden und bei Anlage B von rd. 32.850 m³/a. Der Substrateinsatz (Mais mit einem Substratertrag von 50 t/ha) kann bei Anlage A um 109 t/a vermindert werden, bei Anlage B um 327 t/a. Bei einem Substratpreis von 35 €/t ergibt sich die in Tabelle 37 gezeigte Substratkosteneinsparung.

Durch das Vermeiden von Methanemissionen beim Lagern der Gärreste und der mit der Nutzung des Restgaspotenzials verbundenen Substrateinsparung können bei Anlage A insgesamt rd. 199 t CO₂-Äq./a vermieden werden, was den jährlichen THG-Emissionen von rd. 18 Einwohnern in Deutschland entspricht. Bei Anlage B ergibt sich die gesamte THG-Minderung zu rd. 599 t CO₂-Äq./a. Dies entspricht den Emissionen, die pro Jahr von rd. 53 Einwohnern in Deutschland verursacht werden.

In Abbildung 134 sind die jährlichen Einsparungen dargestellt, die mit unterschiedlichen Restgaspotenzialen und entsprechend erhöhter Ausnutzung des Substrates und der damit verbundenen

Substrateinsparung (Mais) einhergehen. Die Beispiele der Anlagen A und B sind darin abgebildet. Bei bekanntem Restgaspotenzial lassen sich die erwarteten Einsparungen durch eine gasdichte Abdeckung anhand Abbildung 134 individuell bestimmen.

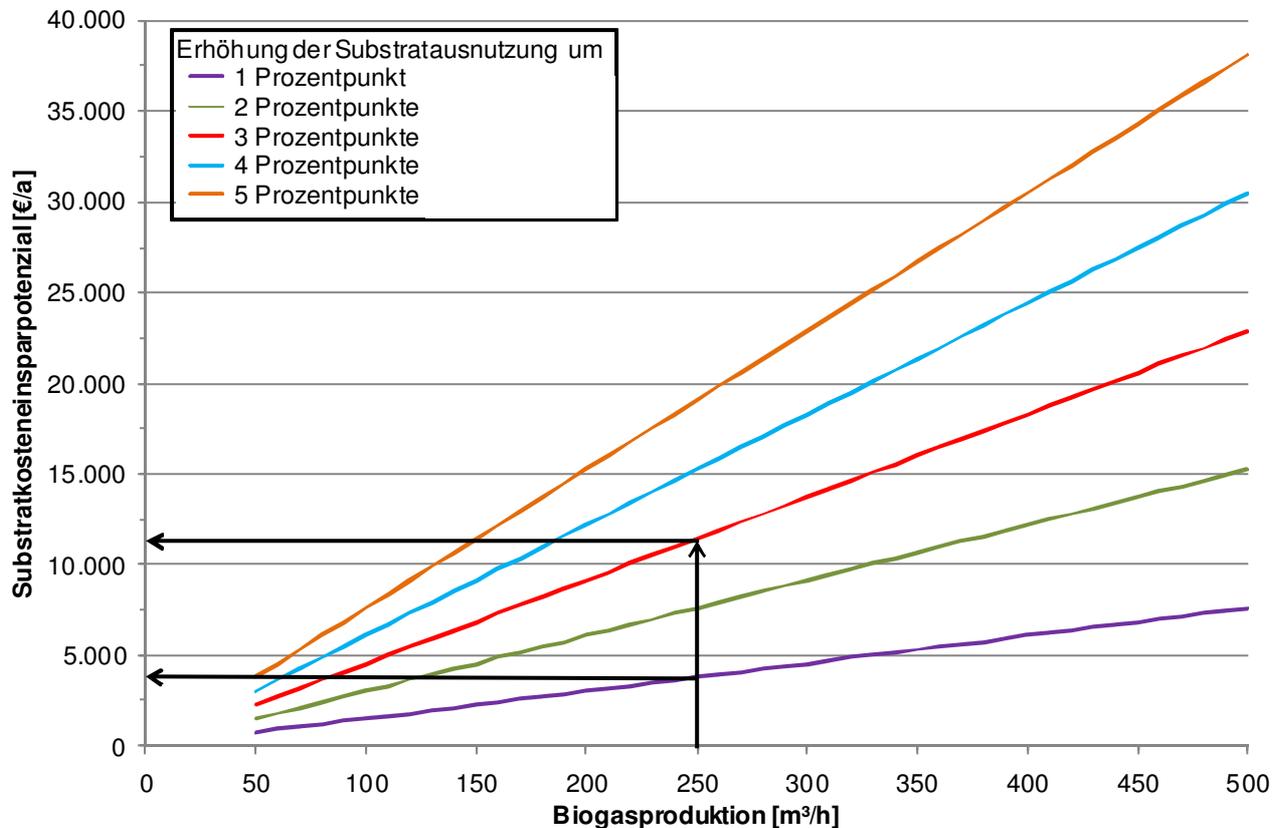


Abbildung 134: Substratkosteneinsparpotenzial durch die gasdichte Abdeckung des Endlagers

Die gasdichte Abdeckung ist auf jeden Fall mit einem Beitrag zum Klimaschutz verbunden. Die Rentabilität hängt vom jeweiligen Restgaspotenzial ab. Alternativ zu der beschriebenen Verminderung des Substrateinsatzes ist auch eine Erhöhung der Energieerzeugung denkbar, wodurch die Abdeckung sich ggf. schneller amortisieren kann. Zu beachten ist hierbei aber, dass ggf. für die höhere Stromeinspeisung Folgekosten hinsichtlich Netzintegration und Genehmigung hinzukommen können, die im Einzelfall zu klären sind.

5.6 Verringern des Eigenenergieverbrauchs bei der Entschwefelung per Lufteinblasung

Die biologische Entschwefelung im Fermenter mittels Lufteinblasung ist allgemein ein sowohl kostengünstiges als auch wartungs- und störungsames Verfahren, den Schwefelwasserstoffgehalt im Biogas zu verringern.

Bei den untersuchten Biogasanlagen wurde der spezifische Energieverbrauch für die Entschwefelung durch Lufteinblasung bestimmt. Ein Vergleich der Energiemengen, die zum Einblasen der Luft aufgewendet werden, zeigt, dass unabhängig von anlagenspezifischen Faktoren, wie eingeblasener Luftmenge oder zur Verfügung stehender Aufwuchsflächen für Schwefelbakterien, die verbrauchten Energiemengen stark schwanken. Vor allem bei kleinen Anlagen treten teilweise hohe spezifische Energieverbräuche für die Lufteinblasung auf.

Zur Berechnung des spezifischen Energieverbrauchs kann die im Folgenden dargestellte Formel verwendet werden.

$$E_{\text{spez. Entschw.}} = \frac{P_{\text{el. Entschw.}} \cdot t}{\dot{V}_{\text{Biogas}}} \left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}/\text{d}}{\text{Nm}^3/\text{h}} \right]$$

mit: $E_{\text{spez. Entschw.}}$: spezifischer Energieverbrauch Entschwefelung $\left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}/\text{d}}{\text{Nm}^3/\text{h}} \right]$

$P_{\text{el. Entschw.}}$: elektrische Nennleistung Entschwefelung [kW_{el}]

\dot{V}_{Biogas} : Biogasvolumenstrom [Nm³/h]

Realistischer Zielwert für jede Anlagengröße ist ein spezifischer Energieverbrauch für die Lufteinblasung von $\leq 0,05 \text{ (kWh}_{\text{el}}/\text{d})/(\text{Nm}^3/\text{h})$. Ursachen eines höheren Verbrauchs sind vor allem mangelhaft ausgelegte, d.h. überdimensionierte Gebläse sowie der Einsatz von Druckluftkompressoren.

5.6.1 Überdimensionierte Gasgebläse

Abbildung 67 zeigt beispielhaft ein überdimensioniertes Gasgebläse mit einer elektrischen Leistungsaufnahme von 540 W_{el}. Gut zu erkennen ist das Kugelhahnventil, das fast vollständig geschlossen ist, um den Volumenstrom auf die für die Entschwefelung benötigten ca. 70 l/min zu begrenzen. Daraus resultiert für eine Biogasanlage mit einem Biogasvolumenstrom von 85 Nm³/h ein gegenüber dem Zielwert um das Dreifache erhöhter Energieverbrauch für die Entschwefelung. Bei einem Strompreis von 0,15 €/kWh_{el} müssen somit jährlich ca. 710 € an Stromkosten für die Entschwefelung aufgewendet werden.

Energie kann eingespart werden, indem das Gebläse entweder durch ein besser dimensioniertes Aggregat ausgetauscht wird oder über eine Zeitschaltuhr getaktet wird.

Alternativ kann beispielsweise eine Linearkolbenpumpe (inkl. Rückschlagventil) eingesetzt werden, die bei einer elektrischen Leistungsaufnahme von nur 85 W_{el} den benötigten Volumenstrom liefert. Der Einsatz dieser Pumpe bedeutet für die beschriebene Anlage einen spezifischen Energieverbrauch von nur 0,024 (kWh_{el}/d)/(Nm³/h) und damit jährliche Stromkosten von nur noch 112 €. Der Einsparung von jährlich fast 600 € steht eine Investition von ca. 350 € entgegen. Daneben kann durch die Stromeinsparung (Strommix Deutschland 630 g CO₂-Äq./kWh) eine Emissionsminderung von gut 2.500 kg CO₂-Äq./a erreicht werden, was gleichbedeutend mit einer Fahrstrecke von rd. 14.000 km mit einem durchschnittlichen PKW ist.

Überdimensionierte Entschwefelungsgebläse sind ein gutes Beispiel dafür, wie schnell mangelhaft ausgelegte bzw. geregelte, elektrische Verbraucher zu unnötigen, nicht zu vernachlässigenden, Energiekosten führen. Diese Erkenntnis lässt sich auch auf andere Aggregate übertragen.

5.6.2 Lufteinblasung mittels Druckluftkompressor

Häufig erfolgt die Lufteinblasung durch einen Druckluftkompressor. Dies erscheint auf den ersten Blick sinnvoll, da ein solcher auch für den Betrieb pneumatischer Armaturen von Pumpstationen benötigt wird. Druckluftkompressoren erzeugen jedoch für die Lufteinblasung in den Fermenter zu hohe Drücke, die für die Entschwefelung gedrosselt werden müssen. Wie hoch die unnötig aufgebrauchte Energie durch den Einsatz eines Druckluftkompressors zur Entschwefelung für die Druckluftherzeugung ist, zeigt folgendes Beispiel.

Um einen Biogasvolumenstrom von 115 Nm³/h biologisch zu entschwefeln, werden über einen Druckluftkompressor 90 l/min Luft in die Fermenter der Biogasanlage eingeblasen. Wie Abbildung 135 und Abbildung 136 zeigen, werden ca. 2/3 der Druckluft für die Entschwefelung genutzt. Insgesamt werden für die Lufteinblasung täglich 14 kWh_{el} benötigt, woraus sich ein spezifischer Energieaufwand der Entschwefelung von 0,12 (kWh_{el}/d)/(Nm³/h) ergibt. Bei einem Strompreis von 0,15 €/kWh_{el} bedeutet dies 767 € an jährlichen Stromkosten.

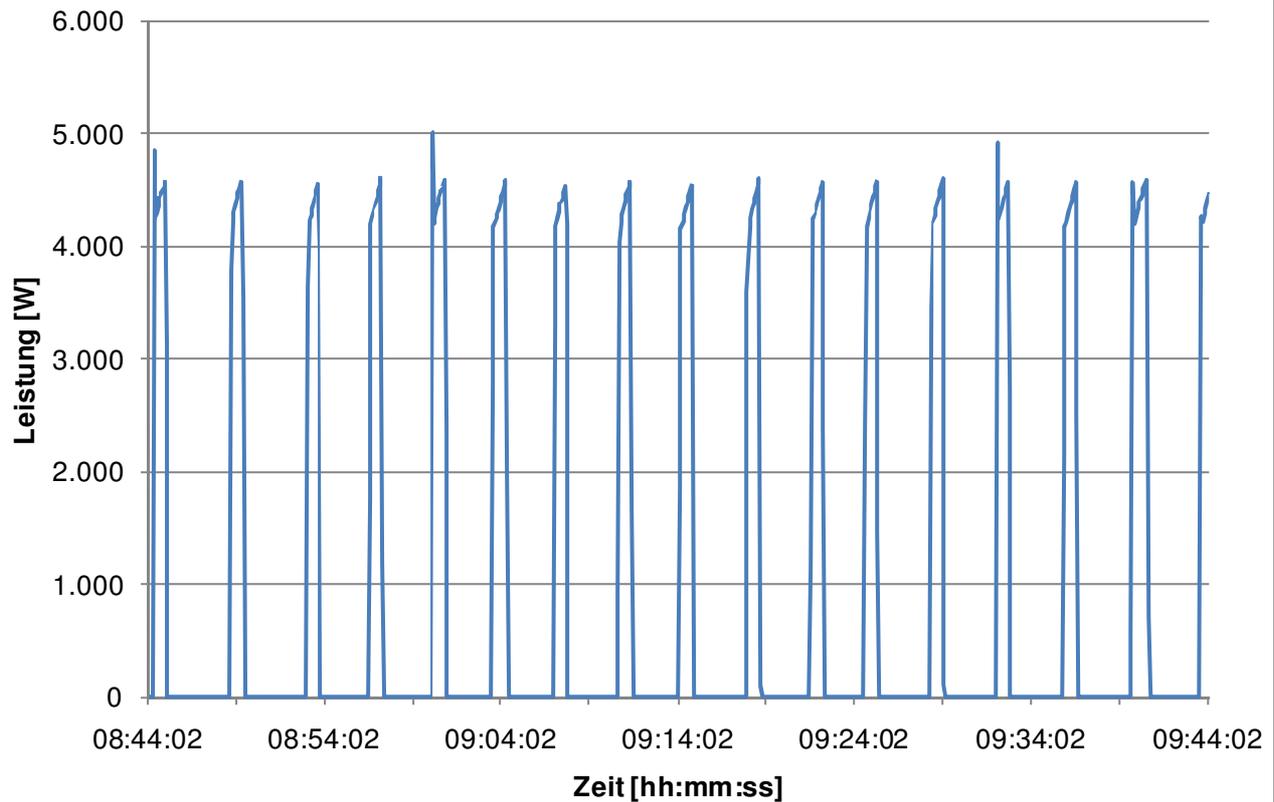


Abbildung 135: Leistungsaufnahme des Druckluftkompressors beim Betrieb der Entschwefelung und der Pumpstation

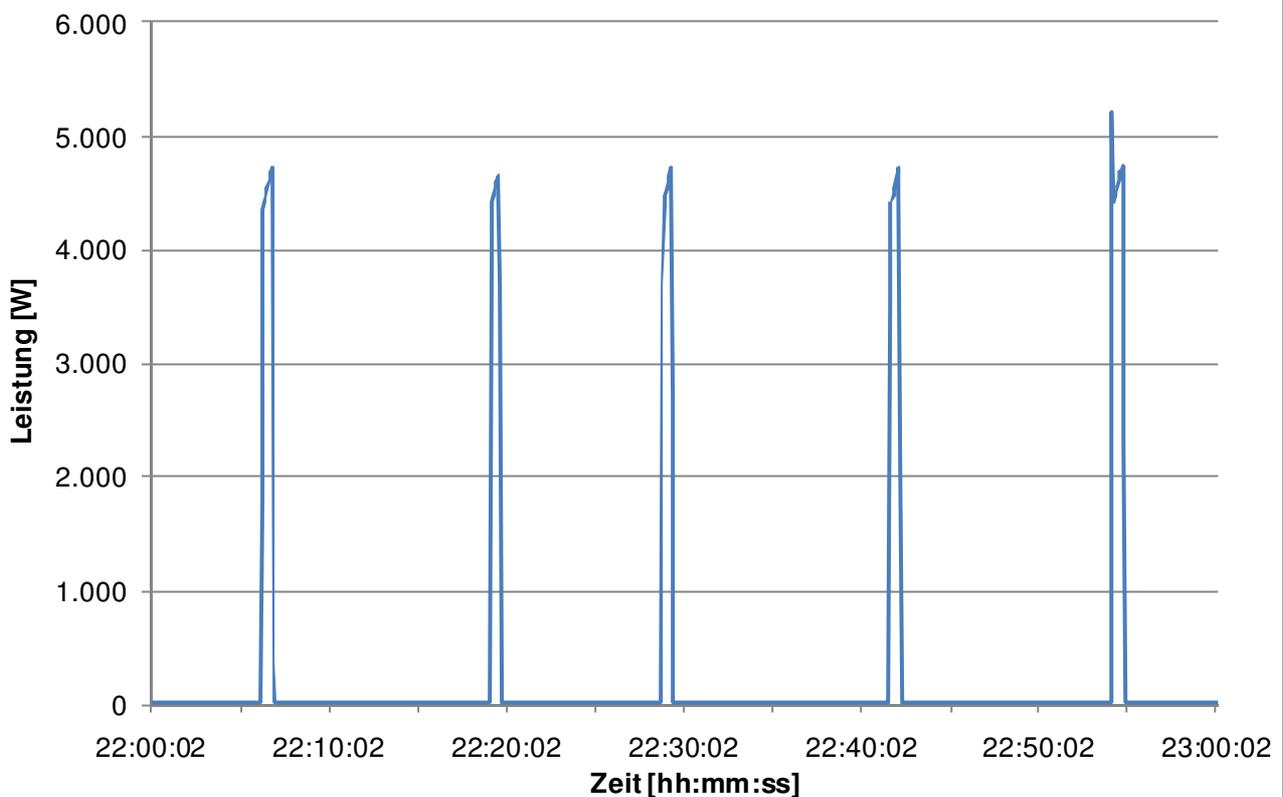


Abbildung 136: Leistungsaufnahme des Druckluftkompressors ohne Entschwefelung

Wird an der betrachteten Anlage dagegen eine Linearkolbenpumpe (inkl. Rückschlagventil) mit einer elektrischen Leistungsaufnahme von 95 kW_{el} (Investitionskosten ca. 350...400 €) zur Lufteinblasung eingesetzt, beträgt der spezifische Energieaufwand nur noch $0,02 \text{ (kWh}_{el}/\text{d})/(\text{Nm}^3/\text{h})$. Die Stromkosten betragen in diesem Fall lediglich 125 €/a, was einer jährlichen Einsparung von 642 € entspricht. Zudem kann hier durch die Stromeinsparung eine Emissionsminderung von knapp 2.700 kg $\text{CO}_2\text{-Äq.}/\text{a}$ erreicht werden, was gleichbedeutend mit einer Fahrstrecke von rd. 15.000 km mit einem durchschnittlichen PKW ist.

5.7 Verringern des Eigenenergieverbrauchs bei der Feststoffeinbringung

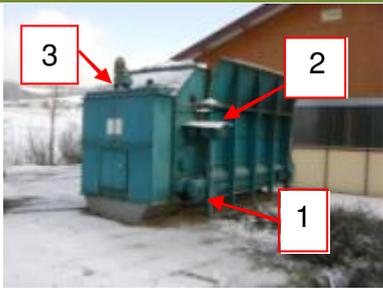
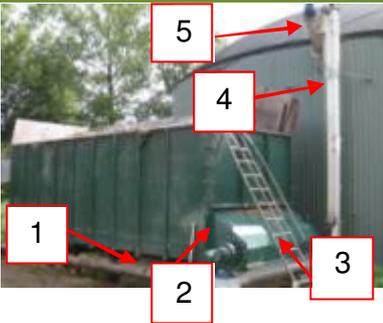
Zur Einbringung von festen Substraten auf Biogasanlagen werden zahlreiche unterschiedliche Verfahren verwendet. Dazu zählen beispielsweise:

- Eintragschnecken,
- Eintragkolben,
- Anmischen (Flüssig-Substrateinbringung).

Aufgrund der unterschiedlichen Systemkonfigurationen schwankt der Stromverbrauch der verschiedenen Feststoffeinbringsysteme stark. Unterschiedliche Stromverbräuche resultieren vor allem aus der Anzahl der verwendeten Aggregate, die zum Einen durch die Platzierung des Einbringsystems und zum Anderen durch die einzubringende Substratmenge bedingt sind.

Tabelle 38 zeigt zwei Varianten der Platzierung einer Feststoffeinbringung mittels Eintragschnecke, die jeweils dafür notwendigen Aggregate sowie die durchschnittlichen, im Rahmen der Anlagenuntersuchung erfassten spezifischen Stromverbräuche vergleichbarer Einbringungen.

Tabelle 38: Vergleich der Platzierung verschiedener Substrateinbringsysteme mit ihrem spezifischen Stromverbrauch

Feststoffeinbringung auf Betondecke; Variante 1	Feststoffeinbringung neben Fermenter; Variante 2
	
1: Kratzboden 2: Fräser 3: Eintragschnecke	1: Schubboden 2: Querschnecke 3: Unterbauschnecke 4: Steiltransportschnecke 5: Eintragschnecke
durchschnittlicher spezifischer Stromverbrauch	
$1,2 \text{ kWh}_{el}/t_{FM}$	$3,1 \text{ kWh}_{el}/t_{FM}$

Variante 1 steht beispielhaft für eine auf der Betondecke des Fermenters platzierte Feststoffeinbringung. Durch nur drei verbaute Aggregate ist der Energiebedarf relativ niedrig. Voraussetzung für diese Systemkonfiguration ist ein Fermenter mit befahrbarer Betondecke, die aus bautechnischen Gründen nur bis zu einem Durchmesser von 22 m zu realisieren ist. Weiterhin ist zu beach-

ten, dass der Fermenter für diese Variante weitgehend im Erdboden versenkt werden muss, um die Befahrbarkeit zu erleichtern.

Variante 2 steht dagegen beispielhaft für eine neben dem Fermenter platzierte Feststoffeinbringung. Zusätzlich wird hier ein Fördersystem für den Substrattransport zur Eintragschnecke benötigt, wodurch die Anzahl der für die Einbringung notwendigen Aggregate höher wird. Dementsprechend ist der Energiebedarf höher als bei Variante 1. Bei der Entscheidung für diese Systemkonfiguration ist zu berücksichtigen, dass durch den höheren Transportaufwand ein erhöhter Wartungsaufwand zu erwarten ist. Positiv ist festzustellen, dass verringerte Kosten für Erdarbeiten beim Behälterbau auftreten, da der Behälter freistehend ausgeführt werden kann. Durch den Verzicht auf eine befahrbare Betondecke kann zudem auf eine kostengünstigere Abdeckung zurückgegriffen werden, und der Behälterdurchmesser kann im Vergleich zu Variante 1 größer gewählt werden.

Um den Energiebedarf möglichst gering zu halten, ist bei der Auswahl des Feststoffeinbringensystems darauf zu achten, dass eine möglichst geringe Anzahl von Aggregaten benötigt wird. Grundsätzlich ist bei Biogasanlagen im unteren Leistungsbereich ($< 500 \text{ kW}_{\text{el}}$) eine auf dem Fermenter platzierte Feststoffeinbringung zu wählen, wohingegen bei Biogasanlagen mit höherer elektrischer Nennleistung ($> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$) Feststoffeinbringensysteme neben den Behältern mit zusätzlichen Förderanlagen zu empfehlen sind.

Stromverbrauch der Substrateinbringung

Zur Darstellung der bei der Einbringung der Feststoffe anfallenden Stromkosten sind in [Tabelle 39](#) zwei untersuchte Anlagen mit vergleichbarer täglicher Zufuhr fester Substrate gegenübergestellt. Die Stromkosten werden mit einem Strompreis von $0,15 \text{ €/kWh}_{\text{el}}$ berechnet.

Tabelle 39: Kostenvergleich und THG-Emissionen für unterschiedliche Einbringungsvarianten

Anlage		A	B
elektrische Nennleistung	$[\text{kW}_{\text{el}}]$	380	500
Substrateinbringung		Variante 1	Variante 2
Zufuhr fester Substrate	$[\text{t/d}]$	25	26
spez. Stromverbrauch	$[\text{kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{FM}}]$	0,4	4,2
Laufzeit Fütterung	$[\text{h/d}]$	0,6	3,7
Stromverbrauch	$[\text{kWh}_{\text{el}}/\text{a}]$	3.650	39.858
Stromkosten Befüllung	$[\text{€/a}]$	548	5.980
THG-Emissionen	$[\text{kg CO}_2\text{-Äq.}/\text{a}]$	2.300	25.114

Demnach liegen bei Anlage A (Feststoffeinbringung auf Betondecke) die jährlichen Stromkosten für die Einbringung fester Substrate um über 5.000 € niedriger als bei Anlage B (Feststoffeinbringung neben Fermenter). Der deutlich geringere Stromverbrauch bedeutet gleichzeitig verminderte Treibhausgasemissionen (Strommix Deutschland $630 \text{ g CO}_2\text{-Äq.}/\text{kWh}$). Somit können bei Anlage A

gegenüber Anlage B rd. 22.800 kg CO₂-Äq./a eingespart werden, was etwa den durch zwei Einwohner in Deutschland jährlich verursachten THG-Emissionen entspricht.

Grundsätzlich gilt: Je mehr feste Substrate in der Biogasanlage eingesetzt werden, desto wichtiger ist es, auf ein energieverbrauchsarmes Einbringsystem zu achten.

5.8 Erhöhen der Wärmenutzung durch strukturierte Vorgehensweise bei der Planung

BHKW sind Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen, d.h. neben Strom wird automatisch auch Wärme erzeugt. Die Nutzung dieser Wärme bietet ein hohes Potenzial, die Wirtschaftlichkeit und die Ökologie einer Biogasanlage zu verbessern. Oft beschränkt sich aber die Wärmenutzung auf die Beheizung der Fermenter und die Wärmeversorgung von unmittelbar an der Anlage befindlichen Wohnhäusern und Wirtschaftsgebäuden, so dass große Wärmemengen ungenutzt bleiben.

Ein hoher Wärmenutzungsgrad bedeutet aus ökologischer Sicht eine maximale Ausnutzung der eingesetzten Substrate und damit der für den Anbau der NawaRo genutzten Flächen. Zudem werden durch die Nutzung der Biogas-Wärme direkt fossile Energieträger eingespart und die Klimabilanz der Biogas-Nutzung verbessert.

Weiterhin muss es auch, vor allem in Anbetracht zukünftig weiter steigender Substratpreise, im wirtschaftlichen Interesse eines jeden Anlagenbetreibers sein, sich möglichst viele Einnahmequellen zu erschließen. Die Wärmenutzung bietet hier, neben der höheren Stromvergütung nach EEG (KWK-Bonus), durch den direkten Wärmeverkauf eine EEG-unabhängige, frei verhandelbare Einnahmequelle.

Ursache der eingeschränkten Wärmenutzung sind hauptsächlich die meist ländlichen, exponierten Standorte der Biogasanlagen, wodurch eine Wärmenutzung in dicht bebauten Siedlungen oder in industriellen Anwendungen mit hohen Investitionen und damit mit einem hohen wirtschaftlichen Risiko verbunden ist.

5.8.1 Kraft-Wärme-Kopplung bei Biogasanlagen

Hauptkomponenten eines Blockheizkraftwerks sind Verbrennungsmotor, Generator und Wärmetauscher zur Auskopplung der Wärmeenergie. Abbildung 137 zeigt einen Wärmetauscher zur Auskopplung der im BHKW entstandenen Wärme.

Wärme kann bei Biogas-BHKW dem Motorkühlwasserkreislauf, dem Abgasstrom sowie der Ladeluftkühlung entnommen werden. Die Kühlwassertemperaturen der Motor- und Ladeluftkühlung liegen bei etwa 80...90 °C. Zum Auskoppeln der Wärme werden meist Plattenwärmetauscher eingesetzt. Wärme aus dem 400...600 °C heißen Abgasstrom wird vorwiegend mittels Rohrbündelwärmetauschern aus Edelstahl ausgekoppelt. Durch die hohe Temperatur des Abgasstroms kann hier Wärme auf einem deutlich höheren Temperaturniveau und so Heißwasser über 90 °C und selbst Dampf für Prozesszwecke ausgekoppelt werden.

Der thermische Wirkungsgrad eines Biogas-BHKW ist etwas höher als der elektrische und liegt bei 41...45 %, wobei abhängig vom jeweiligen BHKW ca. 40...45 % der Wärme dem „heißen“ Abgasstrom entnommen werden kann.



Abbildung 137: Wärmetauscher zur Auskopplung der Wärme für Heizzwecke

Da Biogas-BHKW üblicherweise stromgeführt betrieben werden, steht entsprechend während des ganzen Jahres nahezu gleichmäßig viel Wärme zur Verfügung. Zu beachten ist selbstverständlich, dass besonders in den Wintermonaten ein nicht unerheblicher Anteil der erzeugten Wärme für die Fermenterbeheizung erforderlich ist.

5.8.2 Erschließen zusätzlicher Wärmeabnehmer

Die gängigste Form, weitere Wärmenutzer zu erschließen, ist die Wärmeverteilung über Nahwärmenetze. In wärmegeprägten Leitungen wird hierbei die Wärme über den Wärmeträger Wasser zu den Wärmeabnehmern geleitet. Aufgrund der stromgeführten Betriebsweise der Biogas-BHKW sind Wärmeabnehmer mit einem, über das Jahr gesehenen, gleichmäßig hohen Wärmebedarf, wie Schwimmbäder, Industriebetriebe der verarbeitenden Industrie und Gebäude mit Klimatisierungs- bzw. Kältebedarf, besonders attraktiv. Auch Wohngebiete mit dichter Bebauung und älterer Bausubstanz sowie mehrgeschossige Wohnbauten sind interessante Wärmeabnehmer.

Ist die Wirtschaftlichkeit von Wärmeleitungen aufgrund der Länge der Trasse geschuldeten Wärme- und Druckverlusten nicht gegeben, besteht zur Steigerung des Gesamtnutzungsgrades die alternative Möglichkeit, Biogas ohne Wärmeverluste direkt über eine Biogasleitung zu den potenziellen Abnehmern zu transportieren.

Entsprechende Projekte zur Erschließung zusätzlicher Wärmeabnehmer sind mit einem hohen technischen und wirtschaftlichen Risiko verbunden. So müssen beispielsweise Wärmebedarf (vgl. [Abbildung 138](#)) und Spitzenlasten der Abnehmer ganzjährig zu jedem Zeitpunkt abgedeckt werden. Auch muss die vom Verbraucher geforderte Vorlauftemperatur durch die entsprechende Auslegung der Wärmetauscher am BHKW sichergestellt sein.

Aber auch wegen des hohen wirtschaftlichen Risikos, bedingt durch die hohe Investition in die notwendige Infrastruktur, wird empfohlen, unbedingt erfahrene Planungsbüros in die Konzeptionierung und Projektierung eines solchen Vorhabens mit einzubeziehen.

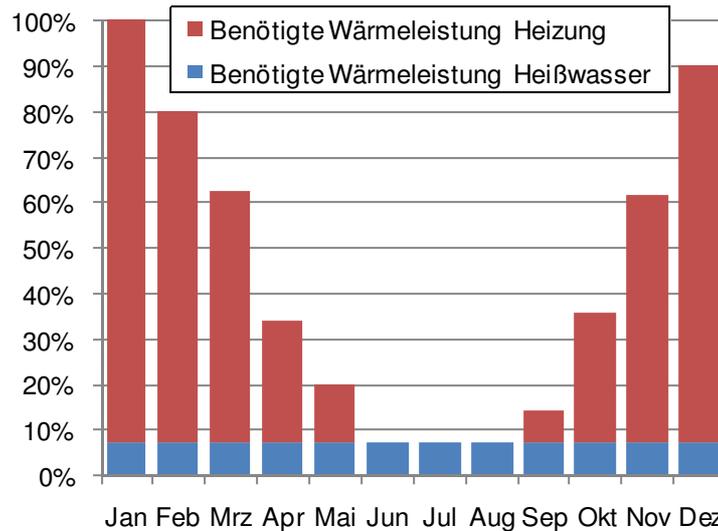


Abbildung 138: Typischer Verlauf des Wärmeleistungsbedarfs im Geschößwohnbau

In [Abbildung 139](#) ist dargestellt, welche Punkte ein erstes Grobkonzept zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit beinhalten muss.

Eine weitere Option, den Gesamtnutzungsgrad zu steigern, ist die Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität und Einspeisung in das Erdgasnetz. Durch den hohen Aufbereitungsaufwand sowie die hohen Aufbereitungskosten lässt sich die Biogasaufbereitung allerdings erst ab Anlagen mit einer Gasleistung über 500 Nm³/h Rohgas (ca. 1 MW_{el}) (Urban 2009) wirtschaftlich darstellen.

Um die Wirtschaftlichkeit ökologisch sinnvoller Wärmenutzungskonzepte zu gewährleisten, werden z.B. im Rahmen des KfW-Programms „Erneuerbare Energien“ (Programmteil Premium) unter anderem Nahwärmenetze, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden, Biogasleitungen für nicht aufbereitetes Biogas und Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität mit beträchtlichen Tilgungszuschüssen gefördert.

Grundsätzlich stellt die Wärmenutzung bei Biogasanlagen einen wichtigen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit und Ökologie dar. Aufgrund begrenzter Verbesserungsmöglichkeiten hinsichtlich der Wärmenutzung bei bestehenden Anlagen ist es deshalb unabdingbar, eine vollständige Wärmenutzung bereits bei der Planung und Standortwahl anzustreben.

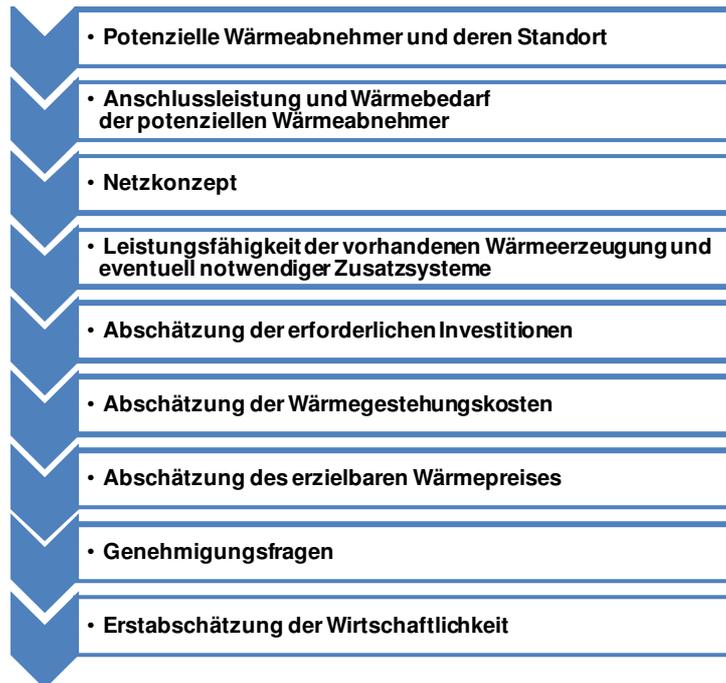


Abbildung 139: Inhalte eines Grobkonzepts zur Erschließung von Wärmeabnehmern

5.9 Erhöhen der Wärmenutzung durch Nachrüsten von Wärmemengenzählern

Einige der untersuchten Biogasanlagen, die vor 2004 in Betrieb gegangen sind, nutzen zwar ihre Abwärme, erfassen dies jedoch nicht durch einen Wärmemengenzähler und verzichten damit auf einen attraktiven EEG-Vergütungsbestandteil, den KWK-Bonus.

Um eine Vergütung gemäß dem KWK-Bonus zu erreichen, ist es notwendig, die genutzte Wärme aufzuzeichnen. Wärmemengenzähler bestehen aus einem Durchflusszähler und zwei Temperaturfühlern, die jeweils im Vor- und Rücklauf des betreffenden Kreises eingebaut werden (Abbildung 140). Um letztlich den KWK-Bonus geltend machen zu können, müssen die Wärmemengenzähler geeicht sein.



Abbildung 140: Wärmemengenzähler (Wärmemengenzähler 2010)

Der Kaufpreis von Wärmemengenzählern (Durchflusszähler, Temperaturfühler, Eichgebühren, Zubehör) mit unterschiedlichem Nenndurchfluss bewegt sich im Bereich von 300...1.300 € (vgl. Tabelle 40). Die Einbaukosten liegen bei 300...400 € pro Wärmemengenzähler.

Tabelle 40: Kaufpreis von Wärmemengenzählern unterschiedlicher Nenndurchflüsse

Nenndurchfluss	Netto-Preis
[m ³ /h]	[€]
3,5	300...380
6	300...380
10	450...500
15	750...850
25	800...900
40	850...950
60	1.000...1200
100	1.100...1.300

Um den KWK-Bonus beim Energieversorger beantragen zu können, ist ein Umweltgutachten notwendig. Die Kosten hierfür betragen 800...1.300 €. Meist unterschreiten die Kosten für das Nachrüsten der Wärmemengenzähler bei Weitem die erzielbaren Einnahmen durch den KWK-Bonus. Bezüglich der Beantragung und der Vergütung anhand des KWK-Bonus sind folgende Unterscheidungen zu beachten:

- Biogasanlagen, die nach dem 01.01.2009 in Betrieb genommen wurden, müssen die Anforderungen des EEG 2009 erfüllen und erhalten einen KWK-Bonus von 3 ct/kWh. Diese Anforderungen können in Anlage 3 des EEG 2009 eingesehen werden (EEG 2009). Dort ist auch die Positiv- und Negativliste der Wärmenutzungsverfahren zu finden.
- Für Biogasanlagen, die vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen worden sind, erhöht sich die Vergütung bei Einhaltung der Anforderungen nach Anlage 3, EEG 2009 auf 3 ct/kWh, ansonsten gelten weiterhin die Förderregeln nach EEG 2004 (Vergütung von 2 ct/kWh). Voraussetzung hierfür ist aber der Nachweis, dass die Wärmenutzung bereits vor dem 01.01.2009 in Betrieb war.

Die nachträgliche Beantragung des KWK-Bonus bei einer im Rahmen des Vorhabens untersuchten Anlage kann als gutes Beispiel dafür genutzt werden, um die geringen Investitionskosten und den großen Effekt durch höhere Einnahmen darzustellen. Die beispielhafte Biogasanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 100 kW_{el} ist seit 2001 in Betrieb, versorgt 3 Wohnhäuser mit Wärme und verfügt zudem bereits über einen Wärmemengenzähler. Lediglich die Begutachtung durch einen Umweltgutachter und die Beantragung des KWK-Bonus wurde nicht durchgeführt. Abbildung 141 zeigt, dass sich die Investition in ein entsprechendes Umweltgutachten bereits nach weniger als sechs Monaten amortisiert. Es ergeben sich bereits im 1. Jahr zusätzliche Erlöse in Höhe von 3.100 € und damit ein zusätzlicher Gewinn von 1.800 €.

Überwachung des Prozesswärmeverbrauchs

Um die Prozessüberwachung von Biogasanlagen zu verbessern, ist es zudem empfehlenswert, den Prozesswärmeverbrauch zu messen, wozu lediglich der Einbau eines Wärmemengenzählers notwendig ist. Dadurch kann die für die Aufrechterhaltung des biologischen Prozesses notwendige Wärme erfasst und eine Aussage darüber getroffen werden, wie groß die zusätzlich verfügbare Wärmemenge ist.

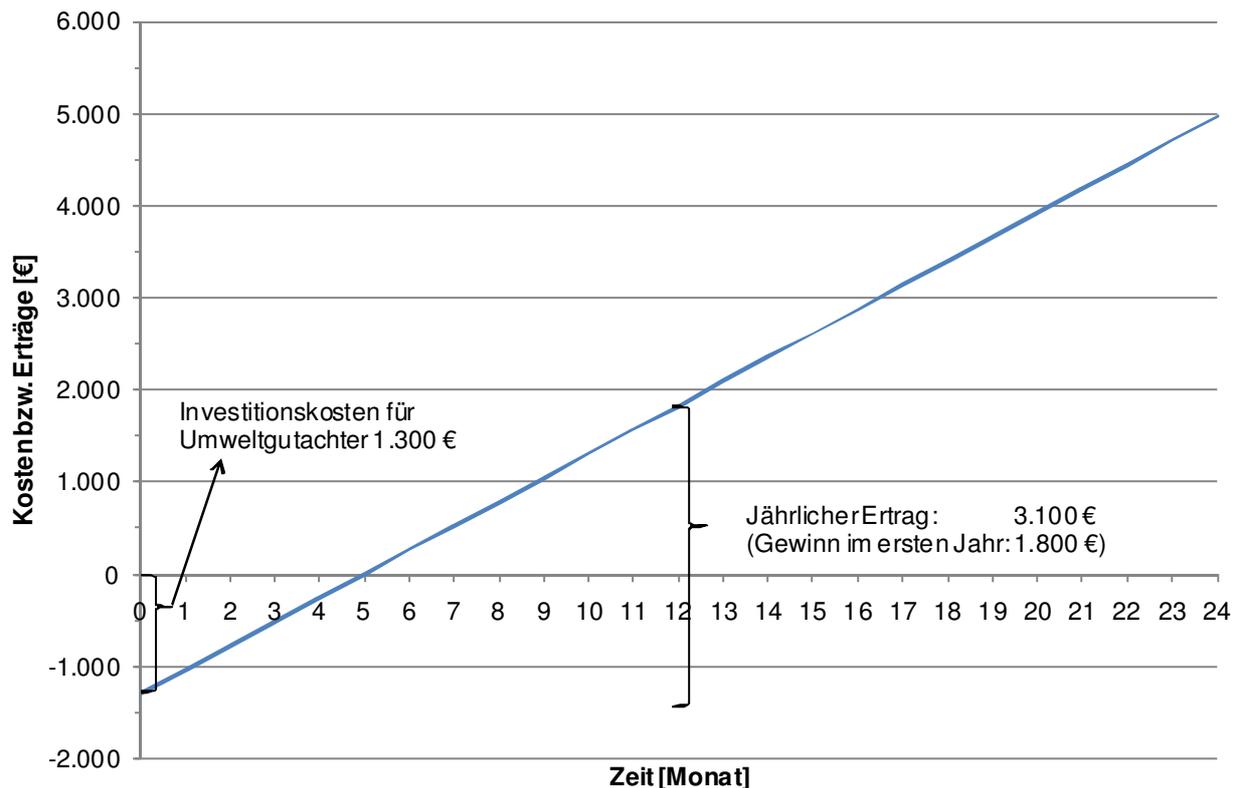


Abbildung 141: Kosten und Erträge durch Nutzen des KWK-Bonus bei einer beispielhaften Biogasanlage

5.10 Erhöhen des Auslastungsgrads des Blockheizkraftwerks

Um die für die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage nötigen Einnahmen zu erzielen, muss die bei der Planung der Anlage ermittelte Stromerzeugung, d.h. eine möglichst hohe BHKW-Auslastung, unbedingt erreicht werden.

Eine hohe BHKW-Auslastung wird nur durch einen weitestgehend störungsfreien Anlagenbetrieb erreicht. Grundlage hierfür ist die konsequente Einhaltung von Wartungsplänen sowie eine präzise Anlagenüberwachung durch den Anlagenbetreiber (Abbildung 142).



Abbildung 142: Einflussfaktoren auf die BHKW-Auslastung

Eine hohe BHKW-Auslastung wird durch folgende Einzelmaßnahmen erreicht:

- Konsequente regelmäßige Wartung nach Wartungsplan (siehe Tabelle 42)
- Ersatzteilverhaltung von kritischen Komponenten wie Einbringung, Rührwerke, Pumpen und BHKW
- Anlagenüberwachung durch messtechnische Mindestausstattung bzw. Untersuchungen durch Labore:
 - Substratannahme (Gewicht des Substrats)
 - Fermenter (Temperatur, pH-Wert, Füllstand Fermenter, FOS/TAC-Wert, Organische Säuren)
 - Biogas (Gaszusammensetzung, Füllstand Gasbehälter, Gasmenge, Schwefelwasserstoffgehalt)
 - BHKW (Laufzeit, elektrische Leistung, thermische Leistung, Ölanalysen)
- Regelmäßige Dokumentation aller Anlagendaten, um Veränderungen frühzeitig zu erkennen, d. h. Führen eines aussagefähigen Betriebstagebuchs

Die Verbesserung der Rendite durch eine erhöhte BHKW-Auslastung kann nicht allgemein quantifiziert werden, da mit der Einhaltung der genannten Punkte gleichzeitig eine Verbesserung des Substratausnutzungsgrads einhergeht, wodurch anlagenspezifisch mehr oder weniger Substrat zusätzlich eingebracht werden muss. Aufgrund der komplexen Zusammenhänge lassen sich auch Auswirkungen hinsichtlich Treibhausgasemissionen nicht eindeutig berechnen.

Nachfolgend wird dennoch beispielhaft an zwei Anlagen gezeigt, wie hoch die Mehreinnahmen durch eine verbesserte BHKW-Auslastung sein können (siehe Tabelle 41). Bei Anlage A (175 kW_{el} elektrische Nennleistung, bisherige elektrische Auslastung: 93 %) bedeutet eine realistische Verbesserung der Auslastung auf 97 % jährliche Mehreinnahmen durch den Stromverkauf von ca. 10.000 €. Für Anlage B (320 kW_{el} elektrische Nennleistung, bisherige BHKW-Auslastung 80 %) bedeutet eine Verbesserung der Auslastung auf 97 % sogar jährliche Mehreinnahmen von knapp 86.000 €.

Tabelle 41: Mehreinnahmen durch Erhöhung der BHKW-Auslastung

Anlage			A	B
elektrische Nennleistung		[kW _{el}]	175	320
aktuelle Auslastung		[%]	93	80
Einnahmen durch Stromvergütung	bei aktueller Auslastung	[€/a]	321.800	433.400
	bei 97 % Auslastung	[€/a]	331.800	519.200
Mehreinnahmen durch verbesserte Auslastung		[€/a]*	10.000	85.800

* zusätzlich evtl. Wärmeverkauf und KWK-Bonus

Eine Auslastung der Stromerzeugung von über 98 % ist allerdings als kritisch zu betrachten, da diese evtl. durch eine hohe Gasvorhaltung mit einem damit verbundenen, hohen Gasüberschuss „erkaufte“ werden muss. Hier besteht ein erhöhtes Risiko eines vermehrten Ansprechens der Über-

druckventile, wodurch Methan in die Atmosphäre entweicht, was aus Klimaschutzsicht unbedingt zu vermeiden ist.

Tabelle 42: Checkliste zur Überwachung des Biogasanlagenbetriebs (Weiland et al. 2009)

Intervall	Aufgabe
täglich	<ul style="list-style-type: none"> • BHKW-Leistung, Stromproduktion und Betriebsstunden des Motors erfassen • Gaszählerstand erfassen, Gasqualität und Gasdruck kontrollieren • Zündölverbrauch (bei Bedarf), Motorölstand, Öltemperatur kontrollieren • Gärprozesstemperatur überwachen • Wasserdruck in der Heizungsanlage überprüfen • Gärprozessparameter und pH-Wert kontrollieren • Entschwefelungsanlage und Luftdosierpumpen auf Funktion überprüfen • Entschwefelungsleistung und Luftenblasemenge kontrollieren (max. 6 % Vol.) • Rührintervallsteuerung überprüfen (Sink- und Schwimmschichtenbildung?) • Behälterfüllstände kontrollieren • Ggf. Stromverbräuche dokumentieren
wöchentlich	<ul style="list-style-type: none"> • Alle Schieber betätigen • Füllstände der Sperrflüssigkeiten in Überdruck-Unterdrucksicherungen und Kondensatabscheidern überprüfen, ggf. bei Frostgefahr Frostschutzmittel überprüfen (entsprechend Witterung auch täglich erforderlich) • Überläufe auf Sedimente hin kontrollieren • Gasregelstrecke auf Funktion überprüfen (Gasmagnetventil/Gasabsperrentil) • Kabelleitungen auf Schäden untersuchen • Lagerplatten und Fahrsilos auf Dichtheit kontrollieren • Getriebe auf Funktion testen • Schmutzempfindliche Bauteile reinigen
monatlich	<ul style="list-style-type: none"> • Evtl. Ölablagerungen am BHKW entfernen und Ölauffangwanne säubern • Gasführende Anlagenbauteile auf Beschädigung, Dichtigkeit und Korrosion untersuchen sowie mit Hilfe des Leckagedetektors auf Leckagen überwachen
halbjährlich	<ul style="list-style-type: none"> • Be- und Entlüftung im Maschinenraum des BHKW überprüfen • Elektrische Anlagen auf Beschädigungen untersuchen • Gassensoren und Brandmelder auf Funktion überprüfen
jährlich	<ul style="list-style-type: none"> • Gassensoren mit geeignetem Prüfgas kalibrieren

6 Fazit und Ausblick

Durch die umfangreiche und intensive Untersuchung und Analyse von je 10 Biogasanlagen in Bayern und Nordrhein-Westfalen konnte eine umfassende Datenbasis erarbeitet werden, die es Biogasanlagenbetreibern ermöglicht, sich untereinander zu vergleichen und damit Schwachstellen und Verbesserungspotenziale an deren eigenen Anlagen zu identifizieren und abzuleiten.

Die Ergebnisse des Vorhabens zeigen, dass große Unterschiede bzgl. der Ausführungsqualität und Anlagenkonfigurationen in Bayern und Nordrhein-Westfalen vorliegen. Zudem sind Schwachstellen im Bereich der Dokumentation, messtechnischen Ausstattung, Dimensionierung von einzelnen Anlagenkomponenten und der Wärmenutzung festzustellen.

Jedoch sind bereits durch einfache, kostengünstig und schnell umsetzbare Maßnahmen erhebliche Verbesserungen sowohl im ökologischen als auch ökonomischen Bereich möglich. So können durch Umsetzung der im Rahmen dieses Berichtes vorgeschlagenen Verbesserungsmaßnahmen gleichzeitig dem Klima Treibhausgasemissionen erspart und dem Anlagenbetreiber laufende Kosten eingespart werden. Zudem wird die Flächenkonkurrenz durch eine bessere Substratausnutzung entschärft.

Der Faktor Mensch spielt erwartungsgemäß eine wichtige Rolle. Es zeigt sich, dass eine gute Grundausbildung und gewissenhaftes Arbeiten, beispielsweise durch das Einhalten von Wartungsplänen oder das konsequente Führen des Betriebstagebuchs, die Ertragskraft einer Biogasanlage deutlich steigern können.

Es sei darauf hingewiesen, dass viele identifizierte Probleme bei bestehenden Anlagen, wie unnötig hohe Energieverbräuche und konstruktiv bedingte Biogasleckstellen aus Planungsfehlern resultieren. Um Fehler von vorn herein ausschließen zu können, wird daher dringend empfohlen, entsprechende Maßnahmen bereits in den Entscheidungsprozess vor Errichtung einer Biogasanlage einfließen zu lassen.

Zukünftig muss die Energieerzeugung aus Biogas das Ziel verfolgen, effizienter zu werden, wobei die Effizienzsteigerung zum Sparen von Einsatzstoffen führen muss. Des Weiteren muss ein Ziel die vermehrte sinnvolle Wärmenutzung sein, um einen weiteren Baustein für die Effizienzsteigerung zu leisten.

Quellenangaben

BAYERISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK UND DATENVERARBEITUNG (LFSTAD) (2010) *Entwicklung der Viehhaltung am 3. Mai in Bayern seit 1999* [WWW] Verfügbar: http://www.statistik.bayern.de/medien/statistik/wirtschaftshandel/viehhaltung_20100923.pdf [Zugriff: 11.08.2010].

BAYERISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT (LfU) (Hrsg.) (2007) *Biogashandbuch Bayern – Materialienband – Kapitel 1.1 – 1.5.* [WWW] Verfügbar: <http://www.lfu.bayern.de/abfall/biogashandbuch/doc/kap1bis15.pdf> [Zugriff: 30.08.2010].

BAYERISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT (LfU) (Hrsg.) (2009) *Biogashandbuch Bayern – Materialienband – Kapitel 2.2.5.* [WWW] Verfügbar: <http://www.lfu.bayern.de/abfall/biogashandbuch/doc/kap225.pdf> [Zugriff: 02.03.2011].

BAYERISCHES LANDESAMT FÜR VERMESSUNG UND GEOINFORMATION (LVG) (2010) *Luftbild* [Bild]. München.

BAYERISCHE LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT (LfL) (2010) *Biogasausbeuten verschiedener Substrate.* [WWW] Verfügbar: http://www.lfl.bayern.de/ilb/technik/10225/?sel_list=1%2Cb&strsearch=&pos=left [Zugriff: 25.05.2010].

BINDER COMBIMASS[®] GA-m (2009) [Online Bild] Verfügbar: http://www.products4engineers.nl/indeximages/producten_12278_240.JPG [Zugriff: 12.11.2009].

BINDER GMBH (2007) *Betriebsanleitung COMBIMASS[®] GA-m Gas Analyser.* Ulm: BINDER GmbH.

Binder GMBH (2008) *Betriebsanleitung COMBIMASS[®] eco-basic-switch-bio EEx de.* Ulm: BINDER GmbH.

Branchenzahlen Biogas (2010) [Online Bild] Fachverband Biogas e.V.. Verfügbar: [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/11-01-07_Biogas%20Branchenzahlen%202010_erw.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/11-01-07_Biogas%20Branchenzahlen%202010_erw.pdf) [Zugriff: 28.02.2011].

DACHS, G. UND REHM, W. (2006) *Eigenstromverbrauch von Biogasanlagen und Potenziale zu dessen Reduzierung.* München: Solarenergieförderverein Bayern e.V.

DAHLHOFF, A. (2010) *Biogas in Nordrhein-Westfalen* [WWW] Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen – Referat 24. Verfügbar: <http://www.landwirtschaftskammer.de/landwirtschaft/technik/biogas/pdf/biogas-in-nrw-2010.pdf> [Zugriff: 22.07.2011].

DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE (DEHST) (2007) *Zuteilungsverordnung 2012.* Bonn: Bundesgesetzblatt, Teil I Nr. 40.

Dräger MSI Sensit HXG (2009) [Online Bild] Verfügbar: http://www.draeger.com/media/10/02/74/10027436/msi_sensit_hxg_st-6694-2005.jpg [Zugriff: 12.11.2009].

DÖHLER, H. et al. (2007) *Faustzahlen Biogas*, 1. Auflage. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL).

DÖHLER, H. et al. (2009a) *Faustzahlen Biogas*, 2. Auflage. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL).

DÖHLER, H. et al. (2009b) *Faustzahlen für die Landwirtschaft*, 14. Auflage. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL).

Ecoinvent (2007) *Ecoinvent Database v.2.0*

- EFFENBERGER, M. et al. (2007) *Sicherung der Prozessstabilität in landwirtschaftlichen Biogasanlagen* [WWW] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). [WWW] Verfügbar: http://www.lfl.bayern.de/publikationen/daten/informationen/p_27459.pdf [Zugriff: 23.08.2010].
- EHRMANN, T. und KÖHNLEIN, M. (2008) Pfpfenstrom- versus Rührkesselfermenter. *Biogas Journal*, 11 (4), pp. 48-52.
- FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. (FNR) (Hrsg.) (2005) *Ergebnisse des Biogas-Messprogramms*. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR).
- FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. (FNR) (Hrsg.) (2009a) *Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung*. 4. unveränderte Auflage. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR).
- FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. (FNR) (Hrsg.) (2009b) *Biogas Basisdaten Deutschland*. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR).
- FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. (FNR) (Hrsg.) (2009c) *Biogas-Messprogramm II – 61 Biogasanlagen i m Vergleich*. 1. Auflage. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR).
- FACHVERBAND BIOGAS e.V. (2009) *Branchenzahlen Biogas* [WWW] Fachverband Biogas e.V.. Verfügbar: [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/11-01-07_Biogas%20Branchenzahlen%202010_erw.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/11-01-07_Biogas%20Branchenzahlen%202010_erw.pdf) [Zugriff: 28.02.2011].
- FACHVERBAND BIOGAS e.V. (2010) *Branchenzahlen Biogas* [WWW] Fachverband Biogas e.V.. Verfügbar: [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/11-01-07_Biogas%20Branchenzahlen%202010_erw.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/11-01-07_Biogas%20Branchenzahlen%202010_erw.pdf) [Zugriff: 28.02.2011].
- Fluke 435-Netzstromanalysator* (2009) [Online Bild] Verfügbar: http://www.fluke.com/images/Products/Industrial/Power_Quality_Tools/435.jpg [Zugriff: 12.11.2009].
- GÖBEL, A. und ZÖRNER, W. (2006) *Feldstudie „Biogasanlagen in Bayern“*. Neuburg a.d. Donau: f¹⁰ Forschungszentrum für Erneuerbare Energien.
- INFORMATION UND TECHNIK NORDRHEIN-WESTFALEN (IT.NRW) (2008) *Viehhaltungen und Viehbestände NRW* [WWW] Verfügbar: <http://www.it.nrw.de/statistik/i/daten/eckdaten/r322lwvieh1.html> [Zugriff: 11.08.2010].
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC) (2007) *Contribution of Working Group I to the 4th Assessment Report: Climate Change 2007*. Cambridge, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.
- KRAUSE, H. et.al (2008) *Sammelleitungen von Rohbiogas für zentrale Aufbereitung zur Eispeisung in Erdgasnetze*, FKZ G1/06/07. Freiberg: DBI Gastechnologisches Institut.
- KREIS STEINFURT – VERMESSUNGS- UND KATASTERAMT (n.d.) *Luftbild* [Bild]. Steinfurt.
- KÖTTNER, M. (2006) *Prozesstechnische Kriterien bei der Nass- und Trockenfermentation* [WWW] Internationales Biogas und Bioenergie Kompetenzzentrum. Verfügbar: http://www.biogas-infoboard.de/pdf/1_KOETTNER_Kriterien_Nass_Trockenferm.pdf [Zugriff: 15.08.2010].
- KURATORIUM FÜR TECHNIK UND BAUWESEN IN DER LANDWIRTSCHAFT (KTBL) (2010) *Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas* [WWW] Verfügbar: <http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do;jsessionid=AEF7D975DB51B697D8885F7CDEC6B453> [Zugriff: 09.07.2011].

- LEIBNITZ INSTITUT FÜR AGRARTECHNIK POTSDAM-BORNIM e.V. (ATB) (2010) *Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen* [WWW] Verfügbar: http://www.atb-potsdam.de/Hauptseite-deutsch/ATB-aktuell/Presse/P-Archiv-aktuell/p_info13_02-dateien/Wirtschaftlichkeit_von_Biogasanlagen.pdf [Zugriff: 05.07.2010].
- LOSSIE, U. und PÜTZ, P. (2009) *Gezielte Steuerung von Biogasanlagen mittels FOS/TAC* [WWW] Hach Lange GmbH. Verfügbar: http://www.hach-lange.de/shop/action_q/download%3Bdocument/DOK_ID/14785860/type/pdf/lkz/DE/spkz/de/TOKEN/LbAr7nqs77ncBK4xy-VDPEzf-aAM/bVikIA [Zugriff: 22.08.2010].
- NUSSBAUM, H. (2008) Folienlose Abdeckung von NaWaRo-Silagen: Auswirkungen auf die Ausbeute an Biogas [WWW] Bildungs- und Wissenszentrum Aulendorf. Verfügbar: http://www.lfl.bayern.de/ipz/gruenland/27570/aggf_2008_nussbaum_3.pdf [Zugriff: 04.03.2011]
- RÖHLING, I. und WILD, G. (2008) *Biogasproduktion in Bayern 2007* [WWW] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft – Institut für Agrarökonomie. Verfügbar: http://www.lfl.bayern.de/ilb/technik/32565/linkurl_0_2.pdf [Zugriff: 21.02.2011].
- SCHOLWIN, F. und STINNER, W. (2010) *Biogas – Chancen und Risiken* [WWW] Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ). Verfügbar: http://www.bioenergie-portal.info/fileadmin/bioenergie-beratung/nordrhein-westfalen/dateien/vergangene_Veranstaltungen/14_Stinner_dbfz_Biogastagung.pdf [Zugriff: 28.02.2011].
- SEWERIN EX-TEC@ SNOOPER 4 (2009) [Online Bild] Verfügbar: http://www.sewerin.com/pictures/abb_snooper4_1.jpg [Zugriff: 16.02.2010].
- SONNLEITNER, M. und ZÖRNER, W. (2007) Biogas: Chance oder Risiko für die Landwirtschaft – Update der Feldstudie „Biogasanlagen in Bayern“. In: *16. Symposium Bioenergie. Bad Staffelstein, 22.-23.11.2007*. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), pp. 230-235.
- STATISTISCHES BUNDESAMT (Hrsg.) (2010) *Erzeugerpreis für leichtes Heizöl der letzten Jahre* [WWW] Verfügbar: https://www-genesis.destatis.de/genesis/online;jsessionid=00C4C929ACACB554E2D01CBB3715AFA1.tomcat_GO_1_1?operation=abrufabelleAbrufen&selectionname=61241-0101&levelindex=1&levelid=1299095483016&index=17 [Zugriff: 23.09.2010].
- UMWELTBUNDESAMT (2002) *BMVEL/UBA-Ammoniak-Emissionsinventar der deutschen Landwirtschaft und Minderungsszenarien bis zum Jahre 2010*. Berlin: Umweltbundesamt, UBA-Texte 05/02, FKZ 299 42 245/02.
- URBAN, W. (2009) Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz: neueste Marktentwicklungen im Bereich Gasaufbereitung und Netzeinspeisung. In: *18. Symposium BIOENERGIE, Bad Staffelstein, November 2009*. Regensburg: OTTI – Bereich Erneuerbare Energien, S. 295-300.
- VOGT, R. et al. (2008) *Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland*. Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), FKZ: 0327544. Heidelberg: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu).

Wärmemengenzähler (2010) [Online Bild] ISTA Verfügbar: http://www.ista.de/no_cache/produkte/waermezaehler/sensonic_ii/index.html?cid=21192&did=5395&sechash=9d8afd6d [Zugriff: 24.09.2010].

WEILAND, P. et al. (2009) *Schwachstellen an Biogasanlagen verstehen und vermeiden*, KTBL-Heft 84. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft.