biogasportal.info

Leitfaden Biogas

Von der Gewinnung zur Nutzung











biogasportal.info

Leitfaden Biogas

Von der Gewinnung zur Nutzung

Herausgegeben von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Diese Arbeit wurde im Rahmen des Projektes "Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung" angefertigt.

Projektträger: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

Förderkennzeichen (FKZ): 22005108

Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) Gefördert vom:

Projektnehmer: Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116 · 04347 Leipzig

Internet: www.dbfz.de

Projektpartner: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)

Bartningstraße 49 · 64289 Darmstadt

Internet: www.ktbl.de

Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI)

Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik

Bundesallee 50 · 38116 Braunschweig Internet: www.vti.bund.de/de/institute/ab/

Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen

Reinhardtstraße 29 B · 10117 Berlin Internet: www.schnutenhaus-kollegen.de

Herausgeber: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)

OT Gülzow · Hofplatz 1 · 18276 Gülzow-Prüzen

Tel.: (03843) 6930-0 Fax: (03843) 6930-102 E-Mail: info@fnr.de Internet: www.fnr.de

Redaktion: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., Abt. Öffentlichkeitsarbeit

Bildnachweis

(Titelblatt): Mark Paterson / FNR; Werner Kuhn / LWG; FNR / iStockphoto

Layout und

Realisierung: www.tangram.de, Rostock

Druck: www.stadtdruckerei-weidner.de, Rostock

5., vollständig überarbeitete Auflage, Gülzow, 2010



ISBN 3-00-014333-5

Alle Rechte vorbehalten.

Kein Teil dieses Werkes darf ohne schriftliche Einwilligung des Herausgebers in irgendeiner Form reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt, verbreitet oder archiviert werden. Für die Ergebnisdarstellung mit Schlussfolgerungen, Konzepten und fachlichen Empfehlungen sowie die Beachtung etwaiger Autorenrechte sind ausschließlich die Verfasser zuständig.



Inhaltsverzeichnis



		zeichn		
		_	erzeichnis	
			ichnis	
	Auto	renverze	ichnis	16
1	Ziel	le des	Leitfadens	17
	M. K		IITT, F. SCHOLWIN	
	1.1	U	abenstellung	
	1.2	Lösun	ngsansatz	
	1.3	Inhalt		
	1.4	Zielgr	ruppen	
	1.5	Abgre	enzung	
		1.5.1	Technik	
		1.5.2	Substrate	20
		1.5.3	Aktualität	20
		1.5.4	Datenumfang	20
2	Gru	ındlaa	en der anaeroben Fermentation	21
_		_	Weiland, A. Schattauer	
	2.1		Phung von Biogas	21
	2.2		ubedingungen	
	2.2	2.2.1	Sauerstoff	
		2.2.2	Temperatur	
		2.2.3	pH-Wert	
		2.2.4	Nährstoffversorgung	
		2.2.5	Hemmstoffe	
	2.3		bsparameter	
	2.3	2.3.1	Raumbelastung und Verweilzeit des Fermenters	
		2.3.1	Produktivität, Ausbeute und Abbaugrad	
		2.3.2	Durchmischung	
		2.3.4	9	
	2.4		Gasbildungspotenzial und methanogene Aktivität	
	2.4	Litera	turverzeichnis	31

3	Anlagentechnik zur Biogasbereitstellung			32
		_	UNG, EL. FISCHER, F. SCHOLWIN, T. WEIDELE,	
	H. G /	ATTERMAN	NN, A. SCHATTAUER, P. WEILAND	
	3.1	Merkm	nale und Unterscheidung verschiedener Verfahrensvarianten	32
		3.1.1	Trockensubstanzgehalt der Gärsubstrate	32
		3.1.2	Art der Beschickung	33
		3.1.3	Anzahl der Prozessphasen und -stufen	34
	3.2	Verfah	nrenstechnik	34
		3.2.1	Substratmanagement	36
		3.2.2	Biogasgewinnung	52
		3.2.3	Lagerung des vergorenen Substrates	
		3.2.4	Speicherung des gewonnenen Biogases	
	3.3	Releva	nnte technische Regelwerke	
	3.4		turverzeichnis	
4	Ros	chreihı	ung ausgewählter Substrate	75
•			Veiland, A. Schattauer	
	4.1		ate aus der Landwirtschaft	75
		4.1.1	Wirtschaftsdünger	75
		4.1.2	Nachwachsende Rohstoffe	
	4.2	Substra	ate aus der weiterverarbeitenden Agroindustrie	
		4.2.1	Bierherstellung	
		4.2.2	Alkoholgewinnung	
		4.2.3	Biodieselproduktion	
		4.2.4	Kartoffelverarbeitung (Stärkeherstellung)	
		4.2.5	Zuckergewinnung	
		4.2.6	Nebenprodukte der Obstverarbeitung	
	4.3		flanzliche Nebenprodukte gemäß EEG	
	4.4	-	aten und Gaserträge rein pflanzlicher Nebenprodukte	
	4.5		und Rasenschnitt	
	4.6		chaftspflegematerial	
	4.7		curverzeichnis	
	4.8		ng	
5			n Biogasanlagen	86
			J. FRIEHE, P. WEILAND, A. SCHREIBER	0.6
	5.1		laten zur Überwachung des biologischen Prozesses	
		5.1.1	Biogasproduktionsrate	
		5.1.2	Gaszusammensetzung	
		5.1.3	Temperatur	
		5.1.4	Inputmenge und Füllstände	
		5.1.5	Substratcharakterisierung	
		5.1.6	Bestimmung der Konzentration von organischen Säuren	
		5.1.7	pH-Wert	
		5.1.8	Konzentration an Spurenelementen	
		5.1.9	Stickstoff, Ammonium, Ammoniak	
		5.1.10	Schwimmdecken	
		5.1.11	Schaumbildung	
		5.1.12	Prozessbewertung	94

	5.2	Anlage	nüberwachung und Automatisierung	
		5.2.1	Bussystem	96
		5.2.2	Projektierung	96
		5.2.3	Anwendungen/Visualisierung	96
		5.2.4	Datenerfassung	98
		5.2.5	Prozessregelung	98
	5.3	Prozess	skontrolle im Anfahr- und Regelbetrieb	99
		5.3.1	Regelbetrieb	99
		5.3.2	Anfahrprozess	101
	5.4	Störung	gsmanagement	105
		5.4.1	Ursachen von Prozessstörungen	105
		5.4.2	Handhabung von Prozessstörungen	106
		5.4.3	Handhabung von technischen Störungen und Problemen	108
	5.5	Betrieb	ssicherheit	108
		5.5.1	Arbeits- und Anlagenschutz	108
		5.5.2	Umweltschutz	111
	5.6	Hinwei	ise zur Anlagenoptimierung	112
		5.6.1	Technische Optimierung	113
		5.6.2	Analyse der Effizienz der Gesamtanlage (Substratausnutzung auf	
			Basis von Energieflüssen)	114
		5.6.3	Ökonomische Optimierung	114
		1	Minimi and a day I I amend to a serial and a	115
		5.6.4	Minimierung der Umweltauswirkungen	
	5.7		urverzeichnis	
6	Gas	Literatu saufber	eitung und Verwertungsmöglichkeiten	115
6	Gas M. W	Literatu saufber Veithäusei	reitung und Verwertungsmöglichkeiten	115
6	Gas	Literatu saufber VEITHÄUSEI Gasreir	eitung und Verwertungsmöglichkeiten	115
6	Gas M. W	Literatu saufber VEITHÄUSEI Gasreir 6.1.1	reitung und Verwertungsmöglichkeiten R, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung	115117117
6	Gas M. W	Literatusaufber VEITHÄUSEI Gasreir 6.1.1 6.1.2	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung	115117117117
6	Gas M. W	Literatuseur Gasreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3	eitung und Verwertungsmöglichkeiten	
6	Gas M. W	Literatuser Gasreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung	115117117117120123
6	Gas M. W	Literatus Saufber VEITHÄUSEI Gasreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4 6.1.5	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung Entfernung weiterer Spurengase	
6	Gas M. W 6.1	Caufber VEITHÄUSEI Gasreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4 6.1.5 6.1.6	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung Entfernung weiterer Spurengase Aufbereitung auf Erdgasqualität	
6	Gas M. W	Caufber VEITHÄUSEI Gasreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4 6.1.5 6.1.6 Nutzur	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung Entfernung weiterer Spurengase Aufbereitung auf Erdgasqualität ng durch Kraft-Wärme-Kopplung	
6	Gas M. W 6.1	Caufber Casreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4 6.1.5 6.1.6 Nutzur 6.2.1	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung Entfernung weiterer Spurengase Aufbereitung auf Erdgasqualität ng durch Kraft-Wärme-Kopplung Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren	
6	Gas M. W 6.1	Caufber VEITHÄUSEI Gasreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4 6.1.5 6.1.6 Nutzur 6.2.1 6.2.2	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R, F. Scholwin, Er. Fischer, J. Grope, T. Weidele, H. Gattermann nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung Entfernung weiterer Spurengase Aufbereitung auf Erdgasqualität ng durch Kraft-Wärme-Kopplung Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren Stirlingmotoren	
6	Gas M. W 6.1	Literatus Caufber Gasreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4 6.1.5 6.1.6 Nutzur 6.2.1 6.2.2 6.2.3	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung Entfernung weiterer Spurengase Aufbereitung auf Erdgasqualität ng durch Kraft-Wärme-Kopplung Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren Stirlingmotoren Mikrogasturbinen	
6	Gas M. W 6.1	Caufber VEITHÄUSEI Gasreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4 6.1.5 6.1.6 Nutzur 6.2.1 6.2.2	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung Entfernung weiterer Spurengase Aufbereitung auf Erdgasqualität ng durch Kraft-Wärme-Kopplung Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren Stirlingmotoren Mikrogasturbinen Brennstoffzellen	
6	Gas M. W 6.1	Literatus Caufber Gasreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4 6.1.5 6.1.6 Nutzur 6.2.1 6.2.2 6.2.3 6.2.4 6.2.5	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung Entfernung weiterer Spurengase Aufbereitung auf Erdgasqualität ng durch Kraft-Wärme-Kopplung Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren Stirlingmotoren Mikrogasturbinen Brennstoffzellen Brennstoffzellen	
6	Gas M. W 6.1	Caufber Carriause Gasreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4 6.1.5 6.1.6 Nutzur 6.2.1 6.2.2 6.2.3 6.2.4 6.2.5 Gaseins	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung Entfernung weiterer Spurengase Aufbereitung auf Erdgasqualität ng durch Kraft-Wärme-Kopplung Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren Stirlingmotoren Mikrogasturbinen Brennstoffzellen Abwärmenutzung stromgeführter KWK	
6	Gas M. W 6.1	Caufber Careir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4 6.1.5 6.1.6 Nutzur 6.2.1 6.2.2 6.2.3 6.2.4 6.2.5 Gaseins 6.3.1	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R. F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung Entfernung weiterer Spurengase Aufbereitung auf Erdgasqualität ng durch Kraft-Wärme-Kopplung Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren Stirlingmotoren Mikrogasturbinen Brennstoffzellen Abwärmenutzung stromgeführter KWK speisung Einspeisung in das Erdgasnetz	
6	Gas M. W 6.1	Literatu Saufber VEITHÄUSEI Gasreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4 6.1.5 6.1.6 Nutzur 6.2.1 6.2.2 6.2.3 6.2.4 6.2.5 Gaseins 6.3.1 6.3.2	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R. F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung Entfernung weiterer Spurengase Aufbereitung auf Erdgasqualität ng durch Kraft-Wärme-Kopplung Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren Stirlingmotoren Mikrogasturbinen Brennstoffzellen Abwärmenutzung stromgeführter KWK speisung Einspeisung in das Erdgasnetz Einspeisung in Mikrogasnetze	
6	Gas M. W 6.1	Literatus Caufber Gasreir 6.1.1 6.1.2 6.1.3 6.1.4 6.1.5 6.1.6 Nutzur 6.2.1 6.2.2 6.2.3 6.2.4 6.2.5 Gaseins 6.3.1 6.3.2 Treibste	eitung und Verwertungsmöglichkeiten R. F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN nigung und Gasaufbereitung Entschwefelung Trocknung Kohlendioxidabscheidung Sauerstoffentfernung Entfernung weiterer Spurengase Aufbereitung auf Erdgasqualität ng durch Kraft-Wärme-Kopplung Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren Stirlingmotoren Mikrogasturbinen Brennstoffzellen Abwärmenutzung stromgeführter KWK speisung Einspeisung in das Erdgasnetz	

		e und administrative Rahmenbedingungen	. 144
	N BREDO		111
7.1		rung für Strom aus Biomasse	
	7.1.1	Das Bonussystem im EEG	
7.0	7.1.2	Marktanreizprogramm und Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz	
7.2	7.2.1	nschluss und Stromeinspeisung	
	7.2.1	Einspeisemanagement	
	7.2.2	Stromeinspeisung und Direktvermarktung	
7.3		Vergütung	
7.5	7.3.1	Grundlagen für die Vergütungsermittlung	
	7.3.1	Anlagenbegriff und Inbetriebnahme – Die richtige Ermittlung der Vergütungshöhe	
	7.3.2	Die Vergütungshöhe im Einzelnen	
7.4		ifbereitung und Einspeisung	
7. 4	7.4.1	Voraussetzungen für die EEG-Vergütung	
	7.4.1	Der Transport von der Einspeisestelle zum BHKW	
	7.4.2	•	
7.5		Rechtliche Rahmenbedingungen für Netzanschluss und Netznutzung	
7.3	7.5.1	nenutzung und Lieferung	
	7.5.2	Wärmelieferung	
7.	7.5.3	Wärmenetze	
7.6	_	estaltung von Lieferverträgen	
	7.6.1	Rohbiogaslieferung	
	7.6.2	Biomethanlieferung	
	7.6.3	Wärmelieferung	
	7.6.4	Stromlieferung	
7.7		nmigung von Biogasanlagen	
	7.7.1	Genehmigungsverfahren	
	7.7.2	Gesetzliche Anforderungen an eine Biogasanlage	
7.8		rgehende Literaturempfehlungen	
7.9	Quene	enverzeichnis	1/1
		e	. 173
8.1		ellung der Modellanlagen – Annahmen und Kenndaten	173
	8.1.1	Anlagenleistung	173
	8.1.2	Substrate	173
	8.1.3	Biologische und technische Auslegung	175
	8.1.4	Technische und verfahrenstechnische Kennwerte	
	8.1.5	Investitionen für die Funktionseinheiten der Modellanlagen	179
8.2	Wirtso	chaftlichkeit der Modellanlagen	
	8.2.1	Erträge	
	8.2.2	Kosten	
	8.2.3	Leistungs-Kosten-Rechnung	181
8.3	8.2.3 Sensit	Leistungs-Kosten-Rechnungivitätsanalvse	
	Sensit	ivitätsanalyse	184
8.3 8.4	Sensit Wirtso	ivitätsanalysechaftlichkeit ausgewählter Wärmenutzungspfade	184 186
	Sensit Wirtso 8.4.1	ivitätsanalysechaftlichkeit ausgewählter Wärmenutzungspfade	184 186 186
	Sensit Wirtso 8.4.1 8.4.2	ivitätsanalysechaftlichkeit ausgewählter Wärmenutzungspfade	184 186 186 189
	Sensit Wirtsd 8.4.1 8.4.2 8.4.3	ivitätsanalysechaftlichkeit ausgewählter Wärmenutzungspfade	184 186 186 189

9	Betr	riebsorganisation	193		
	G. REINHOLD, S. HARTMANN, A. NIEBAUM, R. STEPHANY, P. JÄGER, M. SCHWAB				
	9.1	Umstrukturierung des Betriebes – Perspektiven und Ansätze zur Optimierung	195		
		9.1.1 Wahl eines geeigneten Anlagenstandortes	195		
		9.1.2 Auswirkung der Biogasanlage auf die Fruchtfolge	196		
		9.1.3 Flächen- und Arbeitszeitbedarf	197		
		9.1.4 Der Faktor Zeit in der Technik	203		
	9.2	Steuerliche und rechtliche Anmerkungen zu Bau und Betrieb von Biogasanlagen	203		
		9.2.1 Steuerliche Behandlung des Betriebs von Biogasanlagen	203		
		9.2.2 Rechtsformwahl und die steuerlichen Auswirkungen	206		
	9.3	Literaturverzeichnis	210		
10	Quo	alität und Verwertung des Gärrestes	211		
	H. Dö	ÖHLER, S. WULF, S. GREBE, U. ROTH, S. KLAGES, T. AMON			
	10.1	Eigenschaften des Gärrestes			
		10.1.1 Eigenschaften, Nährstoffe und wertgebende Inhaltsstoffe			
		10.1.2 Schadstoffe			
	10.0	10.1.3 Hygienische Eigenschaften			
	10.2	Lagerung des Gärrestes			
		10.2.1 Ammoniakemissionen			
	10.2	10.2.2 Klimarelevante Emissionen			
	10.3	Verwertung des Gärrestes auf landwirtschaftlichen Flächen			
		10.3.1 Verfügbarkeit und Nährstoffwirkung von Stickstoff	217		
		10.3.2 Maßnahmen zur Verringerung der Ammoniakverluste nach der	24.0		
		Ausbringung von Gärresten			
		10.3.3 Günstige Einsatztermine für Gärreste			
		10.3.4 Nährstoffwirkung und Humusreproduktion für ein Anlagenbeispiel			
	10.4	10.3.5 Rechtliche Einordnung des Gärrestes – Anforderungen und Grenzen			
	10.4	Aufbereitung von Gärresten			
		10.4.1 Aufbereitungstechniken			
		10.4.2 Verwertung der aufbereiteten Gärreste			
	40 =	10.4.3 Vergleich der Gärrestaufbereitungsverfahren			
	10.5	Literaturverzeichnis	232		
11	Ums	setzung eines Projektes	233		
		ISCHER, F. SCHOLWIN, A. NIEBAUM, A. SCHATTAUER			
	11.1	Idee und Projektskizze			
	11.2	Machbarkeitsuntersuchung			
		11.2.1 Substratverfügbarkeit			
		11.2.2 Standortauswahl			
		11.2.3 Stoffstromlogistik			
		11.2.4 Technologieauswahl			
		11.2.5 Gasnutzung			
		11.2.6 Bewertung und Entscheidungsfindung			
	11.3	Investitionsvorbereitung durch Öffentlichkeitsarbeit			
	11.4	Planungsschritte			
		11.4.1 Genehmigungsplanung			
		11.4.2 Ausführungsplanung			
	11.5	Bauplanung und Anlagenbau			
	11.6	Abnahme der Bauleistungen			
	11.7	Inbetriebnahme der Anlage	247		

	11.8	Notwendige Verträge	248
		11.8.1 Biomasseliefervertrag	
	11.9	Literatur- und Referenzverzeichnis	249
12	Stel	lung und Bedeutung von Biogas als regenerativer	
		rgieträger in Deutschland	250
		ALTSCHMITT, F. SCHOLWIN, J. DANIEL-GROMKE, B. SCHUMACHER,	
		HEUERMANN, R. WILFERT	
	12.1	Biogaserzeugung als Option einer Energiegewinnung aus Biomasse	250
	12.2	Ökologische Einordnung und Nachhaltigkeit der Biogasgewinnung und -nutzung	251
	12.3	Stand der Biogasgewinnung und -nutzung in Deutschland	253
		12.3.1 Anlagenbestand und Anlagenleistung	253
		12.3.2 Biogasanwendung und Trends	255
		12.3.3 Eingesetzte Substrate	256
	12.4	Potenziale	256
		12.4.1 Technische Primärenergiepotenziale	257
		12.4.2 Technische Endenergiepotenziale	258
	12.5	Ausblick	258
	12.6	Literaturverzeichnis	259
13	Pois	pielprojekte	240
13		• • •	200
	J. FRI 13.1	EHE, P. WEILAND Anlagenbeispiel 1 (bis 200 kW _{el})	261
	13.2	Anlagenbeispiel 2 (500 kW $_{\rm el}$)	
	13.3	Anlagenbeispiel 3 (bis 1000 kW_{el})	
	13.4	Anlagenbeispiel zur Feststoffvergärung (Boxenverfahren)	
	15.4	Thinagenoeispierzar resistorivergarang (boxenverianter)	201
	Gloss	ar	265
	Abkü	rzungsverzeichnis	268
	Ansch	priften der Institutionen	270



Abbildungsverzeichnis



Abb. 2.1:	Schematische Darstellung des anaeroben Abbaus	21
Abb. 2.2:	Zusammenhang zwischen Raumbelastung und hydraulischer Verweilzeit	
	bei unterschiedlichen Substratkonzentrationen	27
Abb. 3.1:	Schema des Durchfluss-Verfahrens	33
Abb. 3.2:	Schema des kombinierten Durchfluss-Speicher-Verfahrens	34
Abb. 3.3:	Allgemeiner Verfahrensablauf bei der Biogasgewinnung	35
Abb. 3.4:	Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Verwendung von Kosubstraten	36
Abb. 3.5:	Schwerstoffabscheider in einer Rohrleitung	37
Abb. 3.6:	Vorlagebehälter mit Auflöser	
Abb. 3.7:	Hammer- und Walzenmühle zur Zerkleinerung fester Substrate	39
Abb. 3.8:	Substratzerkleinerung in der Förderleitung (Lochscheibenzerkleinerer)	40
Abb. 3.9:	Tauchpumpe mit Schneidkanten am Rotor als Beispiel der Einheit aus Zerkleinerungs-	
	und Förderaggregat	42
Abb. 3.10:	Hygienisierung mit Rückkühlung	42
Abb. 3.11:	Pumpen in einer Biogasanlage	44
Abb. 3.12:	Exzenterschneckenpumpe	45
Abb. 3.13:	Drehkolbenpumpe (links), Drehkolben-Pumpprinzip (rechts)	46
Abb. 3.14:	Vor- bzw. Annahmegrube bei der Beschickung	47
Abb. 3.15:	Indirekter Feststoffeintrag (Schema)	48
Abb. 3.16:	Direkter Feststoffeintrag (Schema)	48
Abb. 3.17:	Rachentrichterpumpen mit integrierter Drehkolbenpumpe (links)	
	und Exzenterschneckenpumpe (rechts)	48
Abb. 3.18:	Einbringung stapelbarer Biomasse mit Eintragskolben	49
Abb. 3.19:	Einbringung stapelbarer Biomasse mit Förderschnecken	50
Abb. 3.20:	Rohrleitungen und Armaturen in einer Pumpstation, Absperrschieber	52
Abb. 3.21:	Arbeitsbühne zwischen zwei Behältern mit Rohrleitungen und Drucksicherungen (links);	
	Gasleitung mit Verdichtergebläse (rechts)	53
Abb. 3.22:	Volldurchmischter Fermenter mit Langachsrührwerk und weiteren Einbauten	54
Abb. 3.23:	Pfropfenstromreaktor (Nassvergärung)	55
Abb. 3.24:	Pfropfenstromreaktor (Feststoffvergärung)	55
Abb. 3.25:	Pfropfenstromfermenter; Praxisbeispiele, zylindrisch (links), rechteckig, mit aufgesetztem	
	Gasspeicher (rechts)	55
Abb. 3.26:	Beispiel für Boxenfermenter; Fermenterbatterie und Fermentertor	56
Abb. 3.27:	Doppelkammer-Fermenter	56
Abb. 3.28:	Beispiele für Sonderbauformen in der Feststoffvergärung; Aufstauverfahren (links),	
	durchmischte Boxenfermenter (Mitte), Methanstufe des Trocken-Nassvergärungsverfahrens	
	und externer Gasspeicher (rechts)	57
Abb. 3.29:	Bau eines Betonfermenters	58

Abb. 3.30:	Im Bau befindliche Edelstahlfermenter	59
Abb. 3.31:	Propeller-TMR (links), Führungsrohrsystem (Mitte), Großflügel-TMR (rechts)	61
Abb. 3.32:	Langachsrührwerke mit zwei Rührwerkzeugen mit und ohne Lagerung am Fermenterboder	
Abb. 3.33:	Axialrührwerk	63
Abb. 3.34:	Paddelrührwerk	63
Abb. 3.35:	Schneckenseparator	65
Abb. 3.36:	Vorrichtungen zur störungsarmen Gasabfuhr; Gasrohreinlass mit Öffnung nach oben	
	(links die Substratzufuhr)	65
Abb. 3.37:	Edelstahlheizrohre im Fermenter verlegt (innenliegend) (links); Einbau von Heizschläuchen	
	in die Fermenterwand (rechts)	
Abb. 3.38:	Folienspeicher	
Abb. 3.39:	Unterkonstruktion eines Tragluftdaches (links); Biogasanlage mit Tragluftdächern	
Abb. 3.40:	Beispiel für freistehenden Doppelmembranspeicher	
Abb. 3.41:	Notfackel einer Biogasanlage	73
Abb. 5.1:	Hemmung der Methanbildung aus Essigsäure durch NH ₃	93
Abb. 5.2:	Schema zur Anlagenüberwachung	97
Abb. 5.3:	Beschickungsregime beim Anfahren	102
Abb. 5.4:	Verlauf Anfahrphase Fermenter 1	103
Abb. 5.5:	Verlauf Anfahrphase Fermenter 2	104
Abb. 5.6:	Verlauf Anfahrphase Fermenter 3	104
Abb. 5.7:	Verlauf Anfahrphase Fermenter 1 unter Spurenelementemangel	105
Abb. 5.8:	Möglichkeiten der Optimierung	113
Abb. 6.1:	Gasregelung für die Lufteinblasung in den Fermentergasraum	119
Abb. 6.2:	Externe biologische Entschwefelungskolonnen, rechts neben einem Gasspeicher	
Abb. 6.3:	Biogasaufbereitungsanlage (Genosorb-Wäsche) in Ronnenberg	
Abb. 6.4:	Schematischer Aufbau eines BHKW	
Abb. 6.5:	Biogas-BHKW, Komplettmodul in Kompaktbauweise mit Notfackel	
Abb. 6.6:	Elektrischer Wirkungsgrad von Biogas-BHKW	
Abb. 6.7:	Heizverteiler	
Abb. 6.8:	BHKW mit Gasregelstrecke	
Abb. 6.9:	Aufbau eines BHKW in einem Gebäude bzw. BHKW-Container	134
Abb. 6.11:	Aufbau einer Mikrogasturbine	135
Abb. 6.10:	Arbeitsweise eines Stirlingmotors	135
Abb. 6.12:	Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle	
Abb. 6.13:	Funktionsschema einer Absorptionskältemaschine	138
Abb. 6.14:	Beispiel einer Absorptionskältemaschine an einer Biogasanlage	
Abb. 8.1:	Abwärmenutzungspfade bei Biogasanlagen mit KWK-Prozess	185
Abb. 9.1:	Möglichkeiten des Landwirtes im Betriebszweig Biogas	193
Abb. 9.2:	Einflussgrößen auf die Wahl des Anlagenstandortes	
Abb. 9.3:	Gliederung des spezifischen Arbeitszeitbedarfs unterschiedlicher Betriebszweige bei	= - 0
	Integration der Biogaserzeugung	198
Abb. 9.4:	Arbeitszeitbedarf für die Anlagenbetreuung	
Abb. 9.5:	Arbeitszeitbedarf für Anlagenbetreuung und Wartung	
Abb. 9.6:	Darstellung des für die Modellanlage III erforderlichen Arbeitszeitbedarfes	

Abb. 10.1:	Zusammenhang zwischen relativem Restgaspotenzial bei 20-22 °C und	
	der hydraulischen Verweilzeit	215
Abb. 10.2:	Schleppschlauchverteiler	219
Abb. 10.3:	Schleppschuhverteiler	219
Abb. 10.4:	Schlitzverteiler	219
Abb. 10.5:	Güllegrubber	219
Abb. 10.6:	Ausbringzeiträume für Gärreste	220
Abb. 10.7:	Klassifizierung der Aufbereitungsverfahren nach prinzipiellen Verfahrensabläufen	227
Abb. 11.1:	Realisierungsschritte eines Projektes zur Biogasgewinnung und -nutzung	233
Abb. 11.2:	Gesamtsystem eines Biogasanlagenvorhabens	234
Abb. 11.3:	Kriterien einer Machbarkeitsuntersuchung für Biogasanlagen	235
Abb. 11.4:	Kriterien für die Standortwahl	236
Abb. 12.1:	Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse zu End-/Nutzenergiebereitstellung	251
Abb. 12.2:	Treibhausgasemissionen (kg CO _{2-Äq.} /kWh _{el}) Modellbiogasanlagen im Vergleich	
	zum deutschen Strommix	252
Abb. 12.3:	Biogasanlagenentwicklung in Deutschland bis 2009 (Anlagenzahl differenziert nach	
	Leistungsklassen und installierter elektrischer Anlagenleistung MW _{el})	254
Abb. 12.4:	Installierte elektrische Leistung bezogen auf die Landwirtschaftsfläche [kW _{el} /1000 haLF]	
	in den Bundesländern	255
Abb. 12.5:	Massebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen (Betreiberumfrage 2009)	256
Abb. 12.6:	Massebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen	
	(Betreiberumfrage 2009)	256
Abb. 12.7:	Technisches Primärenergiepotenzial für Biogas in Deutschland 2007 bzw. 2020	257



Tabellenverzeichnis



Tabelle 2.1:	Günstige Spurenelementkonzentrationen verschiedener Literaturquellen	25
Tabelle 2.2:	Hemmstoffe bei anaeroben Abbauprozessen und deren schädigende Konzentration	27
Tabelle 2.3:	Spezifischer Biogasertrag und Methangehalt der entsprechenden Stoffgruppen	29
Tabelle 2.4:	Kennwerte für Grassilage	29
Tabelle 2.5:	Biogas- und Methanausbeute von Grassilage	30
Tabelle 2.6:	Durchschnittliche Zusammensetzung von Biogas	
Tabelle 3.1:	Einteilung der Verfahren zur Biogaserzeugung nach verschiedenen Kriterien	32
Tabelle 3.2:	Lagerung von Substraten vor der Vergärung	37
Tabelle 3.3:	Kennwerte und Einsatzparameter von Zerkleinerungsaggregaten in kombinierten Vorlage-	
	und Dosiereinheiten	38
Tabelle 3.4:	Kennwerte und Einsatzparameter externer Zerkleinerungsaggregate	39
Tabelle 3.5:	Kennwerte und Einsatzparameter von Zerkleinerungsrührwerken in der Vorgrube	39
Tabelle 3.6:	Kennwerte und Einsatzparameter von Zerkleinerungsaggregaten in der Förderleitung	40
Tabelle 3.7:	Kennwerte und Einsatzparameter von Zerkleinerungsaggregaten, die mit der Fördertechnik	
	eine Geräteeinheit bilden	41
Tabelle 3.8:	Kennwerte und Einsatzparameter von Hygienisierungsbehältern	42
Tabelle 3.9:	Kennwerte und Einsatzparameter von Kreiselpumpen	44
Tabelle 3.10:	Kennwerte und Einsatzparameter von Exzenterschneckenpumpen	45
Tabelle 3.11:	Kennwerte und Einsatzparameter von Drehkolbenpumpen	46
Tabelle 3.12:	Kennwerte und Einsatzparameter von Vorgruben	47
Tabelle 3.13:	Eigenschaften von Rachentrichterpumpen zum Feststoffeintrag in den Flüssigkeitsstrom	49
Tabelle 3.14:	Kennwerte und Einsatzparameter von Eintragskolben	50
Tabelle 3.15:	Kennwerte und Einsatzparameter von Eintragsschnecken	51
Tabelle 3.16:	Kennwerte von Armaturen und Rohrleitungen für Flüssigkeitsleitungen	52
Tabelle 3.17:	Kennwerte von Armaturen und Rohrleitungen für Gasleitungen	52
Tabelle 3.18:	Eigenschaften von volldurchmischten Biogasreaktoren	53
Tabelle 3.19:	Eigenschaften von Biogasreaktoren mit Pfropfenströmung	54
Tabelle 3.20:	Kennwerte und Einsatzparameter von Beton für Behälter in Biogasanlagen	59
Tabelle 3.21:	Kennwerte und Einsatzparameter von Stahl für Behälter in Biogasanlagen	59
Tabelle 3.22:	Kennwerte und Einsatzparameter von Tauchmotor-Propellerrührwerken	60
Tabelle 3.23:	Kennwerte und Einsatzparameter von Langachsrührwerken	61
Tabelle 3.24:	Kennwerte und Einsatzparameter von axialen Rührwerken für Biogasanlagen	62
Tabelle 3.25:	Kennwerte und Einsatzparameter von Paddel-/Haspelrührwerken in stehenden	
	und liegenden Fermentern	
Tabelle 3.26:	Kennwerte und Einsatzparameter der pneumatischen Fermenterdurchmischung	64
	Kennwerte und Einsatzparameter der hydraulischen Fermenterdurchmischung	
	Technik von Sedimentaustragssystemen	
Tabelle 3.29:	Technik von Schneckenseparatoren	67

Tabelle 3.30:	Kennwerte von Dämmstoffen	67
Tabelle 3.31:	Kennwerte von Dämmstoffen – Beispiele	67
Tabelle 3.32:	Kennwerte und Einsatzparameter von integrierten Heizungen	68
Tabelle 3.33:	Kennwerte und Einsatzparameter von externen Wärmeübertragern	69
Tabelle 3.34:	Kennwerte und Einsatzparameter von Folienhauben	69
Tabelle 3.35:	Kennwerte und Einsatzparameter von externen Biogasspeichern	71
Tabelle 3.36:	Kennwerte und Einsatzparameter von Notfackeln	72
Tabelle 4.1:	Nährstoffgehalte von Wirtschaftsdüngern	76
Tabelle 4.2:	Gasertrag und Methanausbeute von Wirtschaftsdüngern	76
Tabelle 4.3:	Stoffdaten ausgewählter nachwachsender Rohstoffe	78
Tabelle 4.4:	Biogaserträge ausgewählter nachwachsender Rohstoffe	78
Tabelle 4.5:	Standard-Biogaserträge rein pflanzlicher Nebenprodukte gemäß Positivliste des EEG 2009	81
Tabelle 4.6:	Stoffdaten ausgewählter rein pflanzlicher Nebenprodukte	
Tabelle 4.7:	Biogaserträge ausgewählter Substrate aus der Agroindustrie	82
Tabelle 4.8:	Stoffeigenschaften von Grünschnitt	83
Tabelle 4.9:	Übersicht über die Substrateigenschaften	85
Tabelle 5.1:	Grenzwerte für max. zulässige Säurekonzentration	90
Tabelle 5.2:	Richtwerte zu Spurenelementen	92
Tabelle 5.3:	Literaturangaben zu Hemmkonzentrationen von Ammoniak	93
Tabelle 5.4:	Messgrößen und ihre Verfügbarkeit	94
Tabelle 5.5:	Methoden für die Regelung	99
Tabelle 5.6:	Messprogramm für Biogasanlagen zur Überwachung des biologischen	
	Prozesses (Normalbetrieb)	100
Tabelle 5.7:	Eigenschaften von Gasen	109
Tabelle 5.8:	Eigenschaften von Biogaskomponenten	109
Tabelle 5.9:	Toxische Wirkung von Schwefelwasserstoff	110
Tabelle 6.1:	Verfahrensübersicht Entschwefelungsverfahren	118
Tabelle 6.2:	Kennwerte und Einsatzparameter der biologischen Entschwefelung im Fermenter	118
Tabelle 6.3:	Kennwerte und Einsatzparameter externer biologischer Entschwefelungsanlagen	120
Tabelle 6.4:	Kennwerte und Einsatzparameter externer biochemischer Gaswäschen	121
Tabelle 6.5:	Kennwerte bei der internen chemischen Entschwefelung	121
Tabelle 6.6:	Kennwerte bei der Entschwefelung mittels Aktivkohle	122
Tabelle 6.7:	Gegenüberstellung der Verfahren zur Methananreicherung.	123
Tabelle 6.8:	Kennwerte und Einsatzparameter von Gas-Otto-Motoren	128
Tabelle 6.9:	Kennwerte und Einsatzparameter von Zündstrahlmotoren	128
Tabelle 6.10:	Emissionsgrenzwerte der TA-Luft vom 30.07.2002 für Verbrennungsmotoranlagen	100
	nach Nr. 1.4 (einschl. 1.1 u. 1.2) 4. BImSchV	129
Tabelle 7.1:	Vergütungssätze für im Jahr 2011 in Betrieb genommene Biogasanlagen	150
Tabelle 7.2:	Standard-Biogaserträge rein pflanzlicher Nebenprodukte gemäß Positivliste des EEG (Auswahl)	15/
	ucs LEG (Auswall)	104
Tabelle 8.1:	Übersicht und Charakterisierung der Modellanlagen	
Tabelle 8.2:	Substratkennzahlen und -preise	
Tabelle 8.3:	In den Modellanlagen eingesetzte Substrate [t FM/a]	175
Tabelle 8.4:	Annahmen für technische und verfahrenstechnische Kenndaten und Auslegungsgrößen der Modellanlagen	176
Tabelle 8.5:	Berücksichtigte Technik der Modellanlagen	
Tabelle 8.6:	Technische und verfahrenstechnische Kenndaten der Modellanlagen I bis V	

Tabelle 8.7:	Technische und verfahrenstechnische Kenndaten der Modellanlagen VI bis IX	178
Tabelle 8.8:	Technische und verfahrenstechnische Kenndaten der Modellanlage X	178
Tabelle 8.9:	Investitionen für Funktionseinheiten der Modellanlagen I bis V	179
Tabelle 8.10:	Investitionen für Funktionseinheiten der Modellanlagen VI bis X	179
Tabelle 8.11:	Vergütungsanspruch der Modellanlagen für eine Inbetriebnahme in 2011	180
Tabelle 8.12:	Leistungs-Kosten-Rechnung für die Modellanlagen I bis V	182
Tabelle 8.13:	Leistungs-Kosten-Rechnung für die Modellanlagen VI bis IX	183
Tabelle 8.14:	Kosten-Rechnung für die Modellanlage X	184
Tabelle 8.15:	Sensitivitätsanalyse für die Modellanlagen I bis V	185
Tabelle 8.16:	Sensitivitätsanalyse für die Modellanlagen VI bis IX	185
Tabelle 8.17:	Leistungs-Kosten-Rechnungen der Getreidetrocknung über die Wärmeträger Biogas	
	oder Heizöl	186
Tabelle 8.18:	Leistungs-Kosten-Rechnung für Verfahren der Getreidetrocknung mit Abwärme	
	aus Biogas-BHKW ohne Bezug des KWK-Bonus	187
Tabelle 8.19:	Leistungs-Kostenrechnung für Verfahren der Getreidetrocknung mit Abwärme	
	aus Biogas-BHKW mit Bezug des KWK-Bonus	
	Heizöleinsparung bei Verfahren der Getreidetrocknung mit Abwärme aus Biogas-BHKW	188
Tabelle 8.21:	Jahreswärmebedarf von Gewächshäusern und Ausnutzung des Abwärmepotenzials	
	einer 500 kW _{el} BGA bei unterschiedlicher Kulturführung und Gewächshausgröße	190
Tabelle 8.22:	Kostenvergleich der Wärmebereitstellung mittels Heizölheizung und Biogas-BHKW-Abwärme	
	am Beispiel von zwei Gewächshausgrößen bei "kalter" Kulturführung	190
Tabelle 8.23:	Annahmen und Kenndaten für die Wärmebereitstellung in einem kommunalen	
	Nahwärmenetz mit Grundlastabdeckung durch Biogas-BHKW-Abwärme und	
	Holzhackschnitzelfeuerung	190
Tabelle 8.24:	Investitionsbedarf und Wärmebereitstellungskosten für das kommunale Nahwärmenetz	
	in Abhängigkeit vom Abgabepreis für die Biogas-BHKW-Abwärme	
Tabelle 8.25:	Qualitative Einordnung unterschiedlicher Wärmenutzungspfade	191
Tabelle 9.1:	Zu beachtende Rahmenbedingungen für die Substratplanung	194
Tabelle 9.2:	Flächenbedarf, Kapitalbindung und Arbeitszeitbedarf unterschiedlicher Betriebszweige	197
Tabelle 9.3:	Arbeitsfolgen und Arbeitszeitbedarf des Arbeitsverfahrens Maissilage	199
Tabelle 9.4:	Arbeitsfolgen und Arbeitszeitbedarf des Arbeitsverfahrens Getreide	199
Tabelle 9.5:	Arbeitszeitbedarf für die Betreuung von Biogasanlagen	200
Tabelle 9.6:	Erforderliche Ladezeiten bei der Verwendung unterschiedlicher Ladegeräte	201
Tabelle 9.7:	Kalkulation des Arbeitszeitbedarfs/Jahr für die Substrataufbereitung und -einbringung	
	mit Rüstzeiten für die Modellanlage III	202
Tabelle 9.8:	Steuerliche Einordnung des Betriebs bei der Produktion von Strom aus Biogas	204
Tabelle 9.9:	Die wichtigsten Rechtsformen im Überblick	209
Tabelle 10.1:	Kennwerte und wertgebende Eigenschaften von Gärresten und Wirtschaftsdüngern	
	im Vergleich	212
Tabelle 10.2:	Schwermetallgehalte von Gärresten und Wirtschaftsdüngern im Vergleich	
	Infektionserreger in Flüssigmist und organischen Abfällen	
	Vorkommen von Salmonellen in Substraten und Gärresten von Biogasanlagen	
	Abdeckungen für Gärrestlager zur Minderung von Ammoniakemissionen	
	Restgaspotenzial von Gärresten landwirtschaftlicher Biogasanlagen, bezogen auf die	10
	erzielte Methanausbeute pro t Substratinput; Mittelwerte sowie Minimal- und Maximalwert	
	von 64 im Rahmen der Biogasmessprogramms II beprobten Praxisanlagen	216
Tabelle 10.7:	Verlustschwellen einer gasdichten Nachrüstung von Gärrestlager-Rundbehältern:	
	Elektrisch installierte Mindestleistung, bei der für unterschiedliche Investitionskosten	
	der Nachrüstung wenigstens eine Kostendeckung erzielt wird	217

Tabelle 10.8:	Kumulative Ammoniakverluste nach Ausbringung von Wirtschaftsdüngern mit Breitverteiler	
	ohne Einarbeitung bei unterschiedlichen Temperaturen innerhalb 48 Stunden	218
Tabelle 10.9:	Minderung der Ammoniakverluste nach der Ausbringung von flüssigen Gärresten	220
Tabelle 10.10	: Annahmen für die Berechnung von Nährstoffbilanzen	221
Tabelle 10.11	: Berechnete Eigenschaften der Gärresttypen der entsprechenden Modellanlagen	221
Tabelle 10.12	: Nährstoffbilanz am Beispiel Mais bei einer Gärrestmenge (Modellanlagen I / II)	
	von 30 m³/ha · a (Applikation vor der Aussaat mit sofortiger Einarbeitung)	222
Tabelle 10.13	: Durchschnittliche jährliche Nährstoffbilanzen der 4-gliedrigen Fruchtfolge bei	
	unterschiedlichen Applikationstechniken (durchschnittlicher Düngebedarf der Fruchtfolge	
	pro Jahr von 174 kg/ha N, 114 kg/ha P ₂ O ₅ und 188 kg/ha K ₂ 0)	222
Tabelle 10.14	: Humusbilanz der Ackerfruchtfolge bei einer Gärrestmenge (Modellanlagen I/II) von 64 m³/ha	
	in 4 Jahren	223
Tabelle 10.15	: Bewertung der Humussalden nach VDLUFA 2004	223
Tabelle 10.16	: Schadstoffgrenzwerte für Düngemittel und Natur- und Hilfsstoffe	224
Tabelle 10.17	: Hygienevorschriften verschiedener Rechtsvorgaben	225
Tabelle 10.18	: Nährstoffgehalte der Fraktionen, modellhaft berechnet für die Aufbereitungsverfahren	231
Tabelle 10.19	: Vergleichende Bewertung von Verfahren der Gärrestaufbereitung	231
Checkliste: E	rstellung der Projektskizze	234
Checkliste: E	ntwicklung der Machbarkeitsuntersuchung	235
	ubstratverfügbarkeit	
Checkliste: St	tandortauswahl	237
Checkliste: St	toffstromlogistik	238
Checkliste: T	echnologieauswahl	239
Checkliste: G	asnutzung	239
Checkliste: B	ewertung und Entscheidungsfindung	241
	nvestitionsvorbereitung und Finanzierungsoptionen	
Checkliste: V	orbereitung für die Genehmigungsplanung	242
	bgrenzung der Genehmigungsverfahren nach Baurecht / BImSchG	
Checkliste: Z	usammenstellung der Genehmigungsunterlagen	243
Checkliste: A	usführungsplanung	245
Checkliste: B	auplanung bzw. Anlagenbau	246
	bnahme der Bauleistungen	
	nbetriebnahme	
Tabelle 11.1:	Aspekte eines Biomasseliefervertrags	248
Tabelle 12.1:	Regionale Verteilung der im Jahr 2009 in Betrieb befindlichen Biogasanlagen und der	
	installierten elektrischen Anlagenleistung in Deutschland (Befragung der	
	Länderinstitutionen 2010)	254



Autorenverzeichnis



Hartwig von Bredow

ist seit dem 01.08.2012 hier zu erreichen.

vonBredowValentin

Partnerschaft von Rechtsanwälten
Littenstraße 105,10179 Berlin
T+49-(0)30-8092482-20
F+49-(0)30-8092482-30
info@vonbredow-valentin.de

Name	Institution
Thomas Amon	Universität für Bodenkultur Wien (BOKU)
Hartwig von Bredow	Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen
Jaqueline Daniel-Gromke	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Helmut Döhler	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Elmar Fischer	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Erik Fischer	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Jörg Friehe	Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI)
Henrik Gattermann	Ehemals: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Sven Grebe	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Johan Grope	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Stefan Hartmann	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Peter Jäger	Ehemals: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Uwe Jung	Ehemals: Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Martin Kaltschmitt	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Ulrich Keymer	Bayrische Landesanstalt für Landtechnik (LfL)
Susanne Klages	Ehemals: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Jan Liebetrau	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Anke Niebaum	Ehemals: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Jan Postel	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Gerd Reinhold	Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)
Ursula Roth	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Alexander Schattauer	Ehemals: Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI)
Anne Scheuermann	Ehemals: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Frank Scholwin	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Andre Schreiber	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Britt Schumacher	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Markus Schwab	Ehemals: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Ralf Stephany	PARTA Buchstelle für Landwirtschaft und Gartenbau GmbH
Thomas Weidele	Ehemals: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Peter Weiland	Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI)
Marco Weithäuser	Ehemals: Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Ronny Wilfert	Ehemals: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Bernd Wirth	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Sebastian Wulf	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
	Die Anschriften der Institutionen finden sich auf Seite 270.

Die Anschriften der Institutionen finden sich auf Seite 270.

Ziele des Leitfadens



Der Ausbau der Biogasgewinnung und -nutzung hat in den vergangenen Jahren eine sehr starke Entwicklung genommen. Neben dem Ausbau des Biogasanlagenbestandes auf über 5.500 Anlagen, die vorwiegend in einem landwirtschaftlichen Kontext errichtet wurden bzw. betrieben werden, haben sich die eingesetzten Technologien deutlich verändert und weiterentwickelt. Trotz dieser inzwischen reichen Erfahrungen mit der Technologie in Deutschland, besteht nach wie vor ein sehr großes Interesse an der Technologie bei gleichzeitig vorhandenem hohem Wissensbedarf. Der vorliegende Leitfaden soll daher einen Beitrag leisten, erschöpfende und praxisnahe Antworten auf technische, organisatorische, rechtliche und wirtschaftliche Fragen der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung und -nutzung zu geben.

Dieser Leitfaden ist die überarbeitete Fortführung der "Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung", die seit dem Jahr 2004 von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) herausgegeben wird. Im Zuge einer grundlegenden Neuausrichtung der FNR-Fachpublikationen für den Bereich Bioenergie wurde die Handreichung in "Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung" umbenannt.

Die vorliegende Fassung des Leitfadens (2010) wurde gegenüber der 3. überarbeiteten Auflage bzw. der 4. unveränderten Auflage der Handreichung (2006/2009) vollständig überarbeitet, aktualisiert und zum Teil stärker detailliert sowie neu strukturiert. Besonders die technische Weiterentwicklung, Sicherheitsanforderungen und verschiedene Aspekte des Umweltschutzes wurden in umfassendem Maße berücksichtigt. Mit Blick auf die verstärkt geförderte Nutzung von Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen werden die besonderen Anforderungen und Privilegierungen für die Biogasaufbereitung und Gasnetzeinspeisung und die hierzu neugeregelten Vorschriften des novellierten EEG und der Gasnetzzugangsverord-

nung beleuchtet. Ein Überblick über die genehmigungsrechtlichen Anforderungen des Bau- und des Immissionsschutzrechts sowie weitere, insbesondere im Hinblick auf die Einsatzstoffe zu beachtende nationale und europarechtliche Vorgaben runden die Ausführungen ab.

Die FNR stellt dem Leser damit ein wertvolles Handbuch zur Verfügung, in dem ausgewählte Autoren Informationen über die Biogastechnologie, die Vorbereitung der Investition bis hin zum Nachschlagewerk für den Anlagenbetrieb geben.

Weitere Informationen und Publikationen der FNR zum Themenbereich Biogas sind unter www.biogasportal.info erhältlich.

1.1 Aufgabenstellung

Die Steigerung der Energieerzeugung aus Biogas ist im Wesentlichen auf die administrative Rahmensetzung (vor allem auf die im Erneuerbare-Energien-Gesetz festgelegten Vergütungssätze für Strom aus regenerativen Energien) zurückzuführen. Auf Grund der anhaltend starken Nachfrage hat sich eine beachtliche Zahl von Biogasanlagenherstellern und Komponentenanbietern am Markt etabliert. Auf diese Weise ist Deutschland zum weltweit führenden Land hinsichtlich der Planung und Errichtung von Biogasanlagen geworden. Trotz der inzwischen weitreichenden Erfahrungen existieren weiterhin vier bedeutende Fragestellungen, deren Beantwortung die Aufgabe des vorliegenden Leitfadens Biogas sein soll:

 Trotz der weiterhin klar sichtbaren Tendenz einer zukünftig weiter zunehmenden Biogaserzeugung fehlt in der Landwirtschaft und auf Seiten der Investoren und zukünftigen Betreiber oft noch das notwendige Know-how. Deshalb müssen Kenntnisse von der Landwirtschaft bis hin zur Energie-



technik mit allen damit zusammenhängenden rechtlichen, ökologischen, administrativen, organisatorischen und logistischen Aspekten vermittelt werden, um möglichst viele weitere Biogas-Projekte zum Erfolg zu führen.

- Die Marktentwicklung hat zu einer kaum überschaubaren Vielzahl technischer Lösungsvarianten und Einzellösungen geführt. Der Leitfaden bietet hier einen bewährten frei von Firmeninteressen erarbeiteten und wissenschaftlich fundierten Überblick darüber, welche Technologien heute marktverfügbar und welche zukunftsträchtig sind.
- Bei der Wahl der Substrate werden nach wie vor aus Unkenntnis elementare biotechnologische Regeln verletzt. Deshalb muss gerade für die Phase der Ideenfindung sowie für die Betriebsphase Wissen bereitgestellt werden, um zu vermeiden, dass weiterhin Anlagen weitab vom Optimum betrieben werden.
- Es bestehen gerade vor dem Hintergrund des in der jungen Vergangenheit stark veränderten Rechtsrahmens große Unsicherheiten bei Fragen der Genehmigung von Biogasanlagen. Hier muss ein Überblick über notwendige Schritte bei der Umsetzung eines Biogas-Projektes unter Berücksichtigung der äußerst uneinheitlichen Praxis in den einzelnen Bundesländern erarbeitet werden.

Die regenerative Energiebereitstellung aus Biogas kann in idealer Weise mit einem verbesserten Stoffstrommanagement kombiniert werden. Deshalb ist die Investition in eine Biogasanlage häufig sinnvoll. Um hier eine fundierte Entscheidung treffen zu können, müssen die eigenen Vorstellungen mit den technischen und ökonomischen Möglichkeiten der Biogastechnologie methodisch richtig abgeglichen werden. Aus diesem Grund soll der Leitfaden Biogas mit den enthaltenden Informationen dazu beitragen, das energetische und wirtschaftliche Potenzial, das die Branche zweifelsohne noch immer hat, auszuschöpfen.

1.2 Lösungsansatz

Der vorliegende Leitfaden soll bestehende Informationslücken schließen und potenzielle Anlagenbetreiber und andere Beteiligte durch die Planungsphasen eines Biogasprojektes bis hin zur Umsetzung begleiten.

Der Leitfaden soll den Leser MOTIVIEREN, die Gegebenheiten in seinem Umfeld zu überdenken und zu prüfen, ob und auf welche Weise er in seinem Bereich einen Beitrag zur energetischen Nutzung von Biogas leisten kann.

Auch soll der Leitfaden INFORMIEREN. Potenzielle Betreiber und andere an der energetischen Nutzung von Biogas Interessierte sollen durch den Leitfaden alle notwendigen Informationen aus einer Quelle beziehen können.

Der Leitfaden soll darüber hinaus die entsprechenden Hilfsmittel bereitstellen, eine Projektidee zu **EVALUIEREN**. Es soll das Handwerkszeug vermittelt werden, das zur kritischen Prüfung vielversprechender Projektideen im Hinblick auf ihre Tauglichkeit für die wirtschaftliche Umsetzung notwendig ist

Zusätzlich soll der Leitfaden Anleitungen und Entscheidungshilfen geben, eine Projektidee zur Energiebereitstellung aus Biogas erfolgreich zu REALI-SIEREN.

1.3 Inhalt

Der Leitfaden Biogas bietet dem Leser einen Überblick über die komplexe Thematik der Biogasgewinnung und -nutzung. Er kann als Wegleitung und Checkliste für alle notwendigen Überlegungen und Handlungen zur Vorbereitung, Planung, Errichtung und zum Betrieb einer Biogasanlage genutzt werden. Dabei werden nicht nur die technisch-planerischen Aspekte, sondern auch rechtliche, wirtschaftliche und organisatorische Gesichtspunkte berücksichtigt. Dies wird in den einzelnen Kapiteln des Leitfadens realisiert, deren Inhalte zunächst in dieser Übersicht dargestellt werden.

Folgend aus den vier oben dargestellten Lösungsansätzen soll der Leitfaden vor allem in Bezug auf diese vier Themenkomplexe Unterstützung anbieten:

- Motivation zum Engagement
- Vermittlung von Basisinformation
- Evaluierung einer Projektidee
- Umsetzung eines Projektes.

In den **Kapiteln 2 bis 6 und 10** werden die Grundlagen des Aufbaus und des Betriebs von Biogasanlagen erläutert sowie die Verwendung der Eingangssubstrate und der Reststoffe beschrieben.

Die rechtlichen, administrativen und ökonomischen Rahmenbedingungen des Biogasanlagenbetriebs sowie die Betriebsorganisation finden sich in den Kapiteln 7 bis 9.

Die Umsetzung oder Realisierung einer Anlage wird in **Kapitel 11** durch Planungsempfehlungen und



Checklisten zum Anlagenbau, zum Anlagenbetrieb und zum Vertragsabschluss auf der Basis der Informationen der vorhergehenden Kapitel erleichtert.

Kapitel 12 soll dazu anregen, Ideen zu entwickeln und Initiativen zu starten. Es werden aber auch Argumente für die Biogasgewinnung und -nutzung geliefert, um die Öffentlichkeitsarbeit zu unterstützen, die zur Verwirklichung einer Idee zur energetischen Nutzung organischer Substrate zur Biogasgewinnung notwendig ist.

Zur Veranschaulichung realisierter Biogasprojekte bei unterschiedlichen Konfigurationen der Biogasgewinnung und -nutzung werden in **Kapitel 13** mehrere Beispiele vorgestellt.

1.4 Zielgruppen

Der Leitfaden richtet sich grundsätzlich an alle Personen, die Interesse an der Biogasgewinnung und nutzung haben und/oder von einem Biogasprojekt in irgendeiner Form betroffen sind. Der Leitfaden wendet sich damit in erster Linie an Personen oder Einrichtungen, die ein Biogasprojekt umsetzen und realisieren.

Zur Zielgruppe der Personen, die ein Biogas-Projekt umsetzen wollen, zählen zunächst Landwirte bzw. landwirtschaftliche Unternehmen sowie deren Partner. Als Substrat- und Energieerzeuger können sie Interesse an der energetischen Biogasgewinnung und -nutzung haben. Zudem stellen im landwirtschaftlichen Betrieb die Gärreste ein im Wert gesteigertes Düngemittel dar. Auf Grund des großen Biomassepotenzials im landwirtschaftlichen Bereich steht die landwirtschaftliche Biogaserzeugung im Mittelpunkt der Betrachtungen des vorliegenden Leitfadens.

Zu den weiteren potenziellen Biogas-Erzeugern zählen andere Produzenten oder Verwerter organischer Reststoffe, wie beispielsweise Betriebe der lebensmittelverarbeitenden Industrie, Entsorgungsunternehmen oder Kommunen, zum Zielgruppenspektrum. Private und institutionelle Investoren sowie in die Technologie investierende Energieversorger zählen ebenfalls zur Zielgruppe der potenziellen Realisierer. So existieren z. B. Beteiligungsgesellschaften, die speziell in Biogasprojekte investieren.

Die zweite Zielgruppe sind Personen, die in irgendeiner Form an einem Biogasprojekt beteiligt sind, sei es als Behördenmitarbeiter, Bankangestellter, Angestellte eines Strom- oder Gasnetzbetreibers, landwirtschaftlicher Berater oder Planer, aber auch als Anlagen- und Komponentenbauer. Darüber

hinaus sind aber auch alle Personen, die mittelbar oder unmittelbar von der Umsetzung eines Biogasprojektes betroffen sind, angesprochen. Der Leitfaden soll hier Informationsdefizite beseitigen und zum besseren Verständnis für die gegenseitigen Belange beitragen.

Ähnliches gilt auch für regionale und überregionale Verbände und Organisationen, die im Bereich der regenerativen Energien aktiv und unter Umständen beratend tätig sind. Für sie ist der Leitfaden eine wesentliche Informationsquelle für ihre Beratungsaufgaben im Bereich der Nutzung von Biomasse zur Biogasgewinnung.

Der Leitfaden ist ebenfalls als Motivation und Hilfe für Entscheidungsträger gedacht, die sich auf Grund ihrer Position in der Lage befinden, Biogasprojekte zu initiieren und/oder anzuschieben. Potenziellen Fördergeldgebern und Energieagenturen wird der Leitfaden in ihrer Multiplikatoren-Funktion hilfreich sein.

1.5 Abgrenzung

Bei dem vorliegenden Leitfaden müssen, wie nachfolgend beschrieben, sowohl hinsichtlich der Technik und der betrachteten Substrate als auch im Hinblick auf den Datenumfang und die Aktualität Abgrenzungen vorgenommen werden.

1.5.1 Technik

Der Leitfaden konzentriert sich ausschließlich auf die Verwertung von Biomasse zur Gewinnung und Nutzung von Biogas. Dabei liegt der Schwerpunkt auf Anlagen im landwirtschaftlichen Sektor sowie im Bereich der Verwertung von Reststoffen aus der Verarbeitung landwirtschaftlicher Produkte. Insbesondere Fragen der Verwertung beispielsweise von kommunalen Abfällen und Klärschlämmen werden nicht aufgegriffen. Ferner werden schwerpunktmäßig Biogastechnologien in die Betrachtungen einbezogen, die eine gewisse Bewährung im Markt erfahren haben und mehrfach kommerziell in Deutschland umgesetzt wurden.

Hinsichtlich der Gasverwertung wird der Schwerpunkt auf die kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom mittels Kraft-Wärme-Kopplung gelegt. Fragen der Biogas-Aufbereitung auf Erdgasqualität und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz werden grundsätzlich diskutiert, detaillierte Analysen und Bewertungen werden jedoch in anderen Publika-



tionen der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. dargestellt, so dass auf derartige Werke entsprechend verwiesen wird.

Die über die motorische Kraft-Wärme-Kopplung hinausgehenden Technologien zur Nutzung von Biogas (z. B. Mikrogasturbine, Brennstoffzelle, lokale Treibstoffbereitstellung) werden nur soweit diskutiert, als wissenschaftlich abgesicherte Informationen vorliegen, die eine absehbare ökonomisch sinnvolle Einsatzfähigkeit zeigen. Der Leitfaden konzentriert sich damit auf die Biogaserzeugung in marktgängigen Verfahren und die motorische Verbrennung des Biogases zur Elektroenergieproduktion mit marktgängiger Technik.

1.5.2 Substrate

Im Leitfaden werden die derzeit mit bedeutenden Anteilen in der Biogaswirtschaft eingesetzten Substrate unabhängig von ihrer Herkunft (Landwirtschaft, Landschaftspflege, Kommune, Industrie) berücksichtigt. Schwerpunktmäßig wird aber auf die landwirtschaftlichen Substrate sowie die Substrate aus der Lebensmittel verarbeitenden Industrie eingegangen. Eine Orientierung für die Auswahl bietet die Positivliste des EEG 2009 (s. a. Kapitel 7).

1.5.3 Aktualität

Die Basisarbeiten und Datenerhebungen für den Leitfaden Biogasgewinnung und -nutzung wurden in den Jahren 2008 und 2009 durchgeführt. Aus diesem Grund gibt sie das aktuelle Wissen in Deutschland Mitte 2009 wieder. Dies bezieht sich dabei eher auf den Stand der Technik als auf die letzten Erkenntnisse der Wissenschaft. Dieser Zeitpunkt bezieht sich genauso auf die rechtlichen Rahmenbedingungen, so dass vielen Betrachtungen insbesondere das EEG zum Stand der Novellierung 2009 zugrunde liegt. Soweit nicht explizit anders vermerkt, bezieht sich daher jede Aussage zum EEG auf das seit 1. Januar 2009 gültige EEG. Die Novellierung der Gas-NZV (Gasnetzzugangsverordnung) und der GasNEV (Gasnetzentgeltverordnung) 2010 konnte für diese Auflage berücksichtigt werden.

1.5.4 Datenumfang

Auch hinsichtlich des Datenumfangs erfolgt eine Abgrenzung. Der hier vorliegende Leitfaden enthält einerseits die Daten und Fakten, die zum Verständnis der entsprechenden Informationen und Vorgehensweisen notwendig sind, und andererseits diejenigen, die für die Durchführung erster Abschätzungen und Berechnungen erforderlich sind. Auf die Einbeziehung darüber hinaus gehenden Zahlenmaterials wurde zu Gunsten höherer Transparenz und Übersichtlichkeit verzichtet.

Der vorliegende Leitfaden enthält die aus den sorgfältigen Recherchen und vielfältigen Fachgesprächen resultierenden Ergebnisse. Dabei kann kein Anspruch auf die absolute Vollständigkeit und Richtigkeit der Daten erhoben werden, wobei das Ziel der umfassenden und weitestgehend erschöpfenden Darstellung aller relevanten Teilbereiche der Biogasgewinnung und -nutzung erreicht scheint.

Grundlagen der anaeroben Fermentation



2.1 Entstehung von Biogas

Wie schon der Name besagt, entsteht "Bio"-Gas in einem biologischen Prozess. Unter Ausschluss von Sauerstoff (bez. als anaerob) wird dabei aus organischer Masse ein Gasgemisch gebildet, das sogenannte Biogas. Dieser in der Natur weit verbreitete Prozess findet beispielsweise in Mooren, auf dem Grund von Seen, in Güllegruben sowie im Pansen von Wiederkäuern statt. Dabei wird durch eine Reihe von Mikroorganismen die organische Masse fast vollständig zu Biogas umgewandelt. Zusätzlich entstehen gewisse Mengen an Energie (Wärme) und neuer Biomasse.

Das gebildete Gasgemisch besteht überwiegend aus Methan (50-75 Vol.-%) und Kohlendioxid (25-50 Vol.-%). Daneben befinden sich im Biogas noch geringe Mengen an Wasserstoff, Schwefelwasserstoff, Ammoniak und anderen Spurengasen. Die Zusammensetzung wird im Wesentlichen von den eingesetzten Substraten, dem Fermentationsverfahren und verschiedenen technischen Ausführungen beeinflusst [2-1], [2-2], [2-3], [2-4]. Der Entstehungsprozess des Biogases lässt sich in mehrere Teilschritte unterteilen (siehe Abb. 2.1). Dabei müssen die einzelnen Abbauschritte optimal aufeinander eingespielt sein, damit der Gesamtprozess reibungslos abläuft.

Im ersten Schritt, der "Hydrolyse", werden die komplexen Verbindungen des Ausgangsmaterials (z. B. Kohlenhydrate, Eiweiße, Fette) in einfachere, organische Verbindungen (z. B. Aminosäuren, Zucker, Fettsäuren) gespalten. Die daran beteiligten hydrolytischen Bakterien setzen hierzu Enzyme frei, die das Material auf biochemischem Weg zersetzen.

Die gebildeten Zwischenprodukte werden dann in der sogenannten "Versäuerungsphase" (Acidogenese) durch fermentative (säurebildende) Bakterien weiter zu niederen Fettsäuren (Essig-, Propion- und Buttersäure) sowie Kohlendioxid und Wasserstoff abgebaut. Daneben werden aber auch geringe Men-

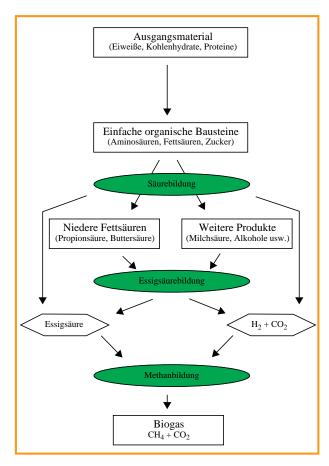


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung des anaeroben

gen an Milchsäure und Alkohole gebildet. Die Art der in dieser Stufe gebildeten Produkte wird von der Konzentration des intermediär gebildeten Wasserstoffs beeinflusst.

In der Acetogenese, der "Essigsäurebildung", werden diese Produkte anschließend durch acetogene Bakterien zu Vorläufersubstanzen des Biogases (Essigsäure, Wasserstoff und Kohlendioxid) umgesetzt. In diesem Zusammenhang ist der Wasserstoffpartialdruck von großer Bedeutung. Ein zu hoher Wasserstoffgehalt verhindert aus energetischen Gründen die

Umsetzung der Zwischenprodukte der Acidogenese. Als Folge reichern sich organische Säuren, z. B. Propionsäure, iso-Buttersäure, iso-Valeriansäure und Capronsäure, an und hemmen die Methanbildung. Die acetogenen Bakterien (Wasserstoffbildner) müssen aus diesem Grund in einer engen Lebensgemeinschaft mit den Wasserstoff verbrauchenden methanogenen Archaeen stehen, welche Wasserstoff zusammen mit Kohlendioxid bei der Bildung von Methan verbrauchen (Interspecies-Wasserstoff-Transfer) und somit für akzeptable Milieubedingungen der essigsäurebildenden Bakterien sorgen [2-5].

In der anschließenden "Methanogenese", dem letzten Schritt der Biogasbildung, werden vor allem Essigsäure sowie Wasserstoff und Kohlendioxid von strikt anaeroben methanogenen Archaeen zu Methan umgewandelt. Die hydrogenotrophen Methanogenen produzieren aus Wasserstoff und Kohlendioxid das Methan, wohingegen die acetoclastischen Methanbildner durch Essigsäurespaltung Methan bilden. Unter den in landwirtschaftlichen Biogasanlagen vorherrschenden Bedingungen erfolgt die Methanbildung bei höheren Raumbelastungen vorwiegend über den Wasserstoff verwertenden Reaktionsweg und nur bei relativ geringer Raumbelastung über den Essigsäure spaltenden Reaktionsweg [2-7], [2-8]. Die aus der Klärschlammvergärung gewonnene Erkenntnis, dass Methan zu 70 % aus der Essigsäurespaltung und nur zu 30 % aus der Wasserstoffverwertung stammt, gilt bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen allenfalls für Hochlastfermenter mit sehr kurzen Verweilzeiten [2-7], [2-9]. Neuere Forschungsarbeiten belegen, dass der Interspecies-Wasserstoff-Transfer offensichtlich zum geschwindigkeitsbestimmenden Schritt wird [2-10].

Grundsätzlich finden die vier Phasen des anaeroben Abbaus in einem einstufigen Prozess zeitlich parallel statt. Da die Bakterien der einzelnen Abbauschritte aber unterschiedliche Anforderungen an ihren Lebensraum stellen (z. B. pH-Wert, Temperatur), muss hier prozesstechnisch ein Kompromiss gefunden werden. Da die methanogenen Mikroorganismen aufgrund der geringen Wachstumsgeschwindigkeit das schwächste Glied der Biozönose sind und am empfindlichsten auf Störungen reagieren, müssen die Milieubedingungen an die Anforderungen der Methanbildner angepasst werden. Der Versuch, die Hydrolyse und Säurebildung von der Methanbildung durch zwei getrennte Prozessstufen räumlich zu trennen (zweiphasige Prozessführung) gelingt in der Praxis jedoch nur bedingt, da es trotz eines niedrigen pH-Werts in der Hydrolysestufe (pH < 6,5) dennoch teilweise zur Bildung von Methan kommt. Das gebildete Hydrolysegas enthält neben Kohlendioxid und Wasserstoff daher auch Methan, weshalb das Hydrolysegas einer Verwertung oder Behandlung zugeführt werden muss, um negative Umweltauswirkungen und Sicherheitsrisiken zu vermeiden [2-11].

Je nach Konstruktion und Betriebsweise der Biogasanlage sowie der Beschaffenheit und Konzentration der als Substrat eingesetzten Frischmasse können sich bei mehrstufigen Prozessen unterschiedliche Milieubedingungen in den einzelnen Fermenterstufen einstellen. Die Umgebungsbedingungen wiederum beeinflussen die Zusammensetzung und Aktivität der mikrobiellen Biozönose und haben damit unmittelbar Einfluss auf die gebildeten Stoffwechselprodukte.

2.2 Milieubedingungen

Bei der Beschreibung der Milieubedingungen muss zwischen Nassfermentation und Feststofffermentation (auch als Trockenfermentation bezeichnet) unterschieden werden, da sich insbesondere im Hinblick auf den Wassergehalt, Nährstoffgehalt und Stofftransport Unterschiede zwischen den beiden Verfahren ergeben. Auf Grund der dominierenden Anwendung in der Praxis wird im Folgenden nur auf die Nassfermentation eingegangen.

2.2.1 Sauerstoff

Methanogene Archaeen gehören zu den ältesten Lebewesen auf unserer Erde und entstanden vor etwa drei bis vier Milliarden Jahren, lange bevor sich die Atmosphäre, wie wir sie kennen, gebildet hatte. Aus diesem Grund sind diese Mikroorganismen auch heute noch auf eine Lebensumgebung angewiesen, in der kein Sauerstoff vorkommt. Die meisten Arten werden schon durch geringe Sauerstoffmengen abgetötet. In der Regel lässt sich jedoch ein Sauerstoffeintrag in den Fermenter nicht vollkommen vermeiden. Der Grund, dass die methanogenen Archaeen nicht sofort in ihrer Aktivität gehemmt werden oder sogar ganz absterben liegt darin, dass sie in Gemeinschaft mit sauerstoffverbrauchenden Bakterien aus den vorhergehenden Abbauschritten leben [2-1], [2-2]. Einige von ihnen sind sogenannte fakultativ anaerobe Bakterien. Diese können sowohl unter Sauerstoffeinfluss als auch vollkommen ohne Sauerstoff überleben. Solange der Sauerstoffeintrag nicht zu groß ist, verbrauchen sie den Sauerstoff, bevor er die methanogenen Archaeen schädigt, die auf eine sauerstofffreie Umgebung zwingend angewiesen sind. Auch der zur biologi-

2

Eine strikte Unterteilung der Verfahren in Nassund Feststofffermentation ist aus biologischer Sicht irreführend, da die am Vergärungsprozess beteiligten Mikroorganismen in jedem Fall ein flüssiges Medium für ihr Wachstum und Überleben benötigen.

Auch bei der Definition über den Trockenmassegehalt der zu vergärenden Frischmasse kommt es immer wieder zu Missverständnissen, da häufig mehrere Substrate mit unterschiedlichen Trockenmassegehalten eingesetzt werden. Hier muss dem Betreiber klar sein, dass nicht der Trockenmassegehalt der Einzelsubstrate maßgebend für die Einteilung des Verfahrens ist, sondern der Trockenmassegehalt des in den Fermenter eingebrachten Substratgemisches.

Deswegen erfolgt hier die Einteilung in Nassoder Feststofffermentation über den Trockenmassegehalt des Fermenterinhalts. Dabei sei noch einmal darauf hingewiesen, dass die Mikroorganismen in ihrer unmittelbaren Umgebung in beiden Fällen ausreichend Wasser benötigen.

Zwar gibt es keine genaue Definition der Grenze zwischen Nass- und Feststofffermentation, jedoch hat es sich in der Praxis eingebürgert, dass man bei Einsatz von Energiepflanzen bis zu einem Trockenmassegehalt im Fermenter von ca. 12 % von Nassfermentation spricht, da der Fermenterinhalt bei diesem Wassergehalt in der Regel noch pumpfähig ist. Steigt der Trockenmassegehalt im Fermenter auf Werte von über 15-16 % an, so ist das Material meist nicht mehr pumpfähig und man bezeichnet den Prozess als Feststofffermentation.

schen Entschwefelung in den Gasraum des Fermenters eingetragene Luftsauerstoff hat daher in der Regel keinen negativen Einfluss auf die Methanbildung [2-6].

2.2.2 Temperatur

Grundsätzlich gilt, dass chemische Reaktionen umso schneller ablaufen, je höher die Umgebungstemperatur ist. Dies lässt sich aber nur bedingt auf biologische Abbau- und Umsetzungsprozesse anwenden. Es muss hier bedacht werden, dass für die an den Stoffwechselprozessen beteiligten Mikroorganismen unterschiedliche Temperaturoptima existieren [2-1]. Werden diese optimalen Temperaturbereiche unterbzw. überschritten, kann dies zu einer Hemmung und

im Extremfall zur unwiderruflichen Schädigung der beteiligten Mikroorganismen führen.

Die am Abbau beteiligten Mikroorganismen lassen sich auf Grund ihrer Temperaturoptima in drei Gruppen einteilen. Es wird hier zwischen psychrophilen, mesophilen und thermophilen Mikroorganismen unterschieden [2-13]:

- Psychrophile Mikroorganismen haben ihr Optimum bei Temperaturen unterhalb von 25 °C. Bei solchen Temperaturen entfällt das Aufheizen der Substrate bzw. des Fermenters, jedoch sind Abbauleistung und Gasproduktion nur gering. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Biogasanlagen ist daher in der Regel nicht möglich.
- Der größte Teil der bekannten Methanbildner hat sein Wachstumsoptimum im mesophilen Temperaturbereich zwischen 37 und 42 °C. Anlagen, die im mesophilen Bereich arbeiten, sind in der Praxis am weitesten verbreitet, da in diesem Temperaturbereich relativ hohe Gasausbeuten sowie eine gute Prozessstabilität erreicht werden [2-6].
- durch Hygienisierung des Substrates gesundheitsschädliche Keime abgetötet werden oder werden als Substrate Nebenprodukte oder Abfallstoffe verwendet, die mit hoher Eigentemperatur anfallen (z. B. Prozesswasser), bieten sich thermophile Kulturen für die Vergärung an. Diese haben ihr Optimum im Temperaturbereich zwischen 50 und 60 °C. Es wird hier durch die hohe Prozesstemperatur eine höhere Abbaugeschwindigkeit sowie eine geringere Viskosität erreicht. Jedoch ist zu bedenken, dass auch mehr Energie für das Aufheizen des Gärprozesses benötigt werden kann. Auch ist der Gärprozess in diesem Temperaturbereich empfindlicher gegenüber Störungen, Unregelmäßigkeiten in der Substratzufuhr oder der Betriebsweise des Fermenters, da unter thermophilen Bedingungen weniger verschiedene Arten von methanogenen Mikroorganismen vorliegen [2-6].

Die Praxis hat in diesem Zusammenhang gezeigt, dass die Übergänge zwischen den Temperaturbereichen fließend sind und in erster Linie schnelle Temperaturänderungen zu Schädigungen der Mikroorganismen führen, wohingegen sich die methanogenen Mikroorganismen bei langsamer Temperaturänderung an unterschiedliche Temperaturniveaus anpassen können. Für einen stabilen Prozessverlauf ist daher weniger die absolute Temperaturniveau vielmehr die Konstanz in einem Temperaturniveau entscheidend.

In diesem Zusammenhang ist der in der Praxis vielfach beobachtete Effekt der Selbsterwärmung zu

nennen. Dieser Effekt tritt beim Einsatz von überwiegend kohlenhydrathaltigen Substraten in Verbindung mit dem Verzicht auf flüssige Inputstoffe und gut isolierte Behälter auf. Die Selbsterwärmung ist auf die Wärmeproduktion einzelner Mikroorganismengruppen beim Kohlenhydratabbau zurückzuführen. Diese kann zur Folge haben, dass bei ursprünglich mesophiler Betriebsweise die Temperatur bis in den Bereich von 43-48 °C ansteigt. Bei einer intensiven analytischen Begleitung und damit verbundenen Prozessregulation kann der Temperaturwechsel mit kurzfristigen, geringen Einschnitten in der Gasproduktion vollzogen werden [2-12]. Sofern jedoch erforderliche Eingriffe in den Prozess (z. B. Reduktion der Inputmengen) unterbleiben, können sich die Mikroorganismen nicht an den Temperaturwechsel adaptieren und es kommt im schlimmsten Fall zum vollständigen Erliegen der Gasproduktion.

2.2.3 pH-Wert

Für den pH-Wert gelten ähnliche Zusammenhänge wie für die Temperatur. Die an den verschiedenen Abbauschritten beteiligten Mikroorganismen benötigen unterschiedliche pH-Werte bei denen sie optimal wachsen können. So liegt das pH-Optimum der hydrolysierenden und säurebildenden Bakterien bei pH 5,2 bis 6,3 [2-6]. Sie sind aber nicht zwingend darauf angewiesen und können auch bei geringfügig höheren pH-Werten noch Substrate umsetzen. Lediglich ihre Aktivität wird dadurch gering vermindert. Dagegen benötigen die Essigsäure bildenden Bakterien und die methanogenen Archaeen unbedingt einen pH-Wert im neutralen Bereich bei 6,5 bis 8 [2-8]. Findet der Gärprozess in nur einem Fermenter statt, muss demzufolge dieser pH-Bereich eingehalten werden.

Unabhängig davon, ob der Prozess ein- oder mehrstufig ist, stellt sich der pH-Wert innerhalb des Systems automatisch durch die alkalischen und sauren Stoffwechselprodukte ein, die während des anaeroben Abbaus gebildet werden [2-1]. Wie empfindlich jedoch dieses Gleichgewicht ist, zeigt folgende Kettenreaktion

Wird dem Prozess z. B. in zu kurzer Zeit zuviel organische Masse zugeführt oder ist die Methanbildung aus einem anderen Grund gehemmt, so reichern sich die sauren Stoffwechselprodukte der Acidogenese an. Im Normalfall stellt sich der pH-Wert durch den Carbonat- und Ammoniakpuffer im neutralen Bereich ein. Ist die Pufferkapazität des Systems erschöpft, d.h. es haben sich zu viele organische Säuren angereichert,

sinkt der pH-Wert. Dadurch erhöht sich wiederum die Hemmwirkung von Schwefelwasserstoff und Propionsäure, so dass es in kürzester Zeit zum "Umkippen" des Fermenters kommen kann. Andererseits kann der pH-Wert steigen, wenn durch den Abbau organischer Stickstoffverbindungen Ammoniak freigesetzt wird, das mit Wasser zu Ammonium reagiert. Dadurch erhöht sich die Hemmwirkung von Ammoniak. Im Hinblick auf die Prozesskontrolle ist jedoch zu beachten, dass der pH-Wert aufgrund seiner Trägheit nur bedingt für die Anlagensteuerung verwendet werden kann, jedoch aufgrund seiner hohen Bedeutung stets gemessen werden sollte.

2.2.4 Nährstoffversorgung

Die Mikroorganismen des anaeroben Abbaus haben einen artspezifischen Bedarf an Makro- und Mikronährstoffen sowie Vitaminen. Die Konzentration und Verfügbarkeit dieser Komponenten beeinflusst Wachstumsgeschwindigkeit und Aktivität der verschiedenen Populationen. Es existieren artspezifische Mindest- und Maximalkonzentration, deren Festlegung aufgrund der Vielfalt unterschiedlicher Kulturen und deren z. T. stark ausgeprägter Adaptionsfähigkeit schwierig ist. Um möglichst viel Methan aus den eingesetzten Substraten zu gewinnen, muss eine optimale Nährstoffversorgung der Mikroorganismen gewährleistet sein. Wie viel Methan sich letztendlich aus den eingesetzten Substraten gewinnen lässt, wird durch dessen Anteile an Proteinen, Fetten und Kohlenhydraten bestimmt. Diese Faktoren beeinflussen gleichermaßen den spezifischen Bedarf an Nährstoffen [2-18].

Für einen stabilen Prozessverlauf ist ein ausgewogenes Verhältnis an Makro- und Mikronährstoffen erforderlich. Nach Kohlenstoff ist Stickstoff der am meisten benötigte Nährstoff. Er wird für die Bildung von Enzymen benötigt, die den Stoffwechsel durchführen. Daher ist das C/N-Verhältnis der eingesetzten Substrate wichtig. Ist dieses Verhältnis zu hoch (viel C und wenig N), kann durch einen unzureichenden Stoffwechsel der vorhandene Kohlenstoff nicht vollständig umgesetzt werden, so dass die maximal mögliche Methanausbeute nicht erreicht wird. Im umgekehrten Fall kann es durch Stickstoffüberschuss zur übermäßigen Bildung von Ammoniak (NH₃) kommen, der schon in geringen Konzentrationen die Bakterien in ihrem Wachstum hemmt und sogar zum völligen Zusammenbruch der gesamten Mikroorganismenpopulation führen kann [2-2]. Für einen ungestörten Prozessablauf muss das C/N-Verhältnis deswegen im Bereich 10 bis 30 liegen. Neben Kohlenstoff und Stickstoff sind Phosphor und Schwefel ebenfalls essentielle Nährstoffe. Schwefel ist Bestandteil der Aminosäuren und Phosphorverbindungen sind für die Bildung der Energieträger ATP (Adenosintriphosphat) und NADP (Nicotinamid-Adenin-Dinucleotidphosphat) notwendig. Um die Mikroorganismen ausreichend mit Nährstoffen zu versorgen, sollte das C:N:P:S-Verhältnis im Reaktor bei 600:15:5:3 liegen [2-14].

Neben den Makronährstoffen ist eine ausreichende Verfügbarkeit einzelner Spurenelemente für die Mikroorganismen lebensnotwendig. Bei den meisten landwirtschaftlichen Biogasanlagen wird der Bedarf an Mikronährstoffen in der Regel gedeckt, insbesondere beim Einsatz tierischer Exkremente. Vor allem bei der Monovergärung von Energiepflanzen kommt es jedoch sehr häufig zu einem Mangel an Spurenelementen. Methanogene Archaeen benötigen die Elemente Kobalt (Co), Nickel (Ni), Molybdän (Mo) und Selen (Se) sowie teilweise auch Wolfram (W). Ni, Co und Mo dienen in Co-Faktoren für essentielle Reaktionen im Stoffwechsel [2-15], [2-16]. Fernerhin sind Magnesium (Mg), Eisen (Fe) und Mangan (Mn) wichtige Mikronährstoffe, die für den Elektronentransport und die Funktion bestimmter Enzyme erforderlich sind.

Daher ist die Konzentration der Spurenelemente im Reaktor eine entscheidende Bezugsgröße. Vergleicht man in diesem Zusammenhang verschiedene Literaturquellen miteinander, so ist vor allem die sehr große Schwankungsbreite (z. T. bis Faktor 100) der als essentiell angesehenen Spurenelementkonzentrationen auffallend.

Tabelle 2.1: Günstige Spurenelementkonzentrationen verschiedener Literaturquellen

Spuren-	Konzentrationsbereich [mg/l]			
element	nach [2-18]	nach [2-19]	nach [2-16] ^a	nach [2-17] ^b
Co	0,003-0,06	0,003-10	0,06	0,12
Ni	0,005-0,5	0,005-15	0,006	0,015
Se	0,08	0,08-0,2	0,008	0,018
Mo	0,005-0,05	0,005-0,2	0,05	0,15
Mn	k. A.	0,005-50	0,005-50	k. A.
Fe	1-10	0,1-10	1-10	k. A.

a. Absolute Minimalkonzentration bei Biogasanlagen

Die in Tabelle 2.1 aufgezeigten Konzentrationsbereiche sind für landwirtschaftliche Biogasanlagen nur bedingt anwendbar, da die aus den genannten Quellen zitierten Untersuchungen teilweise im Abwasserbereich bei unterschiedlichen Ausgangsbedingungen und Untersuchungsmethoden erfolgten. Darüber hinaus sind die Spannbreiten extrem hoch und es liegen kaum Angaben zu den vorgelegenen Prozessbedingungen (z. B. Raumbelastung, Verweilzeit, etc.) vor. Die Spurenelemente können im Reaktor schwer lösliche Verbindungen mit freiem Phosphat, Sulfid und Carbonat eingehen und sind somit für die Mikroorganismen nicht mehr verfügbar. Mit der Analyse der Spurenelementkonzentrationen im Gärgut können daher keine sicheren Aussagen zur Verfügbarkeit der Spurenelemente getroffen werden. Es wird ausschließlich die Gesamtkonzentration bestimmt. Aus diesem Grund müssen dem Prozess größere Mengen an Spurenelementen zugeführt werden, als allein für den Ausgleich einer Mangelkonzentration benötigt würde. Bei einer Bedarfsermittlung muss stets die Spurenelementkonzentrationen aller Substrate berücksichtigt werden. Aus Analysen von Spurenelementgehalten verschiedener Futtermittel ist bekannt, dass erhebliche Schwankungsbreiten vorliegen können. Dieses macht eine optimierte Dosierung von Spurenelementen bei Mangelsituationen äußerst schwierig.

Dennoch sollte vor einer Zudosierung von Spurenelementen zuerst der Gehalt der Mikronährstoffe des Fermenterinhalts bestimmt werden, um eine Überdosierung von Spurenelementen zu vermeiden. Diese kann dazu führen, dass die Schwermetallkonzentration im Gärrest den zulässigen Grenzwert für die landwirtschaftliche Verwertung übersteigt, so dass der Gärrest nicht als organischer Dünger verwertet werden kann.

2.2.5 Hemmstoffe

Ist die Gasproduktion bzw. der Prozessablauf gehemmt, kann dies unterschiedliche Gründe haben. Dies können zum Einen betriebstechnische Gründe sein (vgl. Kapitel 5.4 Störungsmanagement). Zum Anderen können Hemmstoffe den Prozessfortschritt verzögern. Dies sind Stoffe, die unter Umständen schon in geringen Mengen die Abbauleistung vermindern bzw. bei toxischer Konzentration den Abbauprozess zum Erliegen bringen. Unterschieden werden muss zwischen Hemmstoffen, die durch die Substratzugabe in den Fermenter gelangen, und solchen, die als Zwischenprodukte aus den einzelnen Abbauschritten hervorgehen.

b. Empfohlene optimale Konzentration

Bei der "Fütterung" eines Fermenters muss beachtet werden, dass auch eine übermäßige Substratzugabe den Gärprozess hemmen kann, da sich grundsätzlich jeder Inhaltsstoff eines Substrates in zu hohen Konzentrationen schädlich auf die Bakterien auswirken kann. Dies gilt besonders für Substanzen wie Antibiotika, Desinfektions- oder Lösungsmittel, Herbizide, Salze oder Schwermetalle, die schon in geringen Mengen den Abbauprozess hemmen können. Der Eintrag von Antibiotika stammt in der Regel aus der Zugabe von Wirtschaftsdünger oder tierischen Fetten, wobei die hemmende Wirkung einzelner Antibiotika sehr unterschiedlich ist. Aber auch essentielle Spurenelemente können in zu hohen Konzentrationen toxisch für die Mikroorganismen sein. Da sich die Mikroorganismen bis zu einem gewissen Maße an solche Stoffe anpassen können, ist die Konzentration, ab der ein Stoff schädigt, nur schwer zu bestimmen [2-2]. Auch existieren für einige Hemmstoffe Wechselwirkungen mit anderen Substanzen. So wirken Schwermetalle nur dann schädigend auf den Gärprozess, wenn sie in gelöster Form vorliegen. Sie werden aber durch Schwefelwasserstoff, der ebenfalls im Gärprozess gebildet wird, gebunden und als schwerlösliche Sulfide ausgefällt. Da bei der Methangärung H₂S praktisch immer entsteht, ist eine Prozessstörung durch Schwermetalle in der Regel nicht zu erwarten [2-2]. Dies gilt nicht für Kupferverbindungen, die aufgrund ihrer antibakteriellen Wirkung bereits in sehr geringer Konzentration (40-50 mg/l) toxisch sind und in landwirtschaftlichen Betrieben, z.B. über die Klauendesinfektion, in den Wirtschaftskreislauf gelangen können.

Während des Gärprozesses wird eine Reihe von Stoffen gebildet, die den Prozess hemmen können. Dabei muss in diesem Zusammenhang nochmals auf die hohe Adaptionsfähigkeit der Bakterien hingewiesen werden, da man nicht von allgemeingültigen absoluten Grenzen ausgehen kann. Insbesondere das nichtionische, freie Ammoniak (NH₃) wirkt schon in geringen Konzentrationen schädigend auf die Bakterien, welches mit der Ammoniumkonzentration (NH₄⁺) im Gleichgewicht steht (Ammoniak reagiert hierbei mit Wasser zu Ammonium und einem OH-Ion und umgekehrt). Das bedeutet, dass sich bei einem zunehmend basischen pH-Wert, also bei zunehmender OH⁻-Ionen-Konzentration, das Gleichgewicht verschiebt und die Ammoniakkonzentration zunimmt. Beispielsweise führt ein Anstieg des pH-Werts von 6,5 auf 8,0 zu einer Zunahme der Konzentration an freiem Ammoniak auf das 30-fache. Auch bei Temperaturanstieg im Fermenter kommt es zu einer Verschiebung des Gleichgewichts in Richtung des hemmenden Ammoniaks. Für ein nicht an hohe Stickstoffkonzentrationen angepasstes Vergärungssystem liegt die Hemmschwelle im Bereich von 80-250 mg/l NH₃ [2-2]. Abhängig von pH-Wert und Gärtemperatur entspricht dies einer Ammoniumkonzentration von 1,7-4 g/l. Erfahrungsgemäß muss bei einer Gesamtkonzentration an Ammoniumstickstoff von 3.000-3.500 mg/l mit einer Stickstoffhemmung des Biogasprozesses gerechnet werden [2-18].

Ein weiteres Produkt des Gärprozesses ist Schwefelwasserstoff (H₂S), welcher in nicht dissoziierter, gelöster Form als Zellgift schon in Konzentrationen von ca. 50 mg/l den Abbauprozess hemmen kann. Mit sinkendem pH-Wert steigt der Anteil an freiem H₂S, wodurch die Gefahr einer Hemmung zunimmt. Eine Möglichkeit den Gehalt an H2S zu vermindern besteht in der Fällung mittels Eisen-Ionen als Sulfide. H₂S reagiert auch mit weiteren Schwermetallen und wird unter Bildung von Sulfidionen (S²⁻) gebunden und ausgefällt [2-2]. Schwefel ist, wie bereits erwähnt, allerdings auch ein wichtiger Makronährstoff, der für die Bildung von Enzymen in ausreichender Konzentration verfügbar sein muss, so dass eine zu weitgehende Ausfällung als Sulfid wiederum eine Hemmung der Methanogenese auslösen kann.

Die Hemmwirkung einzelner Stoffe hängt folglich von mehreren Faktoren ab und die Festlegung auf feste Grenzwerte ist nur schwer durchzuführen. Eine Auflistung einiger Hemmstoffe zeigt Tabelle 2.2.

2.3 Betriebsparameter

2.3.1 Raumbelastung und Verweilzeit des Fermenters

Beim Bau von Biogasanlagen stehen meist ökonomische Überlegungen im Vordergrund. So wird bei der Wahl der Fermentergröße nicht unbedingt die maximale Gasausbeute bzw. der vollständige Abbau der im Substrat enthaltenen organischen Masse angestrebt. Wollte man einen vollständigen Abbau der organischen Inhaltsstoffe realisieren, wären mitunter sehr lange Aufenthaltszeiten des Substrates im Fermenter und damit auch entsprechend große Behältervolumina notwendig, da einige Stoffe – wenn überhaupt – erst nach sehr langen Zeiträumen abgebaut werden. Es muss also mit vertretbarem wirtschaftlichem Aufwand ein Optimum an Abbauleistung angestrebt werden.

In dieser Hinsicht ist die Raumbelastung (B_R) ein wichtiger Betriebsparameter. Sie gibt an, wie viel Kilo-

Tabelle 2.2: Hemmstoffe bei anaeroben Abbauprozessen und deren schädigende Konzentration [2-14]

Hemmstoff	Hemm-	Anmerkung
пешнізіон	konzentration	Annerkong
Sauerstoff	> 0,1 mg/l	Hemmung der obligat anaeroben methano- genen Archaeen
Schwefel- wasserstoff	> 50 mg/l H ₂ S	Hemmwirkung steigt mit sinkendem pH-Wert
Flüchtige Fettsäuren	> 2.000 mg/l HAc (pH = 7,0)	Hemmwirkung steigt mit sinkendem pH- Wert. Hohe Adaptions- fähigkeit der Bakterien
Ammoniumstick- stoff	$> 3.500 \text{ mg/l NH}_4^+$ $(pH = 7,0)$	Hemmwirkung steigt mit steigendem pH-Wert und steigender Tem- peratur. Hohe Adap- tionsfähigkeit der Bakterien
Schwer- metalle	Cu > 50 mg/l Zn > 150 mg/l Cr > 100 mg/l	Nur gelöste Metalle wir- ken inhibierend. Entgif- tung durch Sulfidfällung
Desinfektionsmittel Antibiotika	k. A.	Hemmwirkung pro- duktspezifisch

gramm organischer Trockensubstanz (oTS) dem Fermenter je m^3 Arbeitsvolumen pro Zeiteinheit zugeführt werden kann [2-1]. Die Raumbelastung wird in kg oTS/($m^3 \cdot d$) angegeben.

$$B_R = \frac{\dot{m} \cdot c}{V_R \cdot 100} \text{ [kg oTS m}^{-3} \text{ d}^{-1}]$$

Gleichung 2.1: Raumbelastung B_R (\dot{m} = zugeführte Substratmenge je Zeiteinheit [kg/d]; c = Konzentration der organischen Substanz [% oTS]; V_R = Reaktorvolumen [m^3])

Die Raumbelastung kann für jede Stufe (gasdichter, isolierter und beheizter Behälter), für das Gesamtsystem (Summe der Arbeitsvolumina aller Stufen) sowie mit und ohne Einbeziehung von Materialrückführung (Rezirkulat) angegeben werden. Durch Veränderung der Bezugsgrößen ergeben sich zum Teil sehr unterschiedliche Ergebnisse für die Raumbelastung einer Anlage. Für einen möglichst aussagekräftigen Vergleich der Raumbelastung unterschiedlicher Biogasanlagen empfiehlt es sich, diesen Parameter für das Gesamtsystem und ohne Betrachtung der Materialrückführung, also ausschließlich für das Frischsubstrat, zu ermitteln.

Ein weiterer Parameter für die Dimensionierung der Behältergröße ist die hydraulische Verweilzeit (HRT; hydraulic retention time). Dies ist die Zeitdauer, die ein zugeführtes Substrat rechnerisch im Mittel bis zu seinem Austrag im Fermenter verbleibt [2-1]. Zur Berechnung setzt man das Reaktorvolumen (V_R) ins Verhältnis zur täglich zugeführten Substratmenge (\dot{V}) [2-2]. Die hydraulische Verweilzeit wird in Tagen angegeben.

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

Gleichung 2.2: Hydraulische Verweilzeit $(V_R = Reaktorvolumen [m^3]; \dot{V} = täglich zugeführtes Substratvolumen [m^3/d])$

Die reale Verweilzeit weicht hiervon ab, da je nach Durchmischung, z. B. durch Kurzschlussströmungen, einzelne Komponenten den Fermenter unterschiedlich schnell verlassen. Zwischen der Raumbelastung und der hydraulischen Verweilzeit besteht ein enger Zusammenhang (Abb. 2.2).

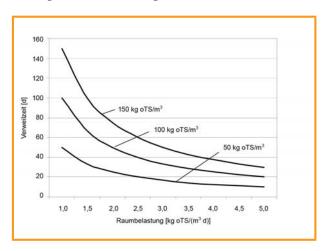


Abbildung 2.2: Zusammenhang zwischen Raumbelastung und hydraulischer Verweilzeit bei unterschiedlichen Substratkonzentrationen

Setzt man eine gleichbleibende Substratzusammensetzung voraus, wird mit steigender Raumbelastung mehr Input dem Fermenter zugeführt und es verkürzt sich somit die Verweilzeit. Um den Gärprozess aufrecht erhalten zu können, muss die hydraulische Verweilzeit so gewählt werden, dass durch den ständigen Austausch des Reaktorinhalts nicht mehr Mikroorganismen ausgespült werden als in dieser Zeit nachwachsen können (z. B. liegt die Verdopplungsrate einiger methanogener Archaeen bei 10 Tagen und länger) [2-1]. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass

bei geringer Verweilzeit den Mikroorganismen nur wenig Zeit bleibt, das Substrat abzubauen und so nur eine unzureichende Gasausbeute erzielt wird. Es ist also in gleichem Maße wichtig, die Verweilzeit an die spezifische Abbaugeschwindigkeit der verwendeten Substrate anzupassen. Bei bekannter täglicher Zugabemenge kann in Verbindung mit der Abbaubarkeit des Substrates und der angestrebten Verweilzeit das benötigte Reaktorvolumen errechnet werden.

Die genannten Betriebsparameter einer Biogasanlage dienen in erster Linie zur Beschreibung der Belastungssituation, z. B. zum Vergleich unterschiedlicher Biogasanlagen. Lediglich beim Anfahrprozess können die Parameter bei der Anlagensteuerung im Hinblick auf eine langsame, kontinuierliche Steigerung hilfreich sein. Dabei wird in der Regel vor allem der Raumbelastung Beachtung geschenkt. Bei Anlagen mit inputseitig hohen Flüssigkeitsmengen und geringen Gehalten an abbaubarer Organik (Gülleanlagen) ist die Verweilzeit von größerer Bedeutung.

2.3.2 Produktivität, Ausbeute und Abbaugrad

Zur Beschreibung des Leistungsstandes einer Biogasanlage sind Produktivität ($P_{(CH4)}$), Ausbeute ($A_{(CH4)}$) und Abbaugrad (η_{oTS}) gut geeignete Parameter. Wird die Gasproduktion auf das Fermentervolumen bezogen, so spricht man von der Produktivität. Sie ist definiert als Quotient aus der täglichen Gasproduktion und dem Reaktorvolumen und gibt folglich Aufschluss über die Effektivität [2-20]. Die Produktivität kann sowohl auf die Biogas- ($P_{(Biogas)}$) als auch auf die Methanproduktion ($P_{(CH4)}$) bezogen werden und wird in Nm³/(m³ · d) angegeben.

$$P_{(\text{CH4})} = \frac{\dot{V}_{(\text{CH4})}}{V_R} \quad [\text{Nm}^3 \ \text{m}^{\text{-}3} \ \text{d}^{\text{-}1}]$$

Gleichung 2.3: Methan-Produktivität ($\dot{V}_{(CH4)}$ = Methan-produktion [Nm³/d]; V_R = Reaktorvolumen [m³])

Wird die Gasproduktion auf die Inputstoffe bezogen, so handelt es sich um die Ausbeute [2-8]. Die Ausbeute kann ebenfalls auf die Biogas- $(A_{(Biogas)})$ oder die Methanproduktion $(A_{(CH4)})$ bezogen werden. Sie ist definiert als der Quotient aus der produzierten Gasmenge und der zugeführten organischen Substanz und wird in Nm³/t oTS angegeben.

Die Ausbeuten kennzeichnen die Effizienz der Biogas- bzw. Methanproduktion aus den eingebrachten Substraten. Sie sind als Einzelparameter jedoch wenig

$$A_{(CH4)} = \frac{\dot{V}_{(CH4)}}{\dot{m}_{oTS}} [Nm^3 t^{-1} oTS]$$

Gleichung 2.4: Methan-Ausbeute ($\dot{V}_{(CH4)}$ = Methanproduktion [Nm³/d]; \dot{m}_{oTS} = zugeführte organische Trockensubstanz [t/d])

aussagefähig, da sie die effektive Belastung des Fermenters nicht mit erfassen. Aus diesem Grund sollten die Ausbeuten immer im Zusammenhang mit der Raumbelastung betrachtet werden.

Der Abbaugrad (η_{oTS}) gibt Auskunft über die Effizienz der Ausnutzung der eingesetzten Substrate. Der Abbaugrad kann anhand der organischen Trockensubstanz (oTS) oder dem chemischen Sauerstoffbedarf (CSB) bestimmt werden. Aufgrund der in der Praxis überwiegend durchgeführten Analytik empfiehlt sich die Bestimmung des oTS Abbaugrades [2-20].

$$\eta_{\text{oTS}} = \frac{\text{oTS sub} \cdot m_{zu} - \text{oTS abl} \cdot m_{\text{Abl}}}{\text{oTS sub} \cdot m_{zu}} \cdot 100 \, [\%]$$

Gleichung 2.5: Abbaugrad (η_{oTS}) der Biomasse (oTS_{Sub} = organischer Trockensubstanzgehalt der zugeführten Frischmasse [kg/t FM]; m_{zu} = Masse der zugeführten Frischmasse [t]; oTS_{Abl} = organischer Trockensubstanzgehalt des Fermenterablaufs [kg/t FM]; m_{Abl} = Masse des Gärrückstands [t])

2.3.3 Durchmischung

Um eine hohe Biogasproduktion zu erreichen, ist ein intensiver Kontakt von Bakterien und Substrat erforderlich, welcher im Allgemeinen durch ein Durchmischen des Gärbehälters erreicht wird [2-1]. In einem nicht-durchmischten Fermenter lässt sich nach einiger Zeit eine Entmischung des Inhaltes mit gleichzeitiger Schichtenbildung beobachten, was auf die Dichteunterschiede der einzelnen Inhaltsstoffe der eingesetzten Substrate sowie den Auftrieb durch die Gasbildung zurückzuführen ist. Dabei findet sich der Großteil der Bakterienmasse, bedingt durch die höhere Dichte, im unteren Teil wieder, während sich das abzubauende Substrat häufig in der oberen Schicht ansammelt. In einem solchen Fall ist der Kontaktbereich auf den Grenzbereich dieser beiden Schichten beschränkt und es findet nur wenig Abbau statt. Zudem bildet sich aus aufschwimmenden Feststoffen eine Schwimmdecke, welche den Gasaustritt erschwert [2-21].

Es ist also wichtig, den Kontakt von Mikroorganismen und Substrat durch Mischen des Gärbehälters zu fördern. Dennoch sollte ein zu starkes Durchmischen vermieden werden. Vor allem die Essigsäure bildenden Bakterien (aktiv in der Acetogenese) und die Archaeen der Methanogenese bilden eine enge Lebensgemeinschaft, die für einen ungestörten Biogasbildungsprozess von großer Wichtigkeit ist. Wird diese Lebensgemeinschaft durch zu große Scherkräfte infolge intensiven Rührens zerstört, kann es zu einer negativen Beeinträchtigung des anaeroben Abbaus kommen.

Es gilt also einen Kompromiss zu finden, der beiden Bedingungen hinreichend gerecht wird. In der Praxis wird dies meist durch langsam rotierende Rührwerke erreicht, die nur geringe Scherkräfte bewirken, und zum Anderen dadurch, dass der Reaktorinhalt in Intervallen (d. h. nur für eine kurze, vorher definierte Zeitspanne) durchmischt wird. Weitere technische Fragen der Durchmischung werden im Kapitel 3.2.2.3 erörtert.

2.3.4 Gasbildungspotenzial und methanogene Aktivität

2.3.4.1 Mögliche Gasausbeute

Wie viel Biogas in einer Biogasanlage produziert wird, hängt im Wesentlichen von der Zusammensetzung der eingesetzten Substrate ab. Hierzu sollte nach Möglichkeit ein Gärtest mit der entsprechenden Substratmischung durchgeführt werden [2-22]. Ersatzweise kann auch aus der Summe der Gaserträge der am Input beteiligten Substrate die Gasausbeute abgeschätzt werden, sofern für die einzelnen Substrate die Gasertragswerte aus Tabellenwerken verfügbar sind [2-23].

Für exotische Substrate, für die keine Datengrundlage aus Gärtests verfügbar ist, kann die Abschätzung des Gasertrags über den Verdauungsquotienten erfolgen, da zwischen den Abbauvorgängen in einer Biogasanlage und den Verdauungsvorgängen bei Wiederkäuern Parallelen bestehen [2-3]. Die hierfür benötigten Kennzahlen können bei nachwachsenden Rohstoffen den DLG-Futterwerttabellen entnommen werden. Zu finden sind hier die Gehalte an Asche (RA), Rohfaser (RF), Fett (RL), Eiweiß (RP) und Nfreien Extraktstoffen (NfE) bezogen auf die Trockensubstanz (TS) aus der WEENDER FUTTERMITTEL-ANALYSE sowie deren Verdaulichkeiten (VQ). Die Anteile an RF und NfE ergeben zusammen den Gehalt an Kohlenhydraten.

Tabelle 2.3: Spezifischer Biogasertrag und Methangehalt der entsprechenden Stoffgruppen [2-25]

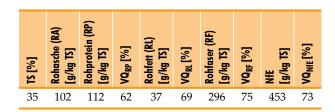
	Biogasertrag [I/kg oTS]	Methangehalt [Vol%]
Verdauliches Eiweiß (RP)	700	71
Verdauliches Fett (RL)	1.250	68
Verdauliche Kohlen- hydrate (RF + NfE)	790	50

Den einzelnen Stoffgruppen lassen sich spezifische Gaserträge sowie Methangehalte zuordnen, die sich aus den unterschiedlichen relativen Kohlenstoff-Anteilen ergeben (Tabelle 2.3) [2-6], [2-25].

Aus diesen Vorgaben lassen sich die organische Trockensubstanz sowie die jeweilige Masse der verdaulichen Stoffgruppen je kg Trockensubstanz errechnen [2-24]:

Die weitere Berechnung soll am Beispiel **Grassilage** (Weide extensiv, 1. Aufwuchs Mitte Blüte) verdeutlicht werden (Tabelle 2.4).

Tabelle 2.4: Kennwerte für Grassilage



Daraus errechnet sich:

oTS-Gehalt:

$$(1000 - 102)/10 = 89.8 \% (TS)$$

Verdauliches Eiweiß:

 $(112 \cdot 62 \%)/1000 = 0,0694 \text{ kg/kg TS}$

Verdauliches Fett:

 $(37 \cdot 69 \%)/1000 = 0,0255 \text{ kg/kg TS}$

Verdauliche Kohlenhydrate:

 $((296 \cdot 75 \%) + (453 \cdot 73 \%))/1000 = 0,5527 \text{ kg/kg TS}$

¹⁾ in g/kg



Damit lassen sich die Massen der einzelnen Stoffgruppen je kg oTS errechnen. Diese Ergebnisse werden mit den Werten aus Tabelle 2.3 multipliziert und man erhält die in Tabelle 2.5 dargestellten Biogasund Methanausbeuten.

Tabelle 2.5: Biogas- und Methanausbeute von Grassilage

	Biogasausbeute [I/kg oTS]	Methanausbeute [I/kg oTS]
Verdauliches Eiweiß (RP)	48,6	34,5
Verdauliches Fett (RL)	31,9	21,7
Verdauliche Kohlenhydrate (RF + NfE)	436,6	218,3
Summe (je kg oTS)	517,1	274,5

Je kg Frischmasse ergeben sich daraus 162,5 Liter Biogas mit einem Methangehalt von ca. 53 %. In diesem Zusammenhang muss ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass die in der Praxis erzielten Methanausbeuten überwiegend deutlich höher als die errechneten sind. Nach derzeitigem Erkenntnisstand gibt es keine hinreichend statistisch abgesicherte Methode, mit der sich die Gasausbeute exakt berechnen lässt. Die hier dargestellte Methode ermöglicht lediglich einen Vergleich von Substraten untereinander.

Allerdings beeinflussen noch weitere Faktoren, wie die Verweilzeit der Substrate im Fermenter, der Trockensubstanzgehalt, die Fettsäuregehalte sowie evtl. vorhandene Hemmstoffe den erreichbaren Biogasertrag. So ergibt sich durch Steigerung der Verweilzeit ein besserer Abbaugrad und damit auch eine höhere Gasproduktion. Mit fortschreitender Verweilzeit wird mehr und mehr Methan freigesetzt, was den Heizwert des Gasgemisches erhöht.

Wie schon am Anfang dieses Kapitels beschrieben, bestehen zwar durchaus Parallelen zwischen den Vorgängen im Pansen der Wiederkäuer und den Abbauvorgängen in einer Biogasanlage, jedoch sind beide Vorgänge nur bedingt vergleichbar, da es in beiden "Systemen" zu unterschiedlichen Synergieeffekten kommen kann, welche die Biogasproduktion beeinflussen. Deshalb kann die vorgestellte Berechnungsmethode die tatsächliche Gasbzw. Methanausbeute nur abschätzen und darf deshalb nicht für betriebliche oder ökonomische Kalkulationen herangezogen werden! Jedoch lässt die vorgestellte Methode eine tendenzielle Abschätzung der Biogasausbeute und einen Vergleich zwischen verschiedenen Substraten zu.

Durch eine Steigerung der Temperatur wird auch die Geschwindigkeit der Abbauvorgänge beschleunigt. Dies ist allerdings nur in bestimmtem Maße möglich, da nach Überschreiten der Maximaltemperatur die Bakterien geschädigt werden und der umgekehrte Effekt erreicht wird (siehe Kap. 2.2.2). Zusätzlich zur gesteigerten Gasproduktion wird allerdings auch mehr Kohlendioxid aus der flüssigen Phase freigesetzt, was wiederum zu einem schlechteren Heizwert des Gasgemisches führt.

Der Gehalt an Trockensubstanz im Fermenter (TS-Gehalt) kann die Gasausbeute in zweierlei Hinsicht beeinflussen. Zum Einen ist der Stofftransport bei hohen TS-Gehalten erschwert, so dass die Mikroorganismen das Substrat nur in ihrem unmittelbaren Umfeld abbauen können. Bei sehr hohen Trockensubstanzgehalten von ≥40 % kann die Gärung sogar ganz zum Erliegen kommen, da hier nicht mehr genügend Wasser für das Mikroorganismenwachstum vorhanden ist. Zum Anderen kann es infolge der hohen Trockensubstanzgehalte zu Problemen mit Hemmstoffen kommen, da diese durch den niedrigen Wassergehalt in konzentrierter Form vorliegen. Eine mechanische oder thermische Vorbehandlung der eingesetzten Substrate kann die Ausbeute steigern, da das Substrat den Bakterien so besser zur Verfügung steht [2-4].

2.3.4.2 Gasqualität

Biogas ist ein Gasgemisch, welches überwiegend aus Methan (CH₄) und Kohlendioxid (CO₂) sowie Wasserdampf und diversen Spurengasen besteht.

Von Bedeutung ist in erster Linie der Methangehalt, da dieser den brennbaren Anteil des Biogases darstellt und somit dessen Heizwert direkt beeinflusst. Die Zusammensetzung des Biogases kann durch gezielte Prozesssteuerung nur begrenzt beeinflusst werden. In erster Linie ist sie von der Zusammensetzung des Inputmaterials abhängig. Darüber hinaus wird der Methangehalt von Prozessparametern, wie der Gärtemperatur, dem Belastungszustand des Reaktors und der hydraulischen Verweilzeit sowie durch Prozessstörungen und Verfahren der biologischen Entschwefelung beeinflusst.

Die erzielbare Ausbeute an Methan ist dabei im Wesentlichen durch die Zusammensetzung des eingesetzten Substrates, also durch die Anteile an Fetten, Proteinen und Kohlenhydraten bestimmt (siehe Kap. 2.3.4.1). Hierbei nehmen die spezifischen Methanausbeuten der eben genannten Stoffgruppen in der genannten Reihenfolge ab. Bezogen auf die Masse lässt

sich mit Fetten eine höhere Methanausbeute erreichen als mit Kohlenhydraten.

Im Hinblick auf die Qualität des Gasgemisches spielt die Konzentration des Spurengases Schwefelwasserstoff (H₂S) eine wichtige Rolle. Sie sollte zum Einen nicht zu hoch sein, da Schwefelwasserstoff schon in geringen Konzentrationen hemmend auf den Abbauprozess wirkt. Zum Anderen führen hohe H₂S-Konzentrationen im Biogas bei der Nutzung zu Korrosionsschäden an Blockheizkraftwerken und Heizkesseln [2-1]. Einen Überblick über die durchschnittliche Zusammensetzung des Biogases gibt Tabelle 2.6.

Tabelle 2.6: Durchschnittliche Zusammensetzung von Biogas (nach [2-1])

Bestandteil	Konzentration
Methan (CH ₄)	50-75 Vol%
Kohlendioxid (CO ₂)	25-45 Vol%
Wasser (H ₂ O)	2–7 Vol% (20-40 °C)
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	20-20000 ppm
Stickstoff (N ₂)	< 2 Vol%
Sauerstoff (O ₂)	< 2 Vol%
Wasserstoff (H ₂)	< 1 Vol%

2.4 Literaturverzeichnis

- [2-1] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: Energie aus Biomasse Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer Verlag Berlin, Heidelberg, New York, 2001
- [2-2] Braun, R.: Biogas Methangärung organischer Abfallstoffe; Springer Verlag Wien, New York, 1982
- [2-3] Kloss, R.: Planung von Biogasanlagen; Oldenbourg Verlag München, Wien, 1986
- [2-4] Schattner, S.; Gronauer, A.: Methangärung verschiedener Substrate – Kenntnisstand und offene Fragen, Gülzower Fachgespräche, Band 15: Energetische Nutzung von Biogas: Stand der Technik und Optimierungspotenzial, S. 28–38, Weimar, 2000
- [2-5] Wandrey, C.; Aivasidis, A.: Zur Reaktionskinetik der anaeroben Fermentation; Chemie-Ingenieur-Technik 55, Nr. 7, S. 516–524, Weinheim, 1983
- [2-6] Weiland, P.: Grundlagen der Methangärung Biologie und Substrate; VDI-Berichte, Nr. 1620 "Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven"; S. 19-32; VDI-Verlag 2001
- [2-7] Bauer, C.; Korthals, M.; Gronauer, A.; Lebuhn, M.: Methanogens in biogas production from renewable resources – a novel molecular population analysis approach. Water Sci. Tech. 2008, 58, No. 7, S. 1433–1439

- [2-8] Lebuhn, M.; Bauer, C.; Gronauer, A.: Probleme der Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen im Langzeitbetrieb und molekularbiologische Analytik. VDLUFA-Schriftenreihe 64, 2008, S. 118–125
- [2-9] Kroiss, H.: Anaerobe Abwasserreinigung. Wiener Mitteilungen Bd. 62; Technische Universität Wien, 1985
- [2-10] Demirel, B.; Neumann L.; Scherer, P.: Microbial community dynamics of a continuous mesophilic anaerobic biogas digester fed with sugar beet silage. Eng. Life Sci. 2008, 8, No. 4, S. 390–398
- [2-11] Oechsner, H., Lemmer, A.: Was kann die Hydrolyse bei der Biogasvergärung leisten?, VDI-Berichte 2057, 2009, S. 37–46
- [2-12] Lindorfer, H.; Braun, R.; Kirchmeyr, R.: The self-heating of anaerobic digesters using energy crops; Water Science and Technology 53 (8), 2006
- [2-13] Wellinger, A.; Baserga, U.; Edelmann, W.; Egger, K.; Seiler, B.: Biogas-Handbuch, Grundlagen – Planung – Betrieb landwirtschaftlicher Anlagen, Verlag Wirz – Aarau, 1991
- [2-14] Weiland, P.: Stand und Perspektiven der Biogasnutzung und –erzeugung in Deutschland, Gülzower Fachgespräche, Band 15: Energetische Nutzung von Biogas: Stand der Technik und Optimierungspotenzial, S. 8–27, Weimar, 2000
- [2-15] Abdoun, E.; Weiland, P.: Optimierung der Monovergärung von nachwachsenden Rohstoffen durch die Zugabe von Spurenelementen; Bornimer Agrartechnische Berichte Nr. 68, Potsdam, 2009
- [2-16] Bischoff, M.: Erkenntnisse beim Einsatz von Zusatzund Hilfsstoffen sowie Spurenelementen in Biogasanlagen; VDI Berichte Nr. 2057; "Biogas 2009 – Energieträger der Zukunft"; VDI Verlag, Düsseldorf, 2009
- [2-17] Bischoff, Manfred.:Persönliche Mitteilung, 2009
- [2-18] Seyfried, C.F. et al.: Anaerobe Verfahren zur Behandlung von Industrieabwässern. Korrespondenz Abwasser 37, S. 1247–1251, 1990
- [2-19] Preißler, D.: Die Bedeutung der Spurenelemente bei der Ertragssteigerung und Prozessstabilisierung; Tagungsband 18. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas, Hannover, 2009
- [2-20] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Hrsg.): Biogas-Messprogramm II, Gülzow, 2009
- [2-21] Maurer, M.; Winkler, J-P., Biogas Theoretische Grundlagen, Bau und Betrieb von Anlagen, Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, 1980
- [2-22] VDI-Richtlinie 4630: Vergärung organischer Stoffe. Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. VDI-Gesellschaft Energietechnik, 2006
- [2-23] KTBL (Hrsg.): Faustzahlen Biogas. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2009
- [2-24] Biogasanlagen zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe; Tagungsband; Barnstorfer Biogastagung 2000; Ländliche Erwachsenenbildung Niedersachsen (LEB)
- [2-25] Baserga, U.: Landwirtschaftliche Co-Vergärungs-Biogasanlagen; FAT- Berichte Nr. 512, 1998



Anlagentechnik zur Biogasbereitstellung

Die Anlagentechnik zur Biogasbereitstellung weist ein sehr breites Spektrum auf, welches in diesem Kapitel dargestellt wird. Die Möglichkeiten der Komponenten- und Aggregatkombinationen sind nahezu unbegrenzt. Aus diesem Grund werden die Einzelaggregate mit technischen Beispielen diskutiert. Für den konkreten Anwendungsfall muss jedoch eine fallspezifische Prüfung der Aggregat- und Systemeignung und eine Leistungsanpassung durch Fachpersonal durchgeführt werden.

Weit verbreitet ist bei der Biogasanlagenerrichtung die Übernahme des Auftrages für die Komplettanlage durch einen einzelnen Anbieter - Generalunternehmer (GU), was mit Vor- und Nachteilen für den Bauherrn verbunden ist. Bei einem Einzelanbieter kann als vorteilhaft angesehen werden, dass die eingesetzte Technik in der Regel aufeinander abgestimmt ist und Gewährleistung für die Einzelaggregate und die Gesamtanlage übernommen wird. Damit ist auch die Funktionalität des Prozesses der Erzeugung von Biogas Teil der Gewährleistung. Die Übergabe der fertiggestellten Anlage findet bei einer Beauftragung eines GU im Regelfall erst nach der Leistungsabnahme statt, also erst, wenn die Anlage die Nennlast erreicht hat. Dies ist insofern sehr wichtig, da somit erstens das Risiko des Anfahrens der Anlage auf den Anlagenhersteller übergeht und zweitens eine zeitliche Verzögerung für den zukünftigen Betreiber ohne finanzielles Risiko ist, wenn entsprechende Übergabetermine nicht eingehalten werden können. Nachteilig ist der relativ geringe Einfluss des Bauherrn auf die Zusammenstellung der Technik im Detail, da sehr viele Komplettanbieter standardisierte Anlagenmodule anbieten, die weniger flexibel ausgestattet werden können. Trotzdem bietet die Modulbauweise bei der Genehmigung, der Errichtung und dem Betrieb der Anlage zeitliche und monetäre Vorteile.

Demgegenüber besteht für den Bauherrn die Option, vom Anlagenanbieter nur die Planungsleistung

einzukaufen (Ingenieurvertrag). Die Bauabschnitte werden vom Bauherrn einzeln an die Fachfirmen vergeben. Diese Vorgehensweise erlaubt eine größtmögliche Mitgestaltung des Bauherrn, ist aber auch nur sinnvoll, wenn dieser bereits sachkundig ist. Nachteilig ist dabei, dass das Risiko des Anfahrbetriebs und der Leistungsabnahme beim Bauherrn verbleibt und dass Regressansprüche mit den Fachfirmen einzeln abgehandelt werden müssen.

3.1 Merkmale und Unterscheidung verschiedener Verfahrens- varianten

Die Erzeugung von Biogas erfolgt mit unterschiedlichen Verfahrensvarianten. Typische Varianten sind in Tabelle 3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1: Einteilung der Verfahren zur Biogaserzeugung nach verschiedenen Kriterien

Kriterium	Unterscheidungsmerkmale
Trockensubstanzgehalt der Substrate	NassvergärungFeststoffvergärung
Art der Beschickung	diskontinuierlichquasikontinuierlichkontinuierlich
Anzahl der Prozessphasen	einphasigzweiphasig
Prozesstemperatur	psychrophilmesophilthermophil

3.1.1 Trockensubstanzgehalt der Gärsubstrate

Die Konsistenz der Substrate ist von ihrem Trockensubstanzgehalt abhängig. Dies begründet eine grundsätzliche Einteilung der Biogastechnologie in Nassund Feststoffvergärungsverfahren. Nassvergärungsverfahren arbeiten mit pumpfähigen Substraten. Bei der Feststoffvergärung kommen stapelbare Substrate zum Einsatz.

Zwischen den Begriffen Nassvergärung und Feststoffvergärung (auch als "Trockenvergärung" bezeichnet) besteht keine eindeutige Abgrenzung. Nach einer Auslegungshilfe des Bundesumweltministeriums basierend auf den Regelungen des EEG 2004 wurde die "Trockenvergärung" an bestimmte Bedingungen geknüpft. Hierzu zählte ein Trockenmassegehalt im Input von mindestens 30 Masseprozent und eine Raumbelastung von mindestens 3,5 kg oTS/(m³·d) im Fermenter.

Bei Nassvergärungsverfahren sind in der Fermenterflüssigkeit Trockensubstanzgehalte von bis zu 12 Masseprozent vorzufinden. Als Faustregel gilt eine Grenze von 15 Masseprozent für die Pumpbarkeit des Mediums, jedoch ist diese Angabe qualitativ und nicht für alle Einsatzstoffe zu werten. Einige Substrate mit feindisperser Partikelverteilung und hohen Gehalten an gelösten Stoffen sind auch bei TS-Gehalten von bis zu 20 Masseprozent noch pumpfähig, beispielsweise dispergierte Speisereste aus dem Tankfahrzeug. Hingegen liegen andere Substrate bereits bei 10 bis 12 Masseprozent in der stapelbaren Form vor, wie z. B. Obstund Gemüseschalen.

Bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen kommt überwiegend die Nassvergärung in klassischen Rundbehältern zur Anwendung. Die realisierten Feststoffvergärungsanlagen haben jedoch in den vergangenen fünf Jahren – seit der 1. EEG-Novelle 2004 – die Marktreife erreicht und finden insbesondere im Bereich der NawaRo-Vergärung Anwendung. Eine detaillierte Erläuterung der Fermenterbauformen wird in 3.2.2.1 gegeben.

3.1.2 Art der Beschickung

Das Beschickungsregime (Fütterung) der Biogasanlage bestimmt in hohem Maße die Verfügbarkeit von frischem Substrat für die Mikroorganismen und wirkt sich damit auf die Biogaserzeugung aus. Es wird grundsätzlich zwischen kontinuierlicher, quasikontinuierlicher und diskontinuierlicher Beschickung unterschieden.

3.1.2.1 Kontinuierliche und quasikontinuierliche Beschickung

Bei der kontinuierlichen und der quasikontinuierlichen Beschickung kann zwischen dem Durchfluss-Verfahren und dem kombinierten SpeicherDurchfluss-Verfahren unterschieden werden. Auf das z. T. noch in der Literatur erwähnte Speicherverfahren wird hier nicht eingegangen, da es aus ökonomischen und verfahrenstechnischen Gründen in der Praxis kaum angewendet wird. Im Gegensatz zur kontinuierlichen Beschickung wird bei der quasikontinuierlichen Beschickung mindestens einmal arbeitstäglich eine unvergorene Substratcharge in den Fermenter eingebracht. Vorteilhaft hat sich eine Beschickung in kleinen Chargen mehrmals täglich erwiesen.

Durchfluss-Verfahren

In der Vergangenheit wurden die meisten Biogasanlagen nach dem Durchfluss-Verfahren errichtet. Aus einem Vorratsbehälter bzw. einer Vorgrube wird das Substrat mehrmals täglich in den Faulbehälter gepumpt. Die gleiche Menge, die dem Fermenter an frischem Substrat zugegeben wird, gelangt über Verdrängung oder Entnahme in das Gärrestlager (vergleiche Abb. 3.1).

Der Fermenter ist bei diesem Verfahren somit immer gefüllt und wird nur für Reparaturarbeiten geleert. Dieses Verfahren weist eine gleichmäßige Gasproduktion und eine gute Faulraumauslastung auf. Es besteht jedoch die Gefahr der Kurzschlussströmung durch den Fermenter, d. h. es ist damit zu rechnen, dass ein geringer Teil des frisch eingebrachten Substrates sofort wieder ausgetragen wird [3-2]. Zudem entstehen bei dem offenen Gärrestlager Methangasemissionen. Im Zuge der 2. EEG-Novelle 2009 wird verstärkt auf gasdicht verschlossene Gärrestlager geachtet, so dass die Verfahrensvariante des reinen Durchfluss-Verfahrens künftig an Bedeutung verlieren wird.

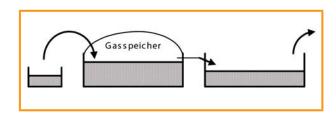


Abbildung 3.1: Schema des Durchfluss-Verfahrens

Kombiniertes Durchfluss-Speicher-Verfahren

Bei Biogasanlagen, die nach dem kombinierten Durchfluss-Speicher-Verfahren arbeiten, ist das Gärrestlager ebenfalls abgedeckt. So kann das hier anfallende Biogas aufgefangen und verwertet werden. Das Gärrestlager fungiert so als "Speicheranlage". Diesem Speicheranlagenteil ist ein Durchflussfermenter vorgeschaltet. Auch aus dem Durchflussfermenter



kann, wenn z. B. Bedarf an viel vergorenem Substrat zu Düngezwecken besteht, Substrat entnommen werden. Eine schematische Verfahrensübersicht zeigt Abbildung 3.2. Das Verfahren erlaubt eine gleichmäßige Gasproduktion. Die Verweilzeit kann nicht exakt bestimmt werden, da Kurzschlussströmungen im Durchflussfermenter möglich sind [3-2]. Diese Verfahrensvariante entspricht dem Stand der Technik. Durch die Abdeckung des Gärrestlagers entstehende Investitionskosten können durch den zusätzlichen Gasertrag sukzessive refinanziert werden.

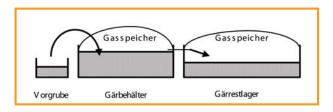


Abbildung 3.2: Schema des kombinierten Durchfluss-Speicher-Verfahrens

3.1.2.2 Diskontinuierliche Beschickung

Bei der Vergärung im Batchverfahren wird der Fermenter komplett mit frischem Substrat gefüllt und luftdicht verschlossen. Das Substrat bleibt bis zum Ende der gewählten Verweilzeit in dem Behälter, ohne dass Substrat hinzugefügt oder entnommen wird. Nach Ablauf der Verweilzeit wird der Fermenter geleert und mit frischem Substrat befüllt, wobei ein geringer Teil des ausgefaulten Materials zur Animpfung der nächsten Befüllung im Behälter verbleiben kann. Zur zügigen Befüllung und Leerung des Batchbehälters werden zusätzlich ein Vorratsund ein Lagerbehälter benötigt. Bei Batchverfahren ändert sich die Gasproduktionsrate in Abhängigkeit von der Zeit. So setzt die Gasproduktion nach der Befüllung langsam ein, erreicht je nach Substrat innerhalb weniger Tage ein Maximum und geht dann kontinuierlich zurück. Eine konstante Gasproduktion und -qualität ist somit für einen einzelnen Fermenter nicht gegeben, sondern muss durch eine zeitlich versetzte Befüllung mehrerer Fermenter (Wechselbehälter-Verfahren) ausgeglichen werden. Die Mindestverweilzeit kann somit exakt eingehalten werden [3-2]. Für die Praxis haben Batchverfahren mit Einzelfermentern keine Bedeutung, das Prinzip der Wechselbehälter-Verfahren wird bei Garagenanlagen (Feststoffvergärung) angewendet.

3.1.3 Anzahl der Prozessphasen und -stufen

Als Prozessphase wird das biologische Milieu – Hydrolyse-bzw. Methanisierungsphase – mit den jeweils spezifischen Prozessbedingungen wie pH-Wert und Temperatur verstanden. Im Falle der Verarbeitung im selben Behälter wird von einphasiger Prozessführung gesprochen. Bei Durchführung von Hydrolyse und Methanisierung in getrennten Behältern ist der Betrieb zweiphasig. Die Stufe bezeichnet den Prozessbehälter unabhängig von der biologischen Phase.

Demnach ist eine, z. B. die in der Landwirtschaft häufig anzutreffende Anlagenkonzeption, bestehend aus Vorgrube, Fermenter und Nachgärbehälter, einphasig, aber dreistufig. Die offene Vorgrube an sich stellt dabei keine eigene Phase dar. Hingegen wird der geschlossene Vorlagebehälter als eigene Phase (Hydrolysephase) betrachtet. Fermenter und Nachgärer sind beide als Methanphase zu werten.

Bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen kommen meist ein- oder zweiphasige Verfahren zur Anwendung, wobei der Schwerpunkt bei den einphasigen Anlagen liegt [3-1].

3.2 Verfahrenstechnik

Grundsätzlich kann eine landwirtschaftliche Biogasanlage unabhängig von der Betriebsweise in vier verschiedene Verfahrensschritte unterteilt werden:

- 1. Substratmanagement (Anlieferung, Lagerung, Aufbereitung, Transport und Einbringung)
- 2. Biogasgewinnung
- 3. Gärrestlagerung, -aufbereitung und -ausbringung
- 4. Biogasspeicherung, -aufbereitung und -verwertung. Die einzelnen Schritte sind in Abbildung 3.3 detailliert dargestellt.

Die vier Verfahrensschritte sind voneinander nicht unabhängig. Besonders zwischen Schritt zwei und Schritt vier besteht eine enge Verbindung, da Schritt vier normalerweise die in Schritt zwei benötigte Prozesswärme zur Verfügung stellt.

Die zu Schritt 4 gehörende Aufbereitung und Verwertung des Biogases ist in Kapitel 6 und die Aufbereitung und Behandlung des Gärrestes in Kapitel 10 gesondert dargestellt. Hier wird nachfolgend auf die Technologie und den Technikeinsatz in den Schritten 1, 2 und 3 eingegangen.

Welche verfahrenstechnische Ausrüstung für die Anlage gewählt wird, ist in erster Linie von den zur Verfügung stehenden Substraten abhängig. Die Menge der Substrate bestimmt die Dimensionierung

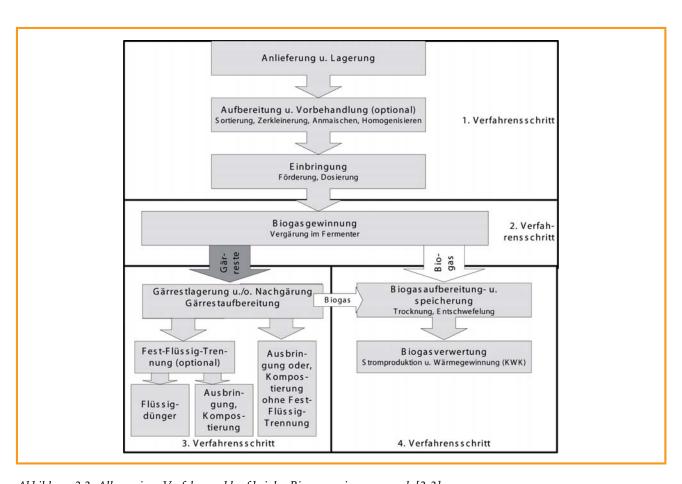


Abbildung 3.3: Allgemeiner Verfahrensablauf bei der Biogasgewinnung; nach [3-3]

aller Aggregate und der Behältervolumina. Die Qualität der Substrate (TS-Gehalt, Struktur, Herkunft usw.) bestimmt die Auslegung der Verfahrenstechnik. Je nach Zusammensetzung der Substrate kann es notwendig sein, Störstoffe abzutrennen oder die Substrate durch Zugabe von Wasser anzumaischen, um sie in einen pumpfähigen Zustand zu überführen. Werden Stoffe verwendet, die einer Hygienisierung bedürfen, ist es notwendig, eine Hygienisierungsstufe einzuplanen. Das Substrat gelangt nach der Vorbehandlung in den Fermenter, wo es vergoren wird.

Bei der Nassvergärung kommen meistens ein- und zweistufige Anlagen, die nach dem Durchflussverfahren arbeiten, zum Einsatz. Bei zweistufigen Verfahren ist dem eigentlichen Fermenter ein Nachgärer nachgeschaltet. Das Substrat gelangt aus dem Fermenter in den Nachgärer, in dem weitere schwer abbaubare Substanzen umgesetzt werden. Der Gärrest wird in geschlossenen Gärrestbehältern mit Biogasnutzung oder offenen Gärrestbehältern gelagert und in der Regel als Flüssigdünger auf landwirtschaftlichen Nutzflächen ausgebracht.

Das bei der Vergärung entstehende Biogas wird gespeichert und gereinigt. Seine Verwertung erfolgt meistens in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme. In Abb. 3.4 sind die wesentlichen Anlagenkomponenten, Baugruppen und Aggregate einer einstufigen landwirtschaftlichen Biogasanlage bei Verwendung zu hygienisierender Kosubstrate dargestellt.

Die Verfahrensschritte stellen sich hier wie folgt dar: Zu dem ersten Verfahrensschritt (Lagerung, Aufbereitung, Transport und Einbringung der Substrate) gehören die Gülle- bzw. Vorgrube (2), der Sammelbehälter (3) und der Hygienisierungstank (4). Der zweite Verfahrensschritt (Biogasgewinnung) wird im Biogasreaktor (5), der auch als Fermenter bezeichnet wird, durchgeführt. Der dritte Verfahrensschritt wird durch den Güllelagerbehälter (8) bzw. das Gärrestlager und die Ausbringung des vergorenen Substrates auf die Ackerfläche (9) dargestellt. Der vierte Verfahrensschritt (Biogasspeicherung, -reinigung und -verwertung) wird in dem Gasspeicher (6) und dem Blockheizkraftwerk (7) durchgeführt. Die einzelnen Verfahrensschritte sollen im weiteren Verlauf genauer betrachtet werden.



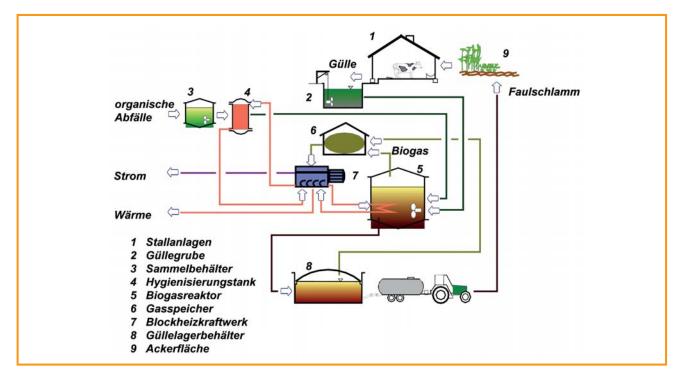


Abbildung 3.4: Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Verwendung von Kosubstraten [ATB]

3.2.1 Substratmanagement

3.2.1.1 Anlieferung

Die Anlieferung spielt nur bei der Verwertung von betriebsfremden Kosubstraten eine wichtige Rolle. Für die Abrechnung und Nachweisführung ist bei der Anlieferung mindestens eine visuelle Eingangskontrolle des Substrates zur Sicherstellung von Qualitätsansprüchen unerlässlich. Großanlagen zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe setzen zunehmend auch Schnellverfahren zur Kontrolle der Trockensubstanz und teilweise auch der Futtermittelfraktionen ein, um eine Konformität mit den im Liefervertrag ausgehandelten Konditionen und eine leistungsgerechte Bezahlung sicherzustellen.

Grundsätzlich sind das Anlieferungsgewicht zu erfassen und alle Eingangsdaten zu protokollieren. Besondere Beachtung ist Substraten zu widmen, die als Abfall klassifiziert sind. Hier kann je nach Einstufung des Abfalls eine Nachweisführungspflicht bestehen oder von der zuständigen Behörde gefordert werden. Aus diesem Grund werden bei kritischen Substraten auch Rückstellproben genommen. Weitere Informationen zu rechtlichen und administrativen Rahmenbedingungen können in Kapitel 7 nachgelesen werden.

3.2.1.2 Lagerung

Substratlager dienen in erster Linie dazu, die für die Beschickung notwendige Substratmenge für einen Zeitraum von wenigen Stunden bis zu zwei Tagen vorzuhalten. Die Gestaltung der Lager ist von den verwendeten Substraten abhängig. Die für die Lager benötigte Fläche richtet sich nach den zu erwartenden Stoffmengen und den auszugleichenden Zeiträumen. Werden betriebsfremde Kosubstrate verwendet, spielen vertragliche Bedingungen wie Abnahmemenge und Häufigkeit der Lieferung eine Rolle. Werden hygienisch bedenkliche Kosubstrate aus z. B. industrieller Herkunft verwendet, ist auf eine strikte Abtrennung der Annahmestation vom landwirtschaftlichen Betrieb zu achten. Es darf keine Vermischung von hygienisch bedenklichem und unbedenklichem Substrat vor dem Durchlauf durch die Hygienisierungseinrichtung möglich sein.

Nicht nur aus immissionsrechtlichen Gründen sollten Gerüche durch geschlossen ausgeführte Lager minimiert werden. Dies kann durch Einhausung u. a. in Hallen erfolgen, die neben der Lagerung auch die Annahme und Aufbereitung der Substrate beinhalten. Hier kann die Abluft gezielt erfasst und über geeignete Abluftreinigungsanlagen geführt werden (z. B. über Wäscher und/oder Biofilter). Bei Abfallvergärungsanlagen sind diese Hallen häufig mit einem Unter-

Tabelle 3.2: Lagerung von Substraten vor der Vergärung

Dimensionierung	 abhängig von: Substrataufkommen, Fermenterleistung, auszugleichenden Lieferzeiträumen, Flächenausstattung und Ertrag bei Kosubstraten, Lieferverträgen bei betriebsfremden Substraten, eventuell aufzufangenden Betriebsstörungen
Besonderheiten	 das Einfrieren von technischen Einrichtungen zur Lagerung sollte vermieden werden, dies kann durch Aufstellung von Lagertanks in Hallen, Beheizung von Lagergefäßen oder Anlagen von Gruben unter Geländeniveau erreicht werden Abbauprozesse, die den Gasertrag mindern, sollten vermieden werden Vermischung von hygienisch bedenklichen und hygienisch unbedenklichen Substraten muss vermieden werden Geruchsemissionen sollten durch bauliche Maßnahmen minimiert werden stoffliche Emissionen in Boden und Gewässer sind zu vermeiden
Bauformen	 in der Landwirtschaft übliche Lager für feste Substrate als Fahr-, Hoch-, Folienschlauch- und Ballensilo sowie offene oder überdachte Lagerflächen (z. B. Festmistlager) und Gruben/Bunker in der Landwirtschaft übliche Lager für flüssige Substrate wie Tanks und Vorgruben
Kosten	• in der Regel sind Lager vorhanden, für Neubauten muss der Preis in Abhängigkeit der Vielzahl der oben genannten Einflussgrößen für den Einzelfall ermittelt werden

drucksystem ausgestattet, so dass zusätzlich zur Absaugung ein Austritt von Gerüchen weitgehend vermieden werden kann. Neben der möglichen Geruchsminderung haben Hallen weitere Vorteile, da so die Technik geschützt wird und Bedien- sowie Kontrollarbeiten witterungsunabhängig durchgeführt werden können, ferner können lärmschutzrechtliche Vorschriften durch Einhausung erfüllt werden. Tabelle 3.2 zeigt die Lagerung von Substraten im Überblick.

3.2.1.3 Aufbereitung

Art und Umfang der Substrataufbereitung beeinflussen zum einen die generelle Nutzbarkeit von Substraten im Hinblick auf den Gehalt an Störstoffen und haben somit direkten Einfluß auf die Verfügbarkeit der Anlagentechnik. Ferner kann durch ein geeignetes



Abbildung 3.5: Schwerstoffabscheider in einer Rohrleitung [DBFZ]

Aufbereitungsverfahren der Ablauf des Gärprozesses und damit die Ausnutzung des energetischen Potenzials der verwendeten Substrate posity beeinflusst werden.

Sortierung und Störstoffabtrennung

Die Notwendigkeit einer Sortierung und Störstoffabtrennung hängt von der Herkunft und Zusammensetzung des Substrates ab. Steine, die den am häufigsten auftretenden Störstoff darstellen, werden meist in der Vorgrube abgetrennt, von deren Boden sie von Zeit zu Zeit entnommen werden müssen. Eingesetzt werden auch Schwerstoffabscheider, die vor der Fördereinrichtung direkt in die Substratleitung eingebunden sind (vgl. Abbildung 3.5). Andere Störstoffe werden manuell bei der Substratanlieferung oder der Befüllung der Beschickungseinrichtungen aussortiert. Ein großes Störstoffpotenzial können Bioabfälle haben. Sollten diese als Kosubstrat eingesetzt werden, ist nach Möglichkeit auf störstoffunbelastetes Material zu achten. Eine aufwendige Sortierung mittels mechanischer Aufbereitungsstrecken oder Sortierkabinen, vergleichbar mit denen von Bioabfallanlagen, würde in den meisten Fällen die Möglichkeiten des landwirtschaftlichen Betriebs übersteigen. Garagenfermenter hingegen sind gegenüber groben Störstoffen so gut wie unempfindlich, da der Substrattransport vornehmlich mit Radladern und Greifern erfolgt und ein Kontakt mit störstoffempfindlichen Komponenten wie z.B. Pumpen, Armaturen und Förderschnecken ausgeschlossen ist.

Zerkleinerung

Die Substratzerkleinerung erschließt Substratoberflächen für den biologischen Abbau und damit auch für



die Methanproduktion. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass mit einem höheren Zerkleinerungsgrad die Geschwindigkeit des biologischen Abbaus, aber nicht zwingend die Gasausbeute steigt. Die Methanproduktion folgt unter anderem aus dem Zusammenspiel von Aufenthaltszeit und Zerkleinerungsgrad. Daher muss großer Wert auf den richtigen Technikeinsatz gelegt werden.

Die Zerkleinerung fester Substrate kann extern vor der Einbringung in die Vorgrube, Rohrleitung oder Fermenter installiert werden. Hierfür stehen bspw. Schredder, Mühlen, Quetschen sowie Wellen und Schnecken mit Reiß- und Schneidvorrichtungen zur Verfügung (vgl. Abbildung 3.7). Wellen mit Paddeln und Schnecken mit Schneidmesserbesatz werden sehr häufig in kombinierten Vorlage- und Dosiereinheiten verwendet (vgl. Abbildung 3.6). Aufgrund ihrer breiten Anwendung werden die Eigenschaften von Zerkleinerungsaggregaten bei der direkten Feststoffdosierung durch kombinierte Vorlage- und Dosiereinheiten (in Tabelle 3.3) sowie von Mühlen und Schreddern (in Tabelle 3.4) zusammengefasst.

Gegenüber der Zerkleinerung von Feststoffen vor dem Eintrag in Vorgrube, Rohrleitung oder Fermenter, können feststoff- und faserhaltige Flüssigkeiten direkt in der Vorgrube, in sonstigen Mischbehältern oder in der Rohrleitung zerkleinert werden. Dies kann bei Substraten und Substratgemischen notwendig werden, deren Beschaffenheit eine Gefahr



Abbildung 3.6: Vorlagebehälter mit Auflöser [Konrad Pumpe GmbH]

der Funktionsfähigkeit der Beschickungseinrichtung (i. d. R. Pumpe) darstellen kann. Eine Zerkleinerung kann u. a. durch separate Zerkleinerungsrührwerke in der dem Fermenter vorgelagerten Grube erfolgen. Häufig ist jedoch eine rohrleitungsgebundene, direkte Kopplung von Zerkleinerung und Förderung oder sogar eine Vereinigung in einem einzelnen Aggregat zu verzeichnen. Im Allgemeinen erfolgt der Antrieb der Aggregate meist über einen Elektromotor, teilweise ist auch der Anschluss an die Antriebswelle eines Traktors möglich. Die Möglichkeiten der Zerkleinerung sind in den Abbildungen 3.8 und 3.9 sowie in den Tabellen 3.5 bis 3.7 dargestellt und erläutert.

Tabelle 3.3: Kennwerte und Einsatzparameter von Zerkleinerungsaggregaten in kombinierten Vorlage- und Dosiereinheiten

Kennwerte	 bis zu 50 m³ täglich können mit marktüblichen Einzelaggregaten zerkleinert werden (Substratvorlage kann dabei weitaus größer sein)
Eignung	 übliche Silagen, CCM, Mist aus der Viehhaltung (auch Geflügel), Altbrot, Gemüse für langfasrige Stoffe sind Zahnwalzen oder Mischschnecken mit Schneidmesserbesatz eher geeignet
Vorteile	 + große Durchsatzmengen + einfache Befüllung mit Radlader oder Greifer + großes Vorratsvolumen zur automatisierten Steuerung von Zerkleinerung und Beschickung + Einsatz robuster Technik
Nachteile	 mögliche Brückenbildung über dem Zerkleinerungswerkzeug, die aber stark von der Geometrie des Vorlagebehälters und vom Substrat abhängt vollständiger manueller Materialausbau im Havariefall
Besonderheiten	• Paddelwellen vermindern die Gefahr der Brückenbildung über dem Zerkleinerungswerkzeug
Bauformen	 Futtermischwagen mit vertikalen Mischschnecken mit Schneidmesserbesatz zur Zerkleinerung Vorlagebehälter mit schneidenden Austragsschnecken teils mit Messerbesatz zur Zerkleinerung und Förderung Vorlagebehälter mit reißenden Paddelwellen zur Zerkleinerung und Förderung Vorlagebehälter mit Frässchnecken/Fräswerk zur Zerkleinerung und Dosierung
Wartung	nach Herstellerangaben sind die Geräte wartungsarm, Wartungsverträge werden angebotendie Wartung sollte innerhalb der Beschickungspausen möglich sein

3000

Tabelle 3.4: Kennwerte und Einsatzparameter externer Zerkleinerungsaggregate

Kennwerte	 Mühlen: kleinere bis mittlere Durchsätze (z. B. 1,5 t/h bei 30 kW) Schredder: auch für hohe Durchsätze einsetzbar
Eignung	 übliche Silagen, CCM, Getreide, Körnermais (Mühle meist ausreichend) Kartoffeln, Rüben, Grünabfälle (Mühle, Schredder)
Vorteile	 + leichte Zugänglichkeit des Aggregates bei Havarien + es kann ein Vorrat an zerkleinertem Substrat vorbereitet und vorgehalten werden + Befüllung ist automatisier- und mit Vorlageeinheiten kombinierbar + Zerkleinerungsgrad beeinflussbar
Nachteile	bei Verstopfungen o. ä. muss das Aggregat mit der Hand entleert werdenrelativ störstofftolerant, allerdings erhöhter Verschleiß möglich
Besonderheiten	Vorlagebehälter in verschiedenen Größen können installiert werdendie Höhe der Vorlagebehälter sollte an die verfügbare Maschinentechnik angepasst sein
Bauformen	• z. B. Hammermühle, Walzenmühle, Schredder (generell auch mobile Ausführung möglich)
Wartung	 kann vertraglich mit dem Hersteller vereinbart werden und ist in Abhängigkeit der verarbeiteten Substrate notwendig für die Überbrückung von Wartungsintervallen kann ein Vorrat an zerkleinertem Material vorgehalten werden





Abbildung 3.7: Hammer- und Walzenmühle zur Zerkleinerung fester Substrate [Huning Maschinenbau GmbH, DBFZ]

Tabelle 3.5: Kennwerte und Einsatzparameter von Zerkleinerungsrührwerken in der Vorgrube

Kennwerte	 Leistungsaufnahme: in den üblichen Größenordnungen der Rührwerkstechnik mit einem Leistungs- zuschlag um 6 kW bei Rührwerken mit 5-15 kW
Eignung	• Festmist, Speisereste, Grünschnitt, Stroh
Vorteile	+ direkte Feststoffaufgabe in die Vorgrube + keine zusätzlichen Aggregate notwendig
Nachteile	 die Erhöhung des Trockensubstanzgehaltes im Fermenter ist nur bis zur Grenze der Pumpfähigkeit des Substrates möglich Gefahr der Schwimmdeckenbildung und Sinkschichtenbildung in Abhängigkeit des Substrates
Besonderheiten	• bei direkter Feststoffeinbringung in den Fermenter, z. B. über Dosiereinheiten können Zerkleinerungs- rührwerke auch im Fermenter eingesetzt werden
Bauformen	• in der Regel als Rührwerksflügel mit Schneidmessern bzw. zusätzlicher Montage von Schneidmessern auf der Rührwerksachse
Wartung	• je nach Rührwerkstyp kann die Wartung ohne Prozessunterbrechung außerhalb der Vorgrube oder des Fermenters durchgeführt werden

Tabelle 3.6: Kennwerte und Einsatzparameter von Zerkleinerungsaggregaten in der Förderleitung

Kennwerte	 Lochscheibenzerkleinerer bis zu 600 m³/h Förderleistung, Motorleistung zwischen 1,1 und 15 kW Inline-Zweiwellenzerkleinerer auf Basis von Drehkolbenpumpen: bis 350 m³/h Zerkleinerungsleistung Kenndaten der Aggregate hängen sehr stark vom Trockensubstanzgehalt ab, die Förderleistung sinkt mit zunehmendem Trockensubstanzgehalt stark
Eignung	 Lochscheibenzerkleinerer für faserhaltige Substrate geeignet Inline-Zweiwellenzerkleinerer auch für pumpfähige Substrate mit größeren Feststoffanteilen geeignet
Vorteile	 + leichte Zugänglichkeit des Aggregates bei Havarien + bei Verstopfungen können die Aggregate leicht geöffnet und gewartet werden + Störstoffauslese durch integrierten Abscheidebehälter (Lochscheibenzerkleinerer)
Nachteile	 die Erhöhung des Trockensubstanzgehaltes im Fermenter ist nur bis zur Grenze der Pumpfähigkeit des Substrates möglich erhöhter Verschleiß bei störstoffhaltigen Substraten möglich (Inline-Zweiwellenzerkleinerer)
Besonderheiten	 die Aggregate sollten durch Schieber von der Substratleitung getrennt werden können für den Havariefall kann eine über Schieber zu bedienende Umgehung (Bypass) sinnvoll sein erreichbare Partikelgrößen werden durch Auswahl der Schneid- oder Reißtechnik bestimmt
Bauformen	 Lochscheibenzerkleinerer: rotierende Messer vor einem Schneidsieb Inline-Zweiwellenzerkleinerer: mit Schneid- oder Reißwerkzeugen bestückte Wellen
Wartung	 freistehende Aggregate können schnell ohne lange Ausfallzeiten gewartet werden leicht zugängliche Reinigungsöffnungen beschleunigen die Arbeiten erheblich



Abbildung 3.8: Substratzerkleinerung in der Förderleitung (Lochscheibenzerkleinerer) [Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH]

Anmaischen, Homogenisieren

Das Anmaischen von Substraten ist notwendig, um in der Nassvergärung pumpfähige Substrate durch Erhöhung des Wassergehaltes herzustellen und diese dann in den Fermenter zu fördern. Es erfolgt in der Regel in der Vorgrube oder anderen Behältern kurz vor Einbringung des Substrates in den Gärprozess. Als Flüssigkeit zum Anmaischen werden je nach Verfügbarkeit Gülle, (abgepresste) flüssige Gärreste, Prozesswasser oder im Ausnahmefall auch Frischwasser genutzt. Die Anwendung flüssigen Gärrests kann den Frischwasserbedarf senken und hat den Vorteil, dass das Substrat bereits vor Erreichen des Fermenters mit den Bakterien des Gärprozesses angeimpft wird. Daher bietet sich diese Vorgehensweise nach einer Hygienisierungsstufe

oder in Pfropfenstromverfahren besonders an. Auf die Nutzung von Frischwasser sollte aufgrund der hohen Kosten nach Möglichkeit verzichtet werden. Falls für das Anmaischen Wasser aus Reinigungsprozessen verwendet werden soll, ist zu bedenken, dass Desinfektionsmittel den Vergärungsprozess beeinträchtigen können, da sich solche Mittel auch auf die Mikroorganismengemeinschaft im Fermenter negativ auswirken. Die für das Anmaischen verwendete Pumpentechnik wird im Abschnitt Substrattransport und Einbringung dargestellt.

Die Homogenität der zugeführten Substrate ist für die Stabilität des Vergärungsprozesses von hoher Bedeutung. Bei stark schwankender Belastung und wechselnder Substratzusammensetzung müssen sich

Tabelle 3.7: Kennwerte und Einsatzparameter von Zerkleinerungsaggregaten, die mit der Fördertechnik eine Geräteeinheit bilden

Kennwerte	 Förderströme bis 720 m³/h möglich Förderhöhe bis max. 25 m Leistungsaufnahme: 1,7–22 kW
Eignung	• pumpfähige Substrate mit langfaserigen Bestandteilen
Vorteile	 + leichte Zugänglichkeit des Aggregates bei Havarien + bei Verstopfungen können die Aggregate leicht geöffnet und gewartet werden + keine zusätzlichen Förderaggregate notwendig
Nachteile	 die Erhöhung des Trockensubstanzgehaltes im Fermenter ist nur bis zur Grenze der Pumpfähigkeit des Substrates möglich es lässt sich nur ein kleiner Teil des Stoffstroms zerkleinern, durch mehrmaliges Umpumpen kann der Anteil an geschnittenem Gut erhöht werden
Besonderheiten	 die Aggregate sollten durch Schieber von der Substratleitung getrennt werden können für den Havariefall kann eine über Schieber zu bedienende Umgehung sinnvoll sein erreichbare Partikelgrößen werden durch Auswahl der Schneid- oder Reißtechnik bestimmt
Bauformen	Kreiselpumpen, Laufrad mit Schneidkanten als trocken stehende Pumpe oder Tauchpumpe
Wartung	 freistehende Pumpen können schnell ohne lange Ausfallzeiten gewartet werden, Tauchpumpen können dafür leicht aus dem Substrat entnommen werden Wartungsöffnungen verkürzen die Stillstandszeiten stark

die Mikroorganismen an die veränderten Bedingungen anpassen, was meist mit einer Einbuße bei der Gasausbeute verbunden ist. Die Homogenisierung pumpfähiger Substrate wird meist in der Vorgrube mit Rührwerken durchgeführt. Sie kann aber auch im Fermenter erfolgen, wenn verschiedene Substrate direkt eingepumpt und/oder über einen Feststoffeintrag in den Fermenter eingebracht werden. Die Technik der Rührwerke wird im Abschnitt Rührwerke vorgestellt. Die Vermischung in einer Vorgrube entspricht in etwa den Systemen der volldurchmischten Fermenter (siehe Kapitel 3.2.2.1, Abschnitt Verfahren mit Volldurchmischung).

Hygienisierung

Um die gesetzlich vorgeschriebenen Kriterien für einige aus Sicht der Seuchen- und Phytohygiene kritischen Stoffgruppen zu erfüllen, ist es unter Umständen notwendig, eine thermische Vorbehandlung in die Biogasanlage zu integrieren. Die Vorbehandlung erfolgt durch Erwärmung der Stoffe auf eine Temperatur von 70 °C für mindestens eine Stunde. Eine zweite Methode zur Abtötung von Keimen ist die Drucksterilisation. Hier wird das zu sterilisierende Substrat 20 Minuten auf 133 °C bei einem Druck von 3 bar vorbehandelt. Dieses Verfahren ist im Vergleich zur Hygienisierung bei 70 °C allerdings seltener anzutreffen. Da die Größen der zur Hygienisierung verwendeten Behälter und der Energieaufwand von der Durchsatzmenge abhän-

gen, wird die Hygienisierung in der Regel vor der Einbringung hygienisch bedenklicher Kosubstrate in den Fermenter durchgeführt. So ist es möglich, nur die bedenklichen Stoffe zu hygienisieren und damit die Hygienisierungsstufe wirtschaftlicher zu dimensionieren (Teilstromhygienisierung). Möglich ist auch eine Vollstromhygienisierung der gesamten Einsatzstoffe bzw. des vergorenen Materials. Ein Vorteil der dem Fermenter vorangestellten Hygienisierung ist ein gewisser thermischer Aufschluss des Substrates, welches dadurch in Abhängigkeit seiner Eigenschaften besser vergärbar wird.

Die Hygienisierung kann in luftdicht verschließbaren und beheizbaren Edelstahlbehältern durchgeführt werden. Verwendet werden häufig Behälter aus der Fütterungstechnik. Die Hygienisierung wird mittels Füllstands-, Temperatur- und Druckmesseinrichtungen überwacht und dokumentiert. Die Temperatur des Substrates ist nach der Hygienisierung höher als die im Fermenter vorherrschende Prozesstemperatur. Das hygienisierte Substrat eignet sich so zur Vorwärmung anderer Substrate oder kann durch direkte Zugabe in den Fermenter zu dessen Beheizung genutzt werden. Kann die Wärme des hygienisierten Substrates nicht genutzt werden, ist eine geeignete Kühlung auf das Temperaturniveau des Fermenters notwendig. Beispielhaft werden Hygienisierungsbehälter in Abbildung 3.10 dargestellt, spezifische Eigenschaften von Hygienisierungsbehältern sind in Tabelle 3.8 zusammengefasst.



Tabelle 3.8: Kennwerte und Einsatzparameter von Hygienisierungsbehältern

Kennwerte	 Volumen: anlagenspezifisch, Hygienisierungsbehälter mit z. B. 50 m³ Inhalt Heizung: innenliegend oder Doppelwandbehälter Dauer: Es müssen zu der einen Stunde Hygienisierungszeit (bei 70 °C) Befüllvorgang, Aufheizen und Entleeren für die Dimensionierung berücksichtigt werden
Eignung	• für die üblichen Hygienisierungsbehälter muss das Substrat pumpfähig sein und daher gegebenenfalls vor der Hygienisierung vorbehandelt werden
Besonderheiten	 Registriervorrichtung für den Hygienisierungsverlauf ist zwingend vorzusehen das heiße hygienisierte Substrat sollte nicht direkt in den Fermenter gegeben werden, da die Biologie die hohen Temperaturen nicht verträgt (bei Teilstromvergärung kann eine direkte Beimischung möglich sein) es darf keine Vermischung von hygienisch bedenklichem und unbedenklichem Material möglich sein je nach Substrat ist mit der Ablagerung von Sand und Schwerstoffen zu rechnen
Bauformen	 einwandige Edelstahlbehälter mit interner Heizung oder doppelwandige Edelstahlbehälter mit Wandheizung oder Gegenstromwärmeübertragern gasdicht und an Gaspendelleitung angeschlossen oder nichtgasdicht mit Abführung der Verdrängungsluft aus dem Behälter ggf. über eine Abluftreinigung
Wartung	 es ist mindestens ein Mannloch im Behälter vorzusehen Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten in geschlossenen Behältern müssen beachtet werden (auch Gassicherheit sollte berücksichtigt werden) je nach installierter Technik (Temperaturfühler, Rührwerke, Pumpen) ist Wartung notwendig, der Behälter selbst sollte wartungsfrei sein



Abbildung 3.9: Tauchpumpe mit Schneidkanten am Rotor als Beispiel der Einheit aus Zerkleinerungs- und Förderaggregat [ITT FLYGT Pumpen GmbH]



Abbildung 3.10: Hygienisierung mit Rückkühlung [TEWE Elektronic GmbH & Co. KG]

Aerobe Vorrotte

Bei der Feststoffvergärung im Garagenverfahren besteht die Möglichkeit der gezielten Belüftung des Substrates im Vorfeld des eigentlichen Gärprozesses (siehe 3.2.2.1 Fermenterbauformen). Die durch die Luftzufuhr einsetzenden Kompostierungsprozesse gehen mit einer Erwärmung des Substrates auf ca. 40 bis 50 °C einher. Vorteil der zwei bis vier Tage dauernden Vorrotte ist der beginnende Zellaufschluss und die Selbsterhitzung des Materials, wodurch u. a. zusätzliche Heizelemente im Fermenter eingespart werden können. Nachteilig ist allerdings, dass organische Substanz bereits umgesetzt wird und nicht mehr für die Biogasbereitstellung zur Verfügung steht.

Hydrolyse

Bei einer einphasigen Prozessführung besteht bei hoher Raumbelastung die Gefahr, dass die Prozessbiologie im Fermenter aus dem Gleichgewicht gerät, d. h. dass die Säurebildung während der primären und sekundären Gärung schneller abläuft, als der Säureabbau während der Methanbildung [3-19]. Zudem sinkt bei hoher Raumbelastung und kurzen Verweilzeiten die Ausnutzung der Substrate, im schlimmsten Fall drohen eine Versäuerung und das Kippen der Fermenterbiologie. Um dem zu begegnen, können Hydrolyse- und Versäuerungsprozesse in separaten Behältern dem eigentlichen Fermenter vorangestellt, bzw. durch spezielle Einbauten im Fermenter (z. B. Zwei-Phasen-Fermenter) ein abgegrenzter Raum geschaffen werden. Die Hydrolyse kann unter aeroben und anaeroben

3000

Bedingungen ablaufen und arbeitet bei pH-Werten zwischen 4,5 und 7. In der Regel sind Temperaturen von 25 bis 35 °C ausreichend, können aber auch auf 55 bis 65 °C erhöht werden, um die Umsetzungsgeschwindigkeit zu erhöhen. Als Behälter sind verschiedene Vorlagebehälter (stehend, liegend) mit einer entsprechenden Ausstattung wie Rührwerk, Beheizungsmöglichkeit und Isolierung nutzbar. Beschickt werden können diese kontinuierlich, aber auch im Batchbetrieb. Zu beachten ist, dass das Hydrolysegas auch zu großen Teilen Wasserstoff enthält. Bei der aeroben Fahrweise und der Ableitung der Hydrolysegase ins Freie kann dies energetische Verluste bezogen auf die erzeugte Biogasmenge bedeuten. Darüber hinaus stellt dies ein sicherheitstechnisches Problem dar, da Wasserstoff in einem Gemisch mit Luft eine explosionsfähige Atmosphäre ausbilden kann.

Desintegration

Desintegration ist die Zerstörung der Zellwandstruktur zur Freisetzung des gesamten Zellmaterials. Damit kann eine bessere Verfügbarkeit des Substrates für die Mikroorganismen erreicht werden, die zu erhöhten Abbauraten führen soll. Es werden thermische, chemische, biochemische und physikalisch/ mechanische Zellaufschlussverfahren eingesetzt. Mögliche Verfahren sind Erhitzen auf < 100 °C unter Normaldruck oder > 100 °C unter Druck, die oben ausgeführte Hydrolyse, die Zugabe von Enzymen oder der Einsatz der Ultraschalldesintegration als ein Vertreter mechanischer Aufschlussverfahren. Über den Nutzen dieser Verfahren wird in der Branche diskutiert. Zum einen ist die Wirkung der einzelnen Verfahren stark vom Substrat und dessen vorheriger Aufbereitung abhängig, zum anderen bedürfen alle Verfahren einer zusätzlichen Zufuhr von Wärme- und/oder Elektroenergie, welche sich unmittelbar auf die Effektivität in Bezug auf den möglichen Mehrertrag der Anlage auswirkt. Im Vorfeld einer möglichen Integration sollte der effektive Nutzen einer Desintegrationsstufe beispielsweise durch Tests und zusätzliche Analysen des behandelten Substrates sowie durch eine ökonomische Betrachtung der finanziellen Mehraufwendungen und -einnahmen untermauert werden.

3.2.1.4 Transport und Einbringung

Für einen stabilen Gärprozess ist aus prozessbiologischer Sicht ein kontinuierlicher Substratstrom durch die Biogasanlage der Idealfall. Da dieser in der Praxis kaum realisiert werden kann, ist eine quasikontinuierliche Zugabe des Substrates in den Fermenter der

Regelfall. Die Zugabe des Substrates erfolgt in mehreren Chargen über den Tag verteilt. Daraus folgend werden alle Aggregate, die für den Substrattransport notwendig sind, nicht kontinuierlich betrieben. Dies spielt für die Auslegung eine sehr große Rolle.

Die Anlagentechnik für den Transport und die Einbringung hängt im Wesentlichen von der Beschaffenheit des Substrates ab. Es muss zwischen Technik für pumpfähige und stapelbare Substrate unterschieden werden.

Bei der Einbringung der Substrate ist deren Temperatur zu beachten. Bei großen Differenzen zwischen Material- und Fermentertemperatur (beispielsweise bei Einbringung nach einer Hygienisierungsstufe oder im Winter) wird die Prozessbiologie stark beeinflusst, was zur Verminderung des Gasertrages führen kann. Als technische Lösungen werden hier zuweilen Wärmeübertrager und beheizte Vorgruben angewendet.

Transport pumpfähiger Substrate

Zum Transport pumpfähiger Substrate innerhalb der Biogasanlage werden hauptsächlich über Elektromotoren angetriebene Pumpen verwendet. Sie können über Zeitschaltuhren oder Prozessrechner angesteuert werden, wodurch der Gesamtprozess ganz oder teilweise automatisiert werden kann. In vielen Fällen wird der gesamte Substrattransport innerhalb der Biogasanlage über ein oder zwei zentral in einem Pumpoder Steuerhaus positionierte Pumpen realisiert. Die Verlegung der benötigten Rohrleitungen erfolgt dann so, dass alle eintretenden Betriebsfälle (z. B. Beschicken, vollständiges Entleeren von Behältern, Havariefälle etc.) über gut zugängliche oder automatische Schieber gesteuert werden können. Ein Beispiel für die Pumpen- und Rohrleitungsinstallation in einer Biogasanlage zeigt Abbildung 3.11.

Es sollte darauf geachtet werden, dass die Pumpen gut zugänglich sind und ausreichend Arbeitsraum um sie herum freigehalten wird. Trotz getroffener Vorsichtsmaßnahmen und guter Substrataufbereitung kann es passieren, dass es zu Verstopfungen der Pumpen kommt, die schnell beseitigt werden müssen. Außerdem ist zu beachten, dass die beweglichen Teile der Pumpen Verschleißteile sind, die in Biogasanlagen hohen Beanspruchungen unterliegen und von Zeit zu Zeit ausgetauscht werden müssen, ohne dass die Biogasanlage außer Betrieb genommen werden muss. Die Pumpen müssen daher über Absperrschieber zum Ausführen von Wartungsarbeiten vom Leitungsnetz trennbar sein. Verwendet werden fast ausschließlich Kreisel- oder Verdrängerpumpen, die auch in der Gülletechnik zur Anwendung kommen.





Abbildung 3.11: Pumpen in einer Biogasanlage [WELtec BioPower GmbH]

Die Auswahl geeigneter Pumpen hinsichtlich Leistung und Fördereigenschaften ist in hohem Maß von den eingesetzten Substraten und deren Aufbereitungsgrad bzw. Trockensubstanzgehalt abhängig. Zum Schutz der Pumpen können Schneid- und Zerkleinerungsapparate sowie Fremdkörperabscheider direkt vor die Pumpe eingebaut werden oder Pumpen, deren Förderelemente mit Zerkleinerungseinrichtungen versehen sind, zum Einsatz kommen.

Kreiselpumpen

Kreiselpumpen sind in der Gülletechnik weit verbreitet. Sie eigenen sich vor allem bei dünnflüssigen Substraten. Im Inneren der Kreiselpumpen dreht sich ein

Laufrad in einem feststehenden Gehäuse. Das zu fördernde Medium wird mit Hilfe des Laufrades beschleunigt und die daraus resultierende Geschwindigkeitserhöhung im Druckstutzen der Kreiselpumpe in Förderhöhe bzw. Förderdruck umgesetzt. Das Laufrad kann je nach Anforderung unterschiedliche Größen und Formen besitzen. Eine spezielle Form stellt die Schneidradpumpe dar (vgl. Abbildung 3.9) deren Laufrad mit gehärteten Schneidkanten zur Substratzerkleinerung versehen ist. Kennwerte und Einsatzparameter sind in Tabelle 3.9 enthalten.

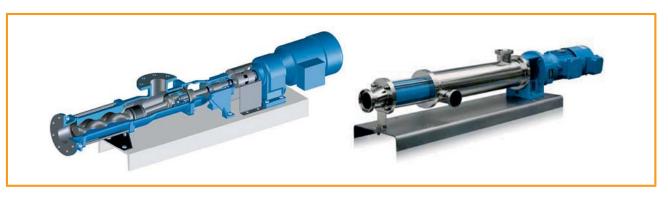
Verdrängerpumpen

Zum Transport dickflüssiger Substrate mit hohen Trockensubstanzgehalten werden Verdrängerpumpen eingesetzt. Bei Verdrängerpumpen kann die geförderte Menge über die Drehzahl bestimmt werden. Dadurch wird eine bessere Steuerung der Pumpen in Verbindung mit einer genaueren Dosierung des Substrates erreicht. Sie sind selbstansaugend und druckstabiler als Kreiselpumpen, das heißt, die Fördermenge ist sehr viel weniger von der Förderhöhe abhängig. Verdrängerpumpen sind relativ anfällig gegenüber Störstoffen, weswegen es sinnvoll ist, die Pumpen mit Zerkleinerungsaggregaten und Fremdkörperabscheidern vor grobstückigen und faserigen Bestandteilen zu schützen.

Zum Einsatz kommen größtenteils Drehkolbenund Exzenterschneckenpumpen. Exzenterschneckenpumpen haben einen korkenzieherförmigen Rotor, der in einem Stator aus elastischem Material läuft. Durch die Drehung des Rotors entsteht ein wandernder

Tabelle 3.9: Kennwerte und Einsatzparameter von Kreiselpumpen [3-1]

Kennwerte	 Förderdruck: bis zu 20 bar (in der Praxis meist geringerer Förderdruck) Fördermenge ab 2 m³/min bis 30 m³/min Leistungsaufnahme: z. B. 3 kW bei 2 m³/min, 15 kW bei 6 m³/min, stark substratabhängig i. d. R. für Substrate mit < 8 % TS-Gehalt
Eignung	• dünnflüssige Substrate mit niedrigen Trockensubstanzgehalten, geringe Strohanteile sind zulässig
Vorteile	+ einfacher, kompakter und robuster Aufbau + hohe Förderleistung + flexibler Einsatz (auch als Tauchpumpe)
Nachteile	 nicht selbstansaugend, Aufstellung unterhalb des anzusaugenden Substratspiegels, z. B. in einem Schacht notwendig nicht zur Substratdosierung geeignet
Besonderheiten	• starke Abhängigkeit der Förderleistung vom Förderdruck bzw. der Förderhöhe
Bauformen	• als Tauchpumpe oder Pumpe in Trockenaufstellung; auch als Schneidpumpe lieferbar; als Tauchpumpe mit Antrieb unter oder über Substratoberfläche verfügbar
Wartung	 bei Tauchpumpen erschwert, jedoch über Entnahmeöffnungen relativ leicht erreichbar Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden Betriebsunterbrechungen sind geringfügig länger als bei anderen Pumpentypen



3

Abbildung 3.12: Exzenterschneckenpumpe [LEWA HOV GmbH + Co KG]

Tabelle 3.10: Kennwerte und Einsatzparameter von Exzenterschneckenpumpen

Kennwerte	 Förderdruck: bis zu 48 bar Fördermenge ab 0,055 m³/min bis 8 m³/min Leistungsaufnahme: z. B. 7,5 kW bei 0,5 m³/min; 55 kW bei 4 m³/min; stark substratabhängig
Eignung	• dickflüssige pumpfähige Substrate mit geringen Störstoffanteilen und langfasrigen Stoffen
Vorteile	+ selbst ansaugend + einfacher, robuster Aufbau + zur Substratdosierung geeignet + Drehrichtung umkehrbar
Nachteile	 geringere Förderleistungen als Kreiselpumpen empfindlich gegen Trockenlauf empfindlich gegen Störstoffe (Steine, langfaserige Stoffe, Metallteile)
Besonderheiten	 starke Abhängigkeit der Förderleistung von der Viskosität, stabile Förderung bei schwankenden Drücken Trockenlaufschutz kann integriert sein sehr häufige Anwendung in der Klärtechnik der Stator kann zum Teil in Abhängigkeit der Förderleistung, des Substrates und der Abnutzung meist nachgestellt werden Förderrichtungsänderung als Sonderbauform möglich
Bauformen	• als Pumpe in Trockenaufstellung
Wartung	 sehr langlebig aufgrund des Aufbaues wartungsfreundlich, es werden durch Schneckenschnellwechselsysteme nur kurze Betriebsunterbrechungen notwendig

Hohlraum, in dem das Substrat transportiert wird. Ein Beispiel ist in Abbildung 3.12 dargestellt. Kennwerte und Einsatzparameter können Tabelle 3.10 entnommen werden.

Drehkolbenpumpen besitzen zwei gegenläufig rotierende zwei- bis sechsflügelige Drehkolben in einem ovalen Gehäuse. Die beiden Drehkolben wälzen sich gegenläufig mit geringem axialen und radialen Spiel aufeinander ab, wobei sie weder das Gehäuse noch sich untereinander berühren und so ausgebildet sind, dass in jeder Stellung der Saug- gegen den Druckraum abgesperrt wird. Zum Transport des Mediums werden die im Saugraum auftretenden Lücken mit dem Fördermedium gefüllt und zur Druckseite transportiert. Das Funktionsprinzip von Drehkolbenpumpen kann Abbildung 3.13 entnommen werden. Kennwerte

und Einsatzparameter sind in Tabelle 3.11 zusammengefasst.

Transport von stapelbaren Substraten

Stapelbare Substrate müssen in der Nassvergärung bis zur Materialeinbringung bzw. bis zur Anmaischung transportiert werden. Die meisten Wege werden mit einem üblichen Lader zurückgelegt. Erst für die automatisierte Beschickung werden Kratzböden, Overhead-Schubstangen und Förderschnecken eingesetzt. Kratzböden und Overhead-Schubstangen sind in der Lage, nahezu alle stapelbaren Substrate horizontal oder mit einer leichten Steigung zu fördern. Sie können jedoch nicht für die Dosierung verwendet werden. Sie ermöglichen die Anwendung von sehr großen Vorlagebehältern. Förderschnecken können stapelbare Subs-



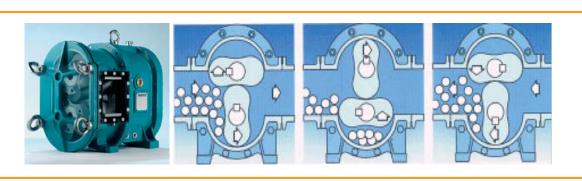


Abbildung 3.13: Drehkolbenpumpe (links), Drehkolben-Pumpprinzip (rechts) [Börger GmbH (links), Vogelsang GmbH]

Tabelle 3.11: Kennwerte und Einsatzparameter von Drehkolbenpumpen

Kennwerte	 Förderdruck: bis zu 12 bar bei Fördermenge ab 0,1 m³/min bis ca. 16 m³/min Leistungsaufnahme: ca. 2 bis 55 kW
Eignung	dickflüssige pumpfähige Substrate
Vorteile	 + einfacher, robuster Aufbau + selbstansaugend bis 10 m Wassersäule + zur Substratdosierung geeignet + Förderung größerer Fremd- und Faserstoffe als Exzenterschneckenpumpen + trockenlaufunempfindlich + geringer Platzbedarf + Wartungsfreundlich + Förderrichtungsänderung serienmäßig
Besonderheiten	 hohe Drehzahlen bis 1300 U/min sind günstig für die Leistungsoptimierung nachstellbare Halbschalen optimieren Wirkungsgrad und Standzeit durch Verminderung des Spiels
Bauformen	• als Pumpe in Trockenaufstellung
Wartung	• aufgrund des Aufbaues wartungsfreundlich, es werden nur kurze Betriebsunterbrechungen notwendig

trate in nahezu alle Richtungen transportieren. Vorbedingung ist hier nur die Freiheit von großen Steinen und die Zerkleinerung des Substrates, dass es von der Schnecke ergriffen werden kann und in die Schneckenwindungen passt. Automatische Beschickungssysteme für stapelbare Substrate stellen oftmals eine Einheit mit den Einbringungsaggregaten an der Biogasanlage dar.

In den bekannten Feststoffvergärungsanlagen nach dem Garagenprinzip werden die stapelfähigen Substrate ausschließlich mit dem Radlader bewegt oder direkt durch Ladewagen mit Schubbodentechnik o. ä. beschickt.

Einbringung pumpfähiger Substrate

Pumpfähige Substrate werden in der Regel über in den Boden eingelassene, substratdichte Vorgruben aus Beton, in denen die anfallende Gülle zwischengespeichert und homogenisiert wird, eingebracht. Die Vorgruben sollten so ausgelegt sein, dass mindestens ein bis zwei Tagesmengen in ihnen gespeichert werden können. Häufig werden vorhandene Güllesammelgruben im landwirtschaftlichen Betrieb genutzt. Verfügt die Biogasanlage nicht über eine getrennte Zugabemöglichkeit zur Direkteinbringung von Kosubstraten, werden auch stapelbare Substrate in der Vorgrube gemischt, zerkleinert, homogenisiert und wenn nötig zur Herstellung pumpfähiger Gemische angemaischt (vgl. Abschnitt Indirekter Eintrag über die Vorgrube). Die Kenndaten von Vorgruben sind in Tabelle 3.12 zusammengefasst, ein Beispiel ist in Abbildung 3.14 dargestellt.

Flüssige (Ko)substrate können auch direkt über einen normierten Tankstutzen in den Fermenter oder einen beliebigen Vorlagebehälter eingetankt werden. Die Vorlagebehälter sind dann technisch den Substrateigenschaften anzupassen. Technische Notwendigkeiten können u. a. chemisch beständige Behältermaterialien, Beheizungsmöglichkeiten, Rührvorrichtung und geruchsmindernde oder gasdichte Abdeckungen sein.

Einbringung von stapelbaren Substraten

Der Feststoffeintrag in den Fermenter kann direkt

Tabelle 3.12: Kennwerte und Einsatzparameter von Vorgruben

Kennwerte	 Herstellung aus wasserdichtem Beton, meist aus Stahlbeton das Volumen sollte ein bis zwei Tagesmengen an Substrat aufnehmen können
Eignung	pumpfähige, rührbare Substratebei Einsatz von Zerkleinerungstechnik auch stapelbare Substrate
Besonderheiten	 gute Homogenisierung und Vermischung der Substrate möglich Bildung von Sinkschichten aus Steinen möglich Sinkschichtentnahme sollte über Pumpensumpf, Sammelgruben oder über Räumaggregate ermöglicht werden Abdeckung der Vorgrube ist wegen Geruchsemissionen empfehlenswert Feststoffeinbringung kann zu Verstopfungen, Sink- und Schwimmschichten führen
Bauformen	 runde oder viereckige ebenerdig abschließende oder aus dem Boden herausragende Gruben und Behälter, deren Befüllungseinrichtung noch mit einem Radlader erreicht werden kann höherliegende Gruben im Vergleich zum Fermenter sind vorteilhaft, da durch das entstehende hydraulische Gefälle auf den Einsatz von Fördertechnik verzichtet werden kann die Umwälzung kann mit gleichen Technologien realisiert werden, wie in den Fermentern
Wartung	 bei fehlender Sinkschichtentnahme manuelle Sinkschichtentfernung notwendig ansonsten kaum Wartungsaufwand; die Wartung der technischen Aggregate wird in den jeweiligen Kapiteln beschrieben



Abbildung 3.14: Vor- bzw. Annahmegrube bei der Beschickung [Paterson, FNR; Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH]

oder indirekt erfolgen. Beim indirekten Eintrag werden stapelbare Substrate in die Vorgrube oder in die Substratleitung zum Fermenter eingebracht (vgl. Abbildung 3.15). Mit dem direkten Feststoffeintrag ist es möglich, feste Substrate unter Umgehung des Anmischens in der Vorgrube oder Flüssigkeitsleitung direkt in den Fermenter einzubringen (vergleiche Abbildung 3.16). Kofermente können so unabhängig von der Gülle und in regelmäßigen Abständen eingespeist werden [3-8]. Außerdem ist es möglich, den Trockensubstanzgehalt im Fermenter zu erhöhen und damit die Biogasproduktivität zu steigern.

Indirekter Eintrag über die Vorgrube

Verfügt die Biogasanlage nicht über eine getrennte Zugabemöglichkeit zur Direkteinbringung von Kosubstraten, werden stapelbare Substrate in der Vorgrube gemischt, zerkleinert, homogenisiert und wenn nötig zur Herstellung pumpfähiger Gemische angemaischt. Aus diesem Grund sind Vorgruben mit Rührwerken, wenn nötig in Kombination mit Reißund Schneidwerkzeugen zur Zerkleinerung der Substrate, ausgestattet. Werden störstoffhaltige Substrate verarbeitet, dient die Vorgrube auch zur Abtrennung von Steinen und Sinkschichten, sie können z.B. mittels Kratzböden und Förderschnecken konzentriert und ausgetragen werden [3-3]. Sollte zur Vermeidung von Geruchsemissionen die Vorgrube abgedeckt werden, sollte die Abdeckung allerdings so ausgeführt sein, dass ein Öffnen der Vorgrube und damit eine problemlose Entnahme von abgesetzten Sinkstoffen weiterhin möglich sind.



Die Befüllung erfolgt bspw. mit Radladern oder anderen mobilen Geräten sowie mittels automatisierten Feststoffeintragssystemen. Die Zuführung des Feststoff-Flüssigkeitsgemisches in den Fermenter erfolgt dann durch geeignete Pumpen. Die Kenndaten von Vorgruben sind in Tabelle 3.12 zusammengefasst, ein Beispiel ist in Abbildung 3.14 dargestellt.

Indirekter Eintrag in den Flüssigkeitsstrom

Alternativ zum Eintrag über eine Vorgrube können feste Substrate wie z. B. Bioabfälle, Silage und Mist auch mittels geeigneten Dosiereinrichtungen, wie Rachentrichterpumpen, in den Flüssigkeitsstrom eingetragen werden (vgl. Abbildung 3.17). Der Ein-

trag kann durch Eindrücken in die Substratleitung oder mittels direkter Durchströmung der Eintragseinrichtung geschehen, mit dem Eintrag kann auch eine grobe Zerkleinerung der Substrate einhergehen. Abhängig vom TS-Gehalt und der Menge der einzutragenden Substrate kann die Eintragsvorrichtung in ihrer Förderleistung angepasst werden. Als Flüssigkeitsstrom kann Gülle aus einer Vorgrube/Vorlage oder Substrat aus der Vergärungsanlage oder den Gärrestlagern verwendet werden. Derartige Systeme finden auch bei mittleren bis großen Biogasanlagen Verwendung, da ein modularer Aufbau eine gewisse Flexibilität und Ausfallsicherheit garantiert [3-17].

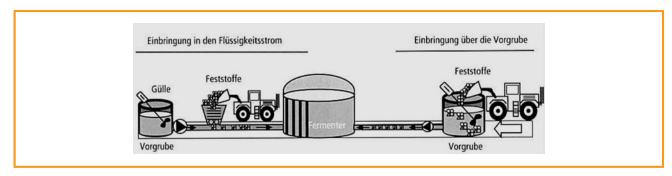


Abbildung 3.15: Indirekter Feststoffeintrag (Schema) [3-1]

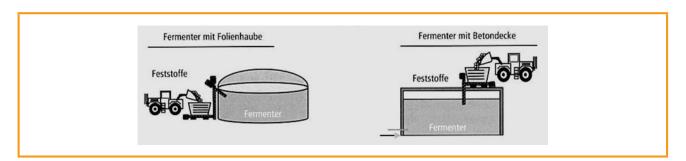


Abbildung 3.16: Direkter Feststoffeintrag (Schema) [3-1]

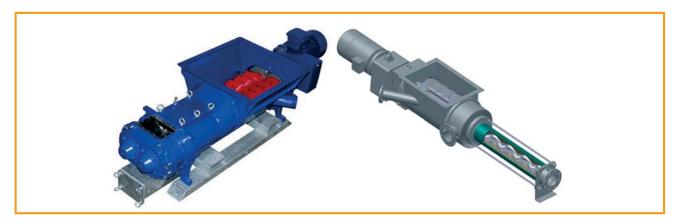


Abbildung 3.17: Rachentrichterpumpen mit integrierter Drehkolbenpumpe (links) und Exzenterschneckenpumpe (rechts) [Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH (links), Netzsch Mohnopumpen GmbH]

°°000

Tabelle 3.13: Eigenschaften von Rachentrichterpumpen zum Feststoffeintrag in den Flüssigkeitsstrom

Kennwerte	 Förderdruck: bis zu 48 bar Fördermenge Suspension: 0,5-1,1 m³/min (je nach Pumpentyp und zu fördernder Suspension) Fördermenge Feststoffe: ca. 4-12 t/h (zweiwellige Schneckenzuführung mit Zerkleinerung
Eignung	• für vorzerkleinerte und weitestgehend störstofffreie Substrate geeignet
Vorteile	 + hohes Saug- und Druckvermögen + robuster Aufbau, teils mit Verschleißschutz lieferbar + zur Dosierung geeignet + Zerkleinerung durch Reißwerkzeuge an den Zuführschnecken möglich
Nachteile	- teilweise empfindlich gegen Störstoffe (Steine, langfasrige Stoffe, Metallteile)
Besonderheiten	 Zerkleinern, Mischen und Anmaischen in einem Schritt möglich Zuführung der Feststoffe beliebig gestaltbar (per Radlader, Fördereinrichtungen, Vorlageeinheiten) Zuführung der Flüssigphase durch separate Pumpe
Bauformen	 als Aggregat in Trockenaufstellung Ein- oder Doppelwellige Schneckenzuführung der Substrate in den Flüssigkeitsstrom/zur Pumpeinheit, Schnecken teils gezahnt zur Substratzerkleinerung bevorzugte Pumpen: Drehkolben und Exzenterschneckenpumpe, teils in Rachentrichterpumpe integriert
Wartung	• aufgrund des Aufbaues wartungsfreundlich, es werden nur kurze Betriebsunterbrechungen notwendig



Abbildung 3.18: Einbringung stapelbarer Biomasse mit Eintragskolben [PlanET Biogastechnik GmbH]

Die wichtigsten Eigenschaften von indirekten Eintragssystemen sind in Tabelle 3.13 zusammengefasst.

Direkter Eintrag mittels Presskolben

Bei der Einbringung mittels Eintragskolben werden die Substrate mittels Hydraulikzylinder durch eine Öffnung in der Fermenterwand nahe der Fermentersohle direkt in den Fermenter eingebracht. Durch die bodennahe Einbringung werden sie mit Gülle durchtränkt und so die Gefahr der Schwimmschichtenbildung reduziert. Das System ist mit gegeneinander laufenden Mischwalzen ausgestattet, welche die Substrate in den darunter liegenden Zylinder befördern und gleichzeitig langfaserige Stoffe zerkleinern [3-1]. Das Eintragssystem ist meist mit einem Vorlagebehälter gekoppelt bzw. unter diesem

installiert. Kennwerte von Eintragskolben sind in Tabelle 3.14 zusammengefasst, ein Beispiel ist in Abbildung 3.18 veranschaulicht.

Direkter Eintrag mittels Schnecken

Bei der Zufuhr mittels Eintrags- bzw. Förderschnecken wird das Substrat durch Stopfschnecken unterhalb des im Fermenter befindlichen Flüssigkeitsspiegels gedrückt. So ist gesichert, dass kein Gas über den Schneckengang austreten kann. Im einfachsten Fall steht bei dieser Methode der Dosierer auf dem Fermenter, so dass nur eine vertikal verlaufende Schnecke zur Einbringung notwendig ist. Ansonsten muss die Höhe des Fermenters mit Steigschnecken überwunden werden. Zur Beschickung der Schnecke kann diese mit

Tabelle 3.14: Kennwerte und Einsatzparameter von Eintragskolben

Kennwerte	 Material meist Edelstahl, Kolben in geschlossenem Gehäuse untergebracht Eintrag in den Fermenter: horizontal, Zugabe auch am Fermenterboden möglich Hand- und Automatikventil notwendig, falls Fermenterfüllstand über Oberkante des Vorlagebehälters
Eignung	• alle üblichen stapelbaren Kosubstrate, je nach Schneckentechnik auch langfasrig und mit Steinen
Vorteile	+ weitgehend geruchsfrei + sehr gute Dosierbarkeit + automatisierbar
Nachteile	 Gefahr der Sinkschichtenbildung im Fermenter durch Verklumpung des eingepressten Substrates, damit nicht optimal zugänglich für die Mikroorganismen im Fermenter nur horizontaler Substrattransport möglich es kann immer nur ein Fermenter aus der Vorlage gefüttert werden
Besonderheiten	 Zuführung muss flüssigkeitsdicht ausgeführt sein Einfüllhöhe und -größe sind mit der vorhandenen Fülltechnik im Betrieb abzustimmen Zerteilung des Presspfropfens durch ein Messerkreuz wird angeboten und erscheint aufgrund der Verklumpungsgefahr sehr sinnvoll Platzbedarf direkt neben dem Fermenter gewichtsabhängige Dosierung mit Kolben bei Installation von Wiegetechnik an der Vorlageeinheit ist möglich
Bauformen	 Hydraulikzylinder mit hydraulisch oder elektrisch angetriebenen Zuführungsschnecken flexibel mit verschiedenen Vorlagesystemen kombinierbar (z. B. Vorlagetrichter, Schubbodencontainer, Futtermischwagen)
Wartung	 Aufgrund der beweglichen Technik ist mit regelmäßigem Wartungsaufwand zu rechnen Wartung des Kolbens ist mit einer z.T. erheblichen Prozessunterbrechung, evtl. auch mit einer Leerung des Fermenters verbunden



Abbildung 3.19: Einbringung stapelbarer Biomasse mit Förderschnecken [DBFZ]

beliebigen Vorlagebehältern, welche z. T. über Zerkleinerungswerkzeuge verfügen, eingesetzt werden [3-8]. Kennwerte von Einbringungssystemen mit Förderschnecken sind in Tabelle 3.15 zusammengefasst, ein Beispiel ist in Abbildung 3.19 veranschaulicht.

Vermusung der Biomasse

Die Kofermente (z. B. Rüben) werden mit in der Rübenverarbeitung üblichen Zerkleinerungsaggregaten aufbereitet, so dass sie einen pumpfähigen Zustand erreichen. Der dabei verbleibende Trockensubstanzgehalt beträgt bis zu 18 %. Die verflüssigten Substrate werden in entsprechenden Behältern gelagert und unter Umgehung der Vorgrube direkt mit den in Abschnitt Transport und Einbringung erläuterten Aggregaten in den Fermenter gepumpt. Durch dieses Verfahren lässt sich beim Einsatz von Gülle als Grundsubstrat keine Erhöhung des Trockensubstanzgehaltes im Fermenter erzielen [3-8].

Tabelle 3.15: Kennwerte und Einsatzparameter von Eintragsschnecken

Kennwerte	 Material meist Edelstahl, in geschlossenem Gehäuse untergebracht Eintrag in den Fermenter: horizontal, vertikal oder schräg von oben Zugabe knapp unter den Flüssigkeitsspiegel Hand- und Automatikventil notwendig, falls Fermenterfüllstand über Oberkante des Vorlagebehälters
Eignung	 alle üblichen stapelbaren Kosubstrate mit Steinen, die kleiner als die Schneckenwindungen sind Transport gehäckselter Substrate, langfasrige Substrate können problematisch sein
Vorteile	 + Förderrichtung spielt keine Rolle + automatisierbar + mehrere Fermenter können aus einer Vorlage beschickt werden (z. B. über eine Steigschnecke mit nachfolgender Verteilung auf 2 Stopfschnecken)
Nachteile	 Abrieb in den Schneckengehäusen und an den Schnecken Empfindlichkeit gegenüber größeren Steinen und anderen Störstoffen (abh. von Größe der Schneckenwindung)
Besonderheiten	 Transport angemaischter Substrate ist möglich Gasaustritt durch die Schnecken muss verhindert werden gewichtsabhängige Dosierung mit Schnecken bei Installation von Wiegetechnik an der Vorlageeinheit ist möglich Platzbedarf direkt neben dem Fermenter Einfüllhöhe und -größe sind mit der vorhandenen Fülltechnik im Betrieb abzustimmen
Bauformen	 Stopfschnecke aus Vorlagebehälter senkrecht, waagerecht oder diagonal in den Fermenter Steigschneckensystem zur Überwindung der Fermenterhöhe (vertikaler Transport) flexibel mit verschiedenen Vorlagesystem kombinierbar (z. B. Vorlagetrichter, Schubbodencontainer, Futtermischwagen)
Wartung	 Aufgrund der beweglichen Technik ist mit regelmäßigem Wartungsaufwand zu rechnen Verstopfungen oder eingeklemmte Störstoffe sind von Hand zu beseitigen Wartung der Schnecke, die die Förderung in den Fermenter realisiert, ist mit einer z. T. erheblichen Prozessunterbrechung verbunden

Einspülschächte

Einspülschächte stellen eine sehr robuste und technisch einfache Lösung für den Eintrag von Substraten dar, sie können leicht mittels Radladern befüllt werden und ermöglichen auch eine sehr schnelle Zugabe von größeren Substratmengen. Bei älteren Kleinanlagen ist diese Technik noch anzutreffen, sie ist sehr preiswert und erfordert im Prinzip keine Wartung. Aufgrund der unmittelbaren Einbindung in den Fermenter können allerdings erhebliche Geruchsprobleme und die Freisetzung von Methan aus dem Fermenter auftreten, weswegen diese Technik bei der Errichtung von Neuanlagen heute keine Rolle mehr spielt [3-17].

Einbringung von stapelbaren Substraten in der Feststoffvergärung (Garagenverfahren)

Aufgrund der einfachen Befahrbarkeit der Boxenfermenter ist bei den betriebenen Anlagen keine Automatisierung der Beschickung vorgesehen. Sowohl Beschickung als auch Entleerung werden mit der in der Landwirtschaft üblichen Transporttechnik, meist mit Radladern, durchgeführt.

Armaturen und Rohrleitungen

Die eingesetzten Armaturen und Rohrleitungen müssen medien- und korrosionsbeständig sein. Armaturen wie Kupplungen, Absperrschieber, Rückschlagklappen, Reinigungsöffnungen und Manometer müssen gut erreichbar und bedienbar sein sowie frostfrei verbaut werden. Die "Sicherheitsregeln für Biogasanlagen" der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaft enthalten Hinweise zu den an Rohrleitungen und Armaturen gestellten Anforderungen und können eine Hilfestellung sein, die entsprechenden gesetzlichen und technischen Vorschriften im Hinblick auf Materialeigenschaften, Sicherheitsvorkehrungen und Dichtigkeitsprüfungen für einen sicheren Betrieb der Biogasanlage einzuhalten [3-18]. Als außerordentlich bedeutender Faktor hat sich herausgestellt, dass aus Gasleitungen an allen Stellen die Möglichkeit bestehen muss, Kondensat abzulassen beziehungsweise die Leitungen mit soviel Gefälle gebaut werden müssen, dass auch leichte Setzungen noch nicht zu nicht vorgesehenen Hochpunkten in den Leitungen führen. Aufgrund der geringen Drücke im System können bereits sehr



Tabelle 3.16: Kennwerte von Armaturen und Rohrleitungen für Flüssigkeitsleitungen

Kennwerte

- Rohrleitungsmaterial: PVC, HDPE, Stahl oder Edelstahl, je nach Medienbelastung und Druckstufe
- Verbindungen sind geflanscht, verschweißt oder verklebt ausgeführt
- Druckleitungen sollten 150 mm, nicht unter Druck stehende Leitungen (Überlauf und Rücklaufleitungen) sollten je nach Substrat 200–300 mm Durchmesser haben
- alle Materialien müssen dem Substrat gegenüber chemisch beständig sein und müssen dem maximalen Pumpendruck standhalten (Druckleitung)

Besonderheiten

- Schieber dichten als Keilflachschieber sehr gut ab, sind aber störstoffempfindlich
- Messerschieber trennen faserhaltige Stoffe durch
- für schnell lösbare Rohrverbindungen sollten Kugelkopfschnellverschlüsse verwendet werden
- bei allen Armaturen und Rohrleitungen ist auf Frostfreiheit zu achten, bei warmen Substrat sollte eine Isolierung angebracht werden
- Rohrverlegung immer mit 1-2 % Gefälle, um Entleerung zu ermöglichen
- Rücklauf von Substrat aus dem Fermenter in die Vorgrube durch entsprechende Leitungsverlegung verhindern
- bei Rohrverlegung im Boden auf gute Verdichtung vor der Installation achten
- vor Rückschlagklappen sind Schieber zu installieren, falls die Rückschlagklappe durch Störstoffe nicht mehr schließt
- Gusseisenleitungen ungünstig, da sie eher zu Ablagerungen neigen als bspw. glattwandige Kunststoffrohre

Tabelle 3.17: Kennwerte von Armaturen und Rohrleitungen für Gasleitungen

Kennwerte

- Rohrleitungsmaterial: HDPE, PVC, Stahl oder Edelstahl (keine Rohre aus Kupfer und anderen Buntmetallen!)
- Verbindungen sind geflanscht, verschweißt, verklebt oder verschraubt ausgeführt

Besonderheiten

- bei allen Armaturen und Rohrleitungen ist auf Frostfreiheit zu achten
- Rohrverlegung immer mit Gefälle, um ungewollte Kondensatansammlungen zu vermeiden (Verstopfungsgefahr)
- Kondensat muss aus allen Gasleitungen abgelassen werden können, Entwässerung über Kondensatschacht
- alle Armaturen müssen leicht zugänglich, gut zu warten und von einem sicheren Stand aus bedienbar sein
- bei Rohrverlegung im Boden auf gute Verdichtung vor der Installation achten, spannungsfreie Verlegung, ggf. sind Kompensatoren oder U-Bögen einzuplanen





Abbildung 3.20: Rohrleitungen und Armaturen in einer Pumpstation, Absperrschieber [DBFZ]

geringe Kondenswassermengen zu einer vollständigen Leitungsverstopfung führen. Die wichtigsten Kenngrößen für flüssigkeits- und gasführende Leitungen sind in den Tabellen 3.16 und 3.17 zusammengefasst. Einen Eindruck vermitteln die Abbildungen 3.20 und 3.21.

3.2.2 Biogasgewinnung

3.2.2.1 Fermenterbauformen

Die Fermenterbauformen sind eng an das Vergärungsverfahren gebunden. Für die Substratvergärung können Verfahren mit Volldurchmischung, Pfropfenströmungsverfahren und Sonderverfahren zum Einsatz kommen.





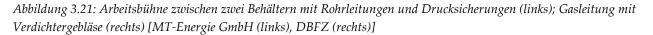


Tabelle 3.18: Eigenschaften von volldurchmischten Biogasreaktoren; nach [3-1] und [3-3]

Kennwerte	 Baugröße bis oberhalb von 6.000 m³ möglich, die Durchmischung und die Prozesskontrolle werden aber mit zunehmender Größe technisch anspruchsvoller Ausführung i. d. R. aus Beton oder Stahl
Eignung	 grundsätzlich alle Substrattypen, vorzugsweise pumpfähige Substrate mit geringem und mittlerem Trockensubstanzgehalt Rühr- und Fördertechnik muss an Substrate angepasst werden Rückführung bei reiner Nawaro-Vergärung für kontinuierliche, quasikontinuierliche und diskontinuierliche Beschickung geeignet
Vorteile	 + kostengünstige Bauweise bei Reaktorvolumina oberhalb 300 m³ + variabler Betrieb als Durchfluss- oder Durchfluss-Speicher-Verfahren + technische Aggregate können je nach Bauart meist ohne Fermenterleerung gewartet werden
Nachteile	 Kurzschlussströmungen sind möglich und wahrscheinlich, dadurch keine Sicherheit bei der Verweilzeitangabe Schwimmdecken- und Sinkschichtenbildung möglich
Besonderheiten	• Sedimentaustrag bei einigen Substraten zu empfehlen (z. B. Hühnermist wg. Kalksediment), Kratzboden mit Austragschnecke
Bauformen	 stehende zylindrische Behälter oberirdisch oder ebenerdig abschließend die Durchmischungseinrichtungen müssen sehr leistungsfähig sein; bei ausschließlicher Güllevergärung kann auch eine pneumatische Umwälzung durch Biogaseinpressung eingesetzt werden Umwälzungsmöglichkeiten: Tauchmotorrührwerke im freien Reaktorraum, axiales Rührwerk in einem zentralen vertikalen Leitrohr, hydraulische Umwälzung mit externen Pumpen, pneumatische Umwälzung durch Biogaseinpressung in ein vertikales Leitrohr, pneumatische Umwälzung durch flächige Biogaseinpressung durch Düsen am Reaktorboden
Wartung	Mannloch erleichtert Begehbarkeit

Verfahren mit Volldurchmischung

Vorwiegend im Bereich der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung werden volldurchmischte Reaktoren in zylindrischer, stehender Bauform angewendet. Diese repräsentieren derzeit (2009) etwa 90 % des Anlagenbestandes. Die Fermenter bestehen aus einem Behälter mit Betonboden und Wänden aus Stahl oder Stahlbeton. Der Behälter kann ganz oder teilweise im Boden versenkt oder vollständig oberirdisch errichtet werden.

Auf den Behälter wird gasdicht eine Abdeckung aufgebaut, die je nach Anforderungen und Konstruktionsweise verschiedenartig ausgeführt wird. Zur Anwendung kommen meist Foliendächer und Betondecken. Die Volldurchmischung wird durch Rührwerke im bzw. am Reaktor realisiert. Die spezifischen Eigenschaften werden in Tabelle 3.18 dargestellt, ein Schnittbild zeigt Abbildung 3.22. Auf die unterschiedlichen Rührwerksformen wird in 3.2.2.3 näher eingegangen.



Tabelle 3.19: Eigenschaften von Biogasreaktoren mit Pfropfenströmung; nach [3-1] und [3-3]

Kennwerte	 Baugröße: bei liegenden Fermentern bis 800 m³, bei stehenden Fermentern bis ca. 2.500 m³ Material: vorwiegend Stahl und Edelstahl, auch Stahlbeton
Eignung	 Nassvergärung: für pumpfähige Substrate mit hohem Trockensubstanzgehalt geeignet Feststoffvergärung: Rühr- und Fördertechnik muss an Substrate angepasst werden für quasikontinuierliche bzw. kontinuierliche Beschickung vorgesehen
Vorteile	 + kompakte, kostengünstige Bauweise bei Kleinanlagen + Trennung der Gärstufen im Pfropfenstrom + bauartbedingte Vermeidung von Schwimmdecken und Sinkschichten + Einhaltung von Verweilzeiten durch weitgehende Vermeidung von Kurzschlussströmungen + geringe Verweilzeiten + effektiv beheizbar, auf Grund der kompakten Bauweise geringe Wärmeverluste + Nassvergärung: es können leistungsfähige, funktionssichere und energiesparende Rührwerke eingesetzt werden
Nachteile	 Platzbedarf der Behälter Animpfung des Frischmateriales fehlt oder muss durch Rückführung von Gärrest realisiert werden nur in kleinen Baugrößen wirtschaftlich herstellbar Wartungsarbeiten am Rührwerk erfordern die vollständige Entleerung des Gärbehälters
Bauformen	 als Pfropfenstromreaktor mit rundem oder eckigem Querschnitt können horizontal und vertikal hergestellt werden, wobei sie meist liegend angewendet werden in stehender Bauform wird die Pfropfenströmung meist durch vertikale, selten durch horizontale Einbauten realisiert können mit und ohne Durchmischungseinrichtungen betrieben werden
Besonderheiten	 Öffnungen für alle anzuschließenden Aggregate und Rohrleitungen sind vorzusehen zur Sicherheit muss ein Überdruckventil für den Gasraum installiert werden
Wartung	 es ist mindestens ein Mannloch vorzusehen, um den Reaktor im Havariefall begehen zu können Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

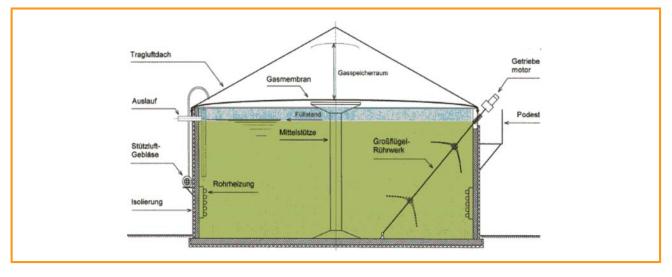


Abbildung 3.22: Volldurchmischter Fermenter mit Langachsrührwerk und weiteren Einbauten [Anlagen- und Apparatebau Lüthe GmbH]

Pfropfenstromverfahren

Biogasanlagen mit Pfropfenströmung – bei Nassvergärung auch als Tank-Durchflussanlagen bekannt – nutzen den Verdrängungseffekt von zugeführtem frischen Substrat, um eine Pfropfenströmung durch einen Fermenter mit rundem oder rechteckigem Querschnitt hervorzurufen. Eine Durchmischung

quer zur Strömungsrichtung wird meist durch Paddelwellen oder eine speziell konstruierte Strömungsleitung realisiert. Die Eigenschaften solcher Anlagen sind in Tabelle 3.19 charakterisiert.

Grundsätzlich gibt es liegende und stehende Pfropfenstromfermenter. In der Landwirtschaft kommen fast ausschließlich die liegenden Fementer zum

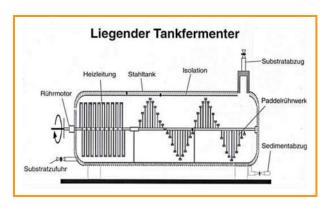


Abbildung 3.23: Pfropfenstromreaktor (Nassvergärung) [3-4]

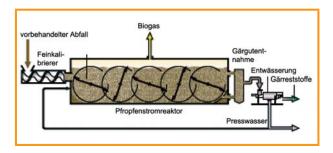


Abbildung 3.24: Pfropfenstromreaktor (Feststoffvergärung) [Strabag-Umweltanlagen]

Einsatz. Stehende Fermenter nach dem Pfropfenstromverfahren werden derzeit nur in Einzelfällen eingesetzt und sind nicht Gegenstand dieser Betrachtung. Der schematische Aufbau wird durch Beispiele für Flüssigvergärung und Feststoffvergärung in Abbildung 3.23 bis Abbildung 3.25 veranschaulicht.

Die meist als liegende Stahltanks ausgeführten Fermenter werden im Werk gebaut und dann ausgeliefert. Der dadurch notwendige Transport der Fermenter zu ihrem Einsatzort ist jedoch nur bis zu einer gewissen Behältergröße möglich. Die Anwendung kommt als Hauptfermenter für kleinere Anlagen oder als Vorfermenter für größere Anlagen mit volldurchmischten Hauptfermentern (Rundbehälter) in Frage. Liegende Fermenter werden auch parallel betrieben, um größere Durchsatzmengen zu realisieren.

Die Möglichkeit, nicht ausgegorenes Substrat ungewollt aus dem Fermenter auszutragen, wird beim Pfropfenstromprinzip verringert und die Aufenthaltszeit kann für das gesamte Material mit höherer Sicherheit gewährleistet werden [3-3].

Batchverfahren

Batchverfahren sind als mobile Containeranlagen oder als stationäre Boxenfermenter ausgestaltet. Die Verfahren haben in den vergangenen Jahren die kommerzielle Stufe erreicht und sich am Markt etabliert. Insbesondere die Boxenfermenter aus Stahlbeton finden im Bereich der Vergärung schüttfähiger Substrate wie Mais- und Grassilage Anwendung.

Im Batchverfahren werden die Fermenter mit Biomasse befüllt und luftdicht verschlossen. Die im Impfsubstrat, das dem frischen Substrat beigemischt wird, enthaltenen Mikroorganismen erwärmen das Substrat in einer ersten Phase, in der dem Fermenter Luft zugeführt wird. Es findet ein mit Wärmefreisetzung verbundener Kompostierungsprozess statt. Nach Erreichen der Betriebstemperatur wird die Luftzufuhr abgeschaltet. Nachdem der eingetragene Sauerstoff verbraucht worden ist, werden Mikroorganismen aktiv, die wie in der Nassvergärung die Biomasse zu Biogas umsetzen. Das Biogas wird in an den Fermenter angeschlossenen Gassammelleitungen aufgefangen und der energetischen Nutzung zugeführt [3-1].



Abbildung 3.25: Pfropfenstromfermenter; Praxisbeispiele, zylindrisch (links), rechteckig, mit aufgesetztem Gasspeicher (rechts) [Novatech GmbH (links), DBFZ (rechts)]



Abbildung 3.26: Beispiel für Boxenfermenter; Fermenterbatterie [Weiland, vTI] und Fermentertor [Paterson, FNR]

Als zweckmäßig haben sich Fermenterbatterien zu 2 bis 8 Einheiten – meist 4 – herausgestellt. Dadurch wird eine quasikontinuierliche Gasproduktion erreicht.

Zu einer Fermenterbatterie gehört ein Perkolatspeicher, welcher die Sickerflüssigkeit aus den Fermentern auffängt und weiter zu Biogas umsetzt. Zudem wird die Perkolatflüssigkeit über dem Gärkörper im Fermenter verregnet, um das Material anzuimpfen. Ein Beispiel für Boxenfermenter und Fermenterbatterie ist in Abbildung 3.26 dargestellt.

Sonderverfahren

Abweichend von den oben genannten, sehr weit verbreiteten Verfahren für die Nassvergärung und die Feststoffvergärung existieren weitere Verfahren, die nicht klar den oben genannten Kategorien zugeordnet werden können. Es haben sich eine Reihe neuartiger Ansätze herausgebildet, deren künftige Bedeutung derzeit noch nicht abgeschätzt werden kann.

Im Bereich der Sonderverfahren für die Nassvergärung sind in Ostdeutschland Vergärungsverfahren verbreitet, die die Substratdurchmischung in Doppelkammerverfahren (Pfefferkorn-Prinzip) realisieren. Dabei wird die hydraulische Substratumwälzung durch automatischen Druckaufbau, resultierend aus der Gasproduktion und Druckablass bei Erreichen eines festgelegten Überdruckes erreicht. Dadurch kann auf den Einsatz elektrischer Energie für die Umwälzung verzichtet werden. Dafür ist der bauliche Aufwand für den Fermenter höher. Es wurden im landwirtschaftlichen Bereich über 50, auf dieser Technologie basierende, Biogasanlagen mit Fermentervolumina zwischen 400 und 6.000 m³ im Wesentlichen für die Güllevergärung mit geringen NawaRo-Anteilen und für die Klärschlammvergärung errichtet. Der Aufbau eines Doppelkammer-Fermenters



Abbildung 3.27: Doppelkammer-Fermenter [ENTEC Environment Technology Umwelttechnik GmbH]

Im Bereich der Feststoffvergärung hat sich das Batch-Prinzip in verschiedenen Sonderformen ausgeprägt. Bei aller Unterschiedlichkeit ist den Verfahren ein geschlossener Raum für schüttfähige Substrate gemein.

Als sehr einfache Lösung hat sich aus der Silagetechnik heraus die Folienschlauchvergärung entwickelt. Hierbei wird ein gasdichter Kunststoffschlauch bis zu 100 m Länge auf einer beheizbaren Betonplatte über eine Befülleinrichtung mit dem Gärgut beschickt. Das Biogas wird über eine integrierte Sammelleitung gefasst und zu einem BHKW abgeführt.

Als Aufstauverfahren wird ein System mit Beladung über die Oberseite bezeichnet. Das Befeuchten des Substrates beschränkt sich auf eine periodische Perkolation, bis das Gärgut unter Flüssigkeit steht.

Eine Neuentwicklung stellt das zweistufige Verfahren mit durchmischten Boxenfermentern dar. Durch eingebaute Schneckenwellen in den Fermen-

°° 3°°°°

tern wird das Material homogenisiert, Förderschnecken sorgen für den Transport in die nächste Stufe. Die Batchfermenter sind torlos ausgefertigt. Das schüttfähige Gärgut wird stattdessen vollständig gekapselt über Schneckenförderer ein- und ausgeführt.

Ein zweistufiges Feststoff-Nassvergärungsverfahren vollzieht in einer Boxenkammer eine Hydrolyse und das Auswaschen des Gärgutes. Die Flüssigkeit aus Hydrolyse und Auswaschen wird in einen Hydrolysetank verbracht. Von dort wird die Methanstufe beschickt. Das Verfahren ist in der Lage, die Methanbildung innerhalb weniger Stunden ein- und abzuschalten und ist daher als Regelenergie geeignet. Einen Überblick zu den Sonderbauformen gibt Abbildung 3.28.

3.2.2.2 Konstruktion der Fermenter

Die Fermenter bestehen im Wesentlichen aus dem eigentlichen Gärbehälter, der wärmegedämmt errichtet wird, einem Heizsystem, Mischaggregaten und Austragssystemen für Sedimente und das vergorene Substrat.

Behälterkonstruktion

Fermenter werden entweder aus Stahl, Edelstahl oder Stahlbeton konstruiert.

Stahlbeton wird durch Wassersättigung ausreichend gasdicht, wobei die dafür benötigte Feuchte in Substrat und Biogas enthalten ist. Die Fermenter werden vor Ort aus Beton gegossen oder aus Fertigteilen zusammengesetzt. Bei Betonbehältern besteht die Möglichkeit, wenn dies die Untergrundbeschaffenheit zulässt, sie ganz oder teilweise in den Boden abzusenken. Die Behälterdecke kann aus Beton, bei abgesenkten

Behältern auch befahrbar, ausgeführt sein, wobei das Biogas in einem externen Gasspeicher gespeichert wird. Soll der Fermenter gleichzeitig als Gasspeicher dienen, kommen gasdichte Foliendächer zum Einsatz. Ab einer gewissen Behältergröße ist es notwendig, bei Betondecken Mittelstützen zu verwenden. Hier besteht bei unsachgemäßer Ausführung die Gefahr der Rissbildung in der Decke. In der Vergangenheit kam es nicht selten zu Rissbildungen, Undichtigkeiten und Betonkorrosion, was im Extremfall zum Abriss des Fermenters geführt hat.

Diese Probleme müssen durch eine ausreichende Betonqualität und professionelle Planung der Fermenter vermieden werden. Vom Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e. V. ist das Zement- Merkblatt LB 14 "Beton für Behälter in Biogasanlagen" herausgegeben worden [3-13]. Hier sind Empfehlungen an die Anforderungen der Betongüte für Stahlbetonfermenter definiert. Die wichtigsten Eckdaten für Beton im Biogasanlagenbau sind in Tabelle 3.20 zusammengefasst. Zusätzliche Informationen können den Zementmerkblättern Landwirtschaft LB 3 [3-10] und LB 13 [3-11] entnommen werden. Ein Beispiel für einen im Bau befindlichen Stahlbetonfermenter zeigt Abbildung 3.29.

Behälter aus **Stahl und Edelstahl** werden auf ein Betonfundament gesetzt, mit dem sie verbunden werden. Zum Einsatz kommen gewickelte Blechbahnen und verschweißte oder verschraubte Stahlplatten. Die Verschraubungen müssen anschließend abgedichtet werden. Stahlfermenter werden immer überirdisch aufgestellt. In der Regel wird die Dachkonstruktion als Gasspeicher verwendet und mit einer gasdichten Folie gearbeitet. Kennwerte und Eigenschaften von Stahlbehältern sind in Tabelle 3.21 dargestellt. Beispiele zeigt Abbildung 3.30.



Abbildung 3.28: Beispiele für Sonderbauformen in der Feststoffvergärung; Aufstauverfahren (links), durchmischte Boxenfermenter (Mitte), Methanstufe des Trocken-Nassvergärungsverfahrens und externer Gasspeicher (rechts) [ATB Potsdam (links), Mineralit GmbH (Mitte), GICON GmbH (rechts)]



Abbildung 3.29: Bau eines Betonfermenters [Johann Wolf GmbH & Co Systembau KG]

3.2.2.3 Durchmischung und Rührtechnik

Eine gute Durchmischung des Fermenterinhalts muss aus mehreren Gründen gewährleistet sein:

- Animpfung von Frischsubstrat durch Kontakt mit biologisch aktiver Fermenterflüssigkeit,
- eine gleichmäßige Verteilung von Wärme und Nährstoffen innerhalb des Fermenters,
- die Vermeidung und Zerstörung von Sink- und Schwimmschichten,
- ein gutes Ausgasen des Biogases aus dem Gärsubstrat.

Eine minimale Durchmischung des Gärsubstrates findet durch das Einbringen von Frischsubstrat, thermische Konvektionsströmungen und das Aufsteigen von Gasblasen statt. Diese passive Durchmischung ist allerdings nicht ausreichend, weshalb der Durchmischungsprozess aktiv unterstützt werden muss.

Das Durchmischen kann durch mechanische Einrichtungen im Faulbehälter wie z. B. Rührwerke, hydraulisch durch außerhalb des Fermenters angeordnete Pumpen oder pneumatisch durch Einblasung von Biogas in den Fermenter durchgeführt werden.

Die beiden letztgenannten Möglichkeiten spielen eine eher untergeordnete Rolle. In Deutschland werden in etwa 85 bis 90 % der Anlagen mechanische Einrichtungen bzw. Rührwerke eingesetzt [3-1].

Mechanische Durchmischung

Die mechanische Durchmischung des Gärsubstrates wird durch Verwendung von Rührwerken realisiert. Unterschieden werden kann zwischen schubbasierten und knetenden Rührwerken. Deren Einsatz wird maßgeblich von der Viskosität und dem Feststoffgehalt des zu durchmischenden Mediums bestimmt.

Nicht selten werden Kombinationen aus beiden Systemen verwendet. Diese arbeiten sich zu, um so eine bessere Rührwirkung erzielen zu können.

Die Rührwerke werden in Dauer- oder Intervallbetrieb betrieben. In der Praxis hat sich gezeigt, dass die Rührintervalle an die spezifischen Eigenschaften jeder Biogasanlage, wie Substrateigenschaften, Behältergrößen, Neigung zur Schwimmdeckenbildung usw. empirisch optimiert werden müssen. Nachdem die Anlage in Betrieb genommen wurde, wird sicherheitshalber länger und häufiger gerührt. Die gemachten Erfahrungen werden dann zur Optimierung der Dauer und Häufigkeit der Intervalle sowie der Einstellungen der Rührwerke verwendet. Zum Einsatz können hierbei unterschiedliche Rührwerkstypen kommen.

In stehenden, nach dem Rührkesselprinzip arbeitenden Fermentern, kommen häufig **Tauchmotorrührwerke** (**TMR**) zum Einsatz. Unterschieden werden schnelllaufende TMR mit einem zwei- oder dreiflügeligen Propeller und langsamlaufende TMR mit einem zweiblättrigen Großflügel. Diese schubbasierten Rührwerke werden durch getriebelose und getriebeuntersetzte Elektromotoren angetrieben. Da sie komplett in das Substrat eingetaucht sind, werden deren Gehäuse druckwasserdicht und korrosionsfest ummantelt und so durch das Umgebungsmedium gekühlt [3-1]. Kennwerte für Tauchmotor-Propellerrührwerke sind in Tabelle 3.22 aufgeführt, Beispiele sind in Abbildung 3.31 dargestellt.

Alternativ sitzt bei schubbasierten Langachsrührwerken der Motor am Ende einer Rührwelle, die schräg in den Fermenter eingebaut wird. Der Motor ist außerhalb des Fermenters angeordnet, wobei die Wellendurchführung durch die Fermenterdecke oder bei Foliendächern im oberen Wandbereich vorgenommen wird und gasdicht ausgeführt ist. Die Wellen können zusätzlich am Fermenterboden gelagert sein und sind mit einem oder mehreren kleinflügligen Propellern oder großflügligen Rührwerkzeugen ausgestattet. Tabelle 3.23 vermittelt die Kennwerte von Langachsrührwerken, Abbildung 3.32 zeigt Beispiele.

Eine weitere Möglichkeit der schubbasierten mechanischen Durchmischung des Fermenters bieten axiale Rührwerke. Sie kommen oft in dänischen Biogasanlagen zum Einsatz und werden kontinuierlich betrieben. Sie sind an der meist zentrisch an der Fermenterdecke montierten Welle angebracht. Die Geschwindigkeit des Antriebsmotors, der sich außerhalb des Fermenters befindet, wird durch ein Getriebe auf wenige Umdrehungen pro Minute herabgesetzt. Sie

Tabelle 3.20: Kennwerte und Einsatzparameter von Beton für Behälter in Biogasanlagen; [3-10], [3-11], [3-13]

Kennwerte	 für Fermenter im flüssigkeitsberührten Raum C25/30; im Gasraum C35/45 bzw. C30/37 (LP) bei frostbeaufschlagten Bauteilen, für Vorgruben und Güllelager = C 25 bei geeigneten Betonschutzmaßnahmen ist eine niedrigere Mindestbetonfestigkeit möglich Wasserzementwert = 0,5, für Vorgruben und Güllelager = 0,6 Rissbreitenbeschränkung rechnerisch auf = 0,15 mm Betondeckung der Bewehrung, Mindestmaß innen 4 cm
Eignung	• für alle Fermentertypen (liegend und stehend) sowie Gruben
Vorteile	+ Fundament und Fermenter können ein Bauteil sein + Fertigteilmontage z. T. möglich
Nachteile	 nur in frostfreien Perioden herstellbar Bauzeit länger als bei Stahlfermentern nach der Bauphase notwendig gewordene Öffnungen können nur mit großem Aufwand hergestellt werden
Besonderheiten	 bei Fußbodenheizungen müssen die aus der Beheizung resultierenden Spannungen berücksichtigt werden Gasdichtigkeit muss gewährleistet sein Spannungen, die aus z. T. großen Temperaturunterschieden innerhalb des Bauwerks herrühren können, müssen bei der Bewehrung beachtet werden, um Schäden zu vermeiden insbesondere die nicht ständig von Substrat bedeckten Betonflächen (Gasraum) müssen vor Korrosion durch Säuren durch Beschichtungen geschützt werden (z. B. mit Epoxid) behördlicherseits wird oft ein Leckerkennungssystem gefordert Sulfatbeständigkeit sollte gewährleistet sein (Einsatz von HS-Zement) die Behälterstatik sollte sehr gründlich standortspezifisch geplant werden, um Risse und Schäden zu vermeiden

Tabelle 3.21: Kennwerte und Einsatzparameter von Stahl für Behälter in Biogasanlagen

Kennwerte	• verzinkter/emaillierter Baustahl St 37 oder Edelstahl V2A, im korrosiven Gasraum V4A
Eignung	• für alle liegenden und stehenden Fermenter und Gruben
Vorteile	+ Vorfertigung und kurze Bauzeit möglich + flexibel in der Herstellung von Öffnungen
Nachteile	das notwendige Fundament ist nur in frostfreien Perioden herstellbarfür Rühraggregate ist meist eine zusätzliche Abstützung notwendig
Besonderheiten	 insbesondere die nicht ständig von Substrat bedeckten Materialflächen (Gasraum) sollten aus höherwertigem Material oder mit Schutzbeschichtung aufgrund der Korrosion hergestellt werden Gasdichtigkeit, insbesondere der Anschlüsse an Fundament und Dach muss gewährleistet sein behördlicherseits wird oft ein Leckerkennungssystem gefordert Beschädigungen der Beschichtungen bei Baustahl-Behältern müssen unbedingt vermieden werden





Abbildung 3.30: Im Bau befindliche Edelstahlfermenter [Anlagen- und Apparatebau Lüthe GmbH]



Tabelle 3.22: Kennwerte und Einsatzparameter von Tauchmotor-Propellerrührwerken; [3-2], [3-16], [3-17]

Kennwerte	 allgemein: Einsatzdauer abhängig vom Substrat, muss in der Einfahrphase ermittelt werden in großen Fermentern können mehrere Rührwerke installiert werden Propeller: schnell laufend im Intervallbetrieb (500 bis 1.500 U/min) Leistungsbereich: bis 35 kW Großflügel: langsam laufend im Intervallbetrieb (50 bis 120 U/min) Lietzungsbereich: bis 30 kW
Eignung	 Leistungsbereich: bis 20 kW alle Substrate in der Nassvergärung, in stehenden Fermentern nicht geeignet für extrem hohe Viskositäten
Vorteile	**Propeller: + erzeugt turbulente Strömung, dadurch sehr gute Durchmischung im Fermenter und Zerstörung von Schwimmdecken und Sinkschichten erreichbar + aufgrund der sehr guten Beweglichkeit gezielte Durchmischung aller Fermenterbereiche möglich Großflügel: + sehr gute Durchmischung im Fermenter erreichbar, + erzeugt weniger turbulente Strömung, aber höhere Schubleistung je aufgewendetes kWel im Vgl. zu schnell laufenden TMR
Nachteile	 allgemein: durch Führungsschienen viele bewegliche Teile im Fermenter Wartung erfordert die Öffnung des Fermenters, jedoch kann meist auf ein Entleeren verzichten werden (bei Ausstattung mit Winde) aufgrund der Intervalldurchmischung Absetz- und Aufschwimmvorgänge möglich Propeller: bei TS-reichen Substraten Kavernenbildung mgl. (Rührwerk "läuft im eigenen Saft") Großflügel: Ausrichtung des Rührwerkes muss vor der Inbetriebnahme festgelegt werden
Besonderheiten	 Durchführung der Führungsrohre durch Fermenterdecke muss gasdicht sein Intervallsteuerung z. B. über Zeitschaltuhren oder andere Prozesssteuerung Motorgehäuse müssen vollkommen flüssigkeitsdicht sein, automatische Leckerkennung im Motorgehäuse wird z. T. angeboten Motorkühlung muss auch bei hohen Fermentertemperaturen gewährleistet sein sanfter Anlauf und Drehzahlregelung mit Frequenzumrichtern möglich
Bauformen	 Propeller: tauchfähige getriebelose oder getriebeuntersetzte Elektromotoren mit Propeller, Propellerdurchmesser bis ca. 2,0 m möglich Material: korrosionsfest, Edelstahl oder beschichtetes Gusseisen Großflügel: tauchfähige getriebelose oder getriebeuntersetzte Elektromotoren mit Flügelpaar Flügeldurchmesser: von 1,4 bis 2,5 m Material: korrosionsfest, Edelstahl oder beschichtetes Gusseisen, Blätter aus Kunststoff oder glasfaserverstärktem Epoxidharz
Wartung	 z. T. schwierig, da der Motor aus dem Fermenter entnommen werden muss Wartungs- und Motorentnahmeöffnungen müssen im Fermenter integriert sein Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

sollen im Inneren des Fermenters eine ständige Strömung erzeugen, die innen nach unten und an den Wänden nach oben gerichtet ist. Kennwerte und Einsatzparameter von axialen Rührwerken sind in Tabelle 3.24 zusammengefasst, ein Beispiel stellt Abbildung 3.33 dar.

Paddel- oder Haspelrührwerke sind langsamdrehende Langachsrührwerke. Die Rührwirkung ist nicht auf den Schubeintrag, sondern auf das Durchkneten des Substrates ausgerichtet und soll eine gute Durchmischung von besonders TS-reichen Substraten bewirken. Zur Anwendung kommen diese Rührwerke sowohl in stehenden Rührkesselfermentern als auch in liegenden, so genannten Pfropfenstromfermentern.

In *liegenden* Fermentern ist die Rührachse bauartbedingt horizontal ausgeführt, wobei daran befestigte Paddel die Durchmischung realisieren. Der horizontale Pfropfenstrom wird durch die Nachlieferung von Material in den Fermenter gewährleistet. In den

Tabelle 3.23: Kennwerte und Einsatzparameter von Langachsrührwerken

Kennwerte	Propeller: • mittel- bis schnelllaufend (100–300 U/min) • verfügbarer Leistungsbereich: bis 30 kW Großflügel: • langsam laufend (10–50 U/min) • verfügbarer Leistungsbereich: 2–30 kW allgemein: • Einsatzdauer und Drehzahl abhängig vom Substrat, muss in der Einfahrphase ermittelt werden • Material: korrosionsfest, Stahl beschichtet, Edelstahl
Eignung	• alle Substrate in der Nassvergärung, nur in stehenden Fermentern
Vorteile	 + sehr gute Durchmischung im Fermenter erreichbar + kaum bewegliche Teile im Fermenter + Antrieb wartungsfreundlich außerhalb des Fermenters + bei kontinuierlichem Betrieb können Absetz- und Aufschwimmvorgänge vermieden werden
Nachteile	 unvollständige Durchmischung ist aufgrund der stationären Installation möglich dadurch sind Bereiche mit Sink- und Schwimmschichtenbildung möglich bei Intervalldurchmischung Absetz- und Aufschwimmvorgänge möglich bei außenliegenden Motoren kann es zu Problemen wegen Motor- und Getriebegeräuschen kommen die im Fermenter befindlichen Lager und Wellen sind störungsanfällig, bei Problemen ist u. U. eine teilweise oder vollständige Entleerung des Fermenters nötig
Besonderheiten	 Durchführung der Rührwerksachse muss gasdicht sein Intervallsteuerung z. B. über Zeitschaltuhren oder andere Prozesssteuerung sanfter Anlauf und Drehzahlregelung mit Frequenzumrichtern möglich
Bauformen	 Außenliegende Elektromotoren mit/ ohne Getriebe, innenliegende Rührwerksachse mit einem oder mehreren Propellern bzw. Flügelpaaren (ggf. mit Zerkleinerungswerkzeugen (siehe Kapitel Zerkleinerung)) z. T. Achsende am Boden fixiert, schwimmend oder schwenkbar ausgeführt Zapfwellenanschluss möglich
Wartung	 Motorwartung aufgrund der fermenterexternen Montage einfach und ohne Prozessunterbrechung möglich Reparatur von Propeller und Achse schwierig, da sie aus dem Fermenter entnommen werden müssen oder der Fermenter abgelassen werden muss Wartungsöffnungen müssen im Fermenter integriert sein Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden



Abbildung 3.31: Propeller-TMR (links), Führungsrohrsystem (Mitte), Großflügel-TMR (rechts) [Agrartechnik Lothar Becker (links, Mitte), KSB AG]

Laufwellen und auch in den Rührarmen der Rührwerke sind oftmals Heizschlangen integriert (vgl. Abbildung 3.23), mit denen das Gärsubstrat erwärmt

wird. Das Rührwerk wird mehrmals am Tag für einen kurzen Zeitraum mit geringer Drehzahl in Betrieb genommen. Kennwerte enthält Tabelle 3.25.

In stehenden Rührkesselfermentern wird die horizontal verlaufende Rührwelle mit Hilfe einer Stahlkonstruktion gelagert. Die Welle kann in ihrer Ausrichtung nicht verändert werden. Mit Hilfe eines korespondierenden, schubbasierten Rührwerks, wird die Fermenterduchmischung bewerkstelligt. Ein Beispiel wird in Abbildung 3.34 dargestellt. Die Eigenschaften können Tabelle 3.25 entnommen werden.

Pneumatische Durchmischung

Die pneumatische Durchmischung des Gärsubstrates wird zwar von einigen Herstellern angeboten, spielt allerdings bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen eine untergeordnete Rolle.

Bei der pneumatischen Durchmischung wird Biogas über den Fermenterboden in den Fermenter







Abbildung 3.32: Langachsrührwerke mit zwei Rührwerkzeugen mit und ohne Lagerung am Fermenterboden [WELTEC BIOPOWER GmbH; Grafik: Armatec FTS-Armaturen GmbH & Co. KG]

Tabelle 3.24: Kennwerte und Einsatzparameter von axialen Rührwerken für Biogasanlagen

Kennwerte	 langsam laufende Rührwerke im kontinuierlichen Betrieb verfügbarer Leistungsbereich: bis 25 kW Drehzahl abhängig vom Substrat, muss in der Einfahrphase ermittelt werden Material: korrosionsfest, meist Edelstahl Leistungsbedarf: z. B. 5,5 kW bei 3.000 m³, meist darüber
Eignung	• alle Substrate in der Nassvergärung, nur in stehenden größeren Fermentern
Vorteile	+ gute Durchmischung im Fermenter erreichbar + kaum bewegliche Teile im Fermenter + Antrieb wartungsfreundlich außerhalb des Fermenters + dünne Schwimmdecken können nach unten abgesaugt werden + kontinuierliche Absetz- und Aufschwimmvorgänge werden weitgehend verhindert
Nachteile	 unvollständige Durchmischung ist wegen der stationären Installation möglich dadurch sind Bereiche mit Sink- und Schwimmschichtenbildung möglich, insbesondere die Fermenterrandbereiche neigen dazu Wellenlagerung ist hoher Beanspruchung ausgesetzt, daher u. U. wartungsintensiv
Besonderheiten	Durchführung der Rührwerksachse muss gasdicht seinDrehzahlregelung mit Frequenzumrichtern möglich
Bauformen	 Außenliegende Elektromotoren mit Getriebe, innenliegende Rührwerksachse mit ein oder mehreren Propellern bzw. Flügeln, als stehende oder hängende Rührwerke Propellermontage kann in einem Leitrohr für die Strömungsausbildung erfolgen exzentrische Anordnung ist möglich
Wartung	 Motorwartung aufgrund der fermenterexternen Montage einfach und ohne Prozessunterbrechung möglich Reparatur von Flügeln und Achse schwierig, da sie aus dem Fermenter entnommen werden müssen oder der Fermenterinhalt abgelassen werden muss Wartungsöffnungen müssen im Fermenter integriert sein Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

eingeblasen. Dadurch kommt es durch die aufsteigenden Gasblasen zu einer vertikalen Bewegung und Durchmischung des Substrates.

Die Systeme haben den Vorteil, dass die für die Durchmischung benötigten mechanischen Teile (Pumpen und Verdichter) außerhalb des Fermenters angeordnet sind und so einem geringeren Verschleiß unterliegen. Zur Zerstörung von Schwimmschichten

eignen sich diese Techniken nicht, weswegen sie nur für dünnflüssige Substrate mit geringer Neigung zur Schwimmschichtenbildung eingesetzt werden können. Kennwerte von Systemen zur pneumatischen Durchmischung enthält Tabelle 3.26.

3000

Tabelle 3.25: Kennwerte und Einsatzparameter von Paddel-/Haspelrührwerken in stehenden und liegenden Fermentern

Kennwerte	 langsam laufende Rührwerke im Intervallbetrieb Leistungsbedarf: stark vom individuellen Einsatzort und Substrat abhängig, in der Feststofffermentation aufgrund des hohen Substratwiderstandes erheblich höher Drehzahl abhängig vom Substrat, muss in der Einfahrphase ermittelt werden Material: korrosionsfest, meist Stahl beschichtet aber auch Edelstahl möglich
Eignung	• alle Substrate in der Nassvergärung (besonders für TS-reiche Substrate)
Vorteile	 + gute Durchmischung im Fermenter erreichbar + Antrieb wartungsfreundlich außerhalb des Fermenters, auch Zapfwellenanschluss möglich + Absetz- und Aufschwimmvorgänge werden verhindert
Nachteile	 für Paddelwartungen muss der Fermenter entleert werden bei Havarien in der Feststofffermentation ist eine manuelle Entleerung des gesamten Fermenters notwendig (ggf. ist ein Aufrühren (Begleitrührwerk) und Abpumpen möglich) unvollständige Durchmischung aufgrund der stationären Installation möglich, Strömung im Fermenter muss durch Begleitaggregate sichergestellt werden (in liegenden Fermentern meist durch Stopfschnecken, in stehenden Rührkesselfermentern durch schubbasierte Rührwerke)
Besonderheiten	Durchführung der Rührwerksachse muss gasdicht seinDrehzahlregelung mit Frequenzumrichtern möglich
Bauformen	 Außenliegende Elektromotoren mit Getriebe, innenliegende Rührwerksachse mit mehreren Paddeln, z. T. Montage von Wärmetauscherrohren als zusätzliche Mischaggregate auf der Achse bzw. als Einheit mit den Paddeln möglich (bei liegenden Fermentern)
Wartung	 Motorwartung aufgrund der fermenterexternen Montage einfach und ohne Prozessunterbrechung möglich Reparatur von Paddeln und Achse schwierig, da der Fermenter abgelassen werden muss Wartungsöffnungen müssen im Fermenter integriert sein Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

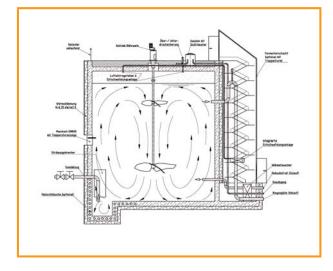


Abbildung 3.33: Axialrührwerk [ENTEC Environmental Technology Umwelttechnik GmbH]

Hydraulische Durchmischung

Bei der hydraulischen Durchmischung wird Substrat über Pumpen und waagerecht oder zusätzlich senkrecht schwenkbare Rührdüsen in den Fermenter eingedrückt. Das Absaugen und Einleiten des Gärsubstrates muss so erfolgen, dass der Fermenterinhalt möglichst vollständig durchmischt wird.



Abbildung 3.34: Paddelrührwerk [PlanET GmbH]

Auch hydraulisch durchmischte Systeme haben den Vorteil, dass die für die Durchmischung benötigten mechanischen Teile außerhalb des Fermenters angeordnet sind und so einem geringeren Verschleiß unterliegen und leicht gewartet werden können. Zur Zerstörung von Schwimmschichten eignet sich auch die hydraulische Durchmischung nur bedingt, weswegen sie nur für dünnflüssige Substrate mit geringer

Tabelle 3.26: Kennwerte und Einsatzparameter der pneumatischen Fermenterdurchmischung

Kennwerte	 Leistungsbedarf: z. B. 15 kW Verdichter für einen 1.400 m³ Fermenter, quasikontinuierlicher Betrieb verfügbarer Leistungsbereich: ab 0,5 kW alle Bereiche für Biogasanlagen möglich
Eignung	• sehr dünnflüssige Substrate mit geringer Schwimmdeckenbildung
Vorteile	+ gute Durchmischung im Fermenter erreichbar+ wartungsfreundlicher Standort von Gasverdichtern außerhalb des Fermenters+ Sinkschichten werden verhindert
Nachteile	- für Wartungen der Biogaseintragseinrichtungen muss der Fermenter entleert werden
Besonderheiten	Verdichtertechnik muss für die Zusammensetzung des Biogases geeignet sein
Bauformen	 gleichmäßige Düsenverteilung über den gesamten Fermenterboden oder Mammutpumpenprinzip der Einpressung des Biogases in ein vertikales Leitrohr Kombination mit hydraulischer oder mechanischer Durchmischung wird angewendet
Wartung	 Gasverdichterwartung aufgrund der fermenterexternen Montage einfach und ohne Prozessunterbrechung möglich Reparatur von Biogaseinpressungsbauteilen schwierig, da der Fermenterinhalt abgelassen werden muss Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

Tabelle 3.27: Kennwerte und Einsatzparameter der hydraulischen Fermenterdurchmischung

Kennwerte	 Einsatz von Pumpen hoher Förderleistung Leistungsdaten: entsprechen den üblichen Pumpenleistungen wie in Kapitel 3.2.1.4 Material: wie bei Pumpen
Eignung	• alle leicht pumpfähigen Substrate in der Nassvergärung
Vorteile	+ gute Durchmischung im Fermenter mit verstellbaren Tauchkreiselpumpen oder Leitrohren erreichbar, damit auch Zerstörung von Sink- und Schwimmschichten möglich
Nachteile	 mit externen Pumpen ohne gezielte Strömungsleitung ist die Bildung von Sink- und Schwimmschichten möglich mit externen Pumpen ohne gezielte Strömungsleitung können Sink- und Schwimmschichten nicht entfernt werden
Besonderheiten	Aggregatbesonderheiten siehe Kapitel 3.2.1.4
Bauformen	 Tauchkreiselpumpe oder trocken aufgestellte Kreisel-, Exzenterschneckenpumpe oder Drehkolben- pumpe, siehe Kapitel 3.2.1.4 bei externen Pumpen können die Eintrittsstellen mit beweglichen Leitrohren oder Düsen versehen sein; Umschaltung verschiedener Einlassstellen möglich
Wartung	• es gelten die gleichen aggregatspezifischen Wartungsangaben wie in Kapitel 3.2.1.4

Neigung zur Schwimmschichtenbildung eingesetzt werden kann. Zur Beurteilung der Pumpentechnik sind zusätzlich die Angaben in Kapitel 3.2.1.4 zu beachten. Tabelle 3.27 zeigt eine Übersicht der Kennwerte und Einsatzparameter der hydraulischen Durchmischung.

Austrag des vergorenen Materials

Volldurchmischte Fermenter haben normalerweise einen Überlauf, der nach dem Siphonprinzip arbeitet, um einen Gasaustritt zu verhindern. Das vergorene Substrat kann auch mittels Pumpen abgezogen werden. Es empfiehlt sich, vor Entnahme aus einem Gärrestlager das Material aufzurühren. Hierdurch wird für den Endabnehmer, z. B. die Landwirtschaft, eine gleichbleibende Konsistenz und Qualität des Bio-

düngers erreicht. Für solche Anwendungen haben sich Zapfwellenrührwerke bewährt, die zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit nicht dauerhaft mit einem Motor versehen sein müssen. Stattdessen wird zur Gärrestausbringung z. B. ein Traktormotor angeschlossen, um zeitgenau aufrühren zu können.

Bei liegenden Fermentern wird das vergorene Material durch die Pfropfenströmung aufgrund des in den Fermenter geförderten Substrateintrages über einen Überlauf oder ein unterhalb des Substratspiegels gelegenes Austragsrohr ausgetragen.

3.2.2.4 Weitere Nebeneinrichtungen

Etliche Biogasanlagen besitzen Einrichtungen, die für den Betriebsablauf nicht zwingend erforderlich sind,

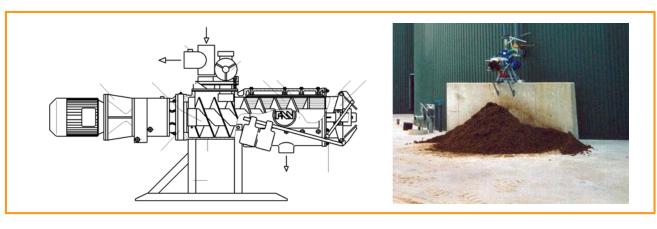




Abbildung 3.35: Schneckenseparator [FAN Separator GmbH (links); PlanET Biogastechnik GmbH]

im Einzelfall – meist substratabhängig – aber nützlich sein können. Nachfolgend werden Maßnahmen gegen Schaum- und Sinkschichtbildung vorgestellt. Zudem wird der dem Biogasprozess nachgeordnete Verfahrensschritt der Fest-Flüssig-Trennung beschrieben.

Schaumfalle und Schaumbekämpfung

Je nach verwendetem Substrat bzw. verwendeter Substratzusammensetzung kann es zur Schaumbildung bei der Nassfermentation im Fermenter kommen. Dieser Schaum kann die Gasleitungen zur Biogasentnahme verstopfen, weswegen die Gasableitung möglichst hoch im Fermenter verlegt werden sollte. Zusätzliche Schaumfallen sollen das Eindringen von Schaum in die Substratleitungen zu den nachgeschalteten Fermentern oder Lagerbecken verhindern. Eindrücke zu diesen Anordnungen vermittelt Abbildung 3.36.



Abbildung 3.36: Vorrichtungen zur störungsarmen Gasabfuhr; Gasrohreinlass mit Öffnung nach oben (links die Substratzufuhr) [DBFZ]

Zudem kann im Gasraum des Fermenters ein Schaumsensor angebracht werden, der bei zuviel Schaumentstehung einen Alarm auslöst. Bei zu starker Schaumbildung besteht die Möglichkeit, schaumhemmende Stoffe in den Fermenter einzusprühen, wofür allerdings die entsprechende Vor-

richtung im Fermenter vorhanden sein muss. Diese kann in einer Sprüheinrichtung bestehen. Zu bedenken ist allerdings, dass die feinen Löcher von Sprührohren in der korrosiven Gasatmosphäre angegriffen werden. Eine regelmäßige Betätigung, auch ohne Schaumbildung, kann dem vorbeugen. Als Schaumhemmer können beispielsweise Öle – vorzugsweise Pflanzenöl – eingesetzt werden. Notfalls hilft bereits über der Flüssigkeitsphase verregnetes Wasser.

Sedimentaustrag aus dem Fermenter

Sedimente bzw. Sinkschichten bilden sich durch das Absetzen von Schwerstoffen wie beispielsweise Sand in der Nassvergärung. Zur Abscheidung von Schwerstoffen werden Vorgruben mit Schwerstoffabscheidern versehen, jedoch kann Sand, beispielsweise bei Hühnerkot, sehr stark an die organische Substanz gebunden sein, so dass in Vorgruben meist nur Steine und andere grobe Schwerstoffe abgeschieden werden können. Ein Großteil des Sandes wird erst während des biologischen Abbauprozesses im Fermenter freigesetzt.

Bestimmte Substrate wie z. B. Schweinegülle oder Hühnerkot können die Bildung solcher Schichten fördern. Die Sinkschichten können im Laufe der Zeit sehr mächtig werden, wodurch das nutzbare Volumen des Fermenters verkleinert wird. Es sind bereits bis zur Hälfte mit Sand gefüllte Fermenter aufgetreten. Außerdem können die Sinkschichten sehr stark verhärten, so dass sie nur noch mit Spaten oder Baggern zu entfernen sind. Der Austrag der Sinkschichten aus dem Fermenter wird über Bodenräumer oder einen Bodenablass möglich. Bei starker Sinkschichtenbildung ist die Funktionalität der Sedimentaustragssysteme allerdings nicht in jeden Fall gegeben, weswegen es nötig sein kann, den Fermenter zu öffnen um die Sinkschichten per Hand oder maschinell zu ent-

Tabelle 3.28: Technik von Sedimentaustragssystemen

Kennwerte	 Kennwerte der für Sedimentaustragssysteme verwendeten Aggregate entsprechen denen der Einzelaggregate, die weiter oben beschrieben wurden
Eignung	 Bodenräumer nur in stehenden Fermentern mit runder und ebener Grundfläche Austragsschnecken in liegenden und stehenden Fermentern konische Fermenterböden in stehenden Fermentern
Besonderheiten	 Besonderheiten der für Sedimentaustragssysteme verwendeten Aggregate entsprechen denen der Einzelaggregate, die weiter oben beschrieben wurden Austragsschnecken müssen entweder flüssigkeitsdicht durch die Fermenterwand oder gasdicht über die Fermenterwand geführt werden der Austrag kann starke Gerüche verursachen für Austragsschnecken muss ein Pumpensumpf o.ä. im Fermenter integriert sein
Bauformen	 Bodenräumer mit außenliegendem Antrieb zur Förderung der Sinkschicht nach außen Austragsschnecken am Fermenterboden konischer Fermenterboden mit Entnahmepumpe und Sinkschichtaufrührung oder Spüleinrichtung
Wartung	 die Wartung ist bei fest installierten Systemen mit dem Ablass des Fermenters verbunden, daher sind außenliegende Antriebe oder entnehmbare Aggregate von Vorteil Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden

fernen. Mögliche Techniken des Sedimentaustrages werden in Tabelle 3.28 dargestellt. Bei sehr hohen Fermentern über 10 m Höhe kann der statische Druck ausreichen, um Sand, Kalk und Schlamm auszutragen.

Fest-Flüssig-Trennung

Mit der Erhöhung der Anteile an stapelfähigen Substraten in der Biogasgewinnung muss mehr Augenmerk auf die Herkunft der Anmaischflüssigkeit und die Kapazität des Gärrestlagers geworfen werden. Das Lager ist häufig für die anfallende Gülle geplant, kann aber zusätzliche Substrate nach der Vergärung nicht mehr aufnehmen. Für diesen Fall kann der Einsatz einer Fest-Flüssig-Trennung wirtschaftlich und technologisch sinnvoll sein. Das Presswasser kann als Anmaischwasser oder auch als Flüssigdünger verwendet werden und die feste Fraktion ist in wenig Volumen lagerfähig oder kann kompostiert werden.

Zur Fest-Flüssig-Trennung können Siebbandpressen, Zentrifugen oder Schrauben- bzw. Schneckenseparatoren verwendet werden. Aufgrund des vorwiegenden Einsatzes von Schneckenseparatoren werden deren Kennwerte in Tabelle 3.29 vorgestellt. Einen Schnitt und ein Anwendungsbeispiel eines Separators zeigt Abbildung 3.35.

3.2.2.5 Beheizung und Wärmedämmung

Wärmedämmung des Fermenters

Um Wärmeverluste zu verringern, müssen die Fermenter zusätzlich mit Wärmedämmmaterial versehen

werden. Zur Wärmedämmung können handelsübliche Materialen verwendet werden, die je nach Einsatzbereich (Bodennähe usw.) unterschiedliche Eigenschaften haben sollten (vergleiche Tabelle 3.30). Eine Übersicht der Parameter kann Tabelle 3.31 entnommen werden, die Beispiele für Dämmstoffe enthält. Zum Schutz vor Witterungseinflüssen wird das Dämmmaterial mit Trapezblechen oder Holz verkleidet.

Fermenterheizung

Um einen optimalen Vergärungsprozess sicherzustellen, muss eine gleichmäßige Temperatur im Fermenter vorherrschen. Hierbei ist nicht die Einhaltung der vorgegebenen Temperatur auf ein zehntel Grad genau ausschlaggebend, sondern dass Temperaturschwankungen gering gehalten werden. Das betrifft sowohl zeitliche Temperaturschwankungen als auch die Temperaturverteilung in verschiedenen Fermenterbereichen [3-3]. Starke Schwankungen und die Über- bzw. Unterschreitung bestimmter Temperaturwerte können zur Hemmung des Gärprozesses oder im schlimmsten Fall zum Erliegen des Prozesses führen. Die Ursachen für Temperaturschwankungen können vielschichtig sein:

- Zufuhr von Frischsubstrat
- Temperaturschichten- oder Temperaturzonenbildung aufgrund unzureichender Wärmedämmung, ineffektiver oder falsch dimensionierter Heizung, unzureichender Durchmischung
- Lage der Heizungen
- extreme Außentemperaturen im Sommer und Winter
- Ausfall von Aggregaten.

· 3 · 0 · 0

Tabelle 3.29: Technik von Schneckenseparatoren

Eignung	 für pumpfähige Substrate, die von Förderschnecken bewegt werden können für Substrate von 10 % Trockensubstanz bis ca. 20 % Trockensubstanz (das Produkt kann bis über 30 % Trockensubstanz in der festen Phase enthalten)
Besonderheiten	Zusatzoptionen wie beispielsweise Oszillatoren können die Entwässerung effektiver machenvollautomatischer Betrieb möglich
Bauformen	 freistehendes Aggregat Installation vor der Biogasanlage bei Anlagen mit sehr geringer Verweilzeit möglich; damit Einsparungen bei der Rührwerksauslegung und Vermeidung von feststoffbedingten Havarien, Sink- und Schwimmschichten möglich Installation nach der Fermentation, um Anmaischwasser zurückzuführen und Rührwerke im Gärrestlager einzusparen
Wartung	• gut zugängliches Aggregat, Wartung ohne Gesamtprozessunterbrechung möglich

Tabelle 3.30: Kennwerte von Dämmstoffen [3-12], [3-13]

Kennwerte	Material im Fermenter oder unter der Erdoberfläche: geschlossenporige Stoffe wie PU-Hartschaum
	und Schaumglas, die ein Eindringen von Feuchtigkeit verhindern
	 Material über der Erdoberfläche: Mineralwolle, Mineralfasermatten, Hartschaummatten, Extruder- schaum, Styrodur, Kunstschaumstoffe, Polystyrol
	 Materialstärke: 5-10 cm werden verwendet, unter 6 cm ist die Dämmwirkung aber gering; die Praxiswerte basieren eher auf Erfahrungen als auf Berechnungen; in der Literatur wird von Dämmstärken bis 20 cm berichtet U-Werte liegen im Bereich von 0,03-0,05 W/(m²·K) Belastbarkeit des Dämmstoffes im Bodenbereich muss die gesamte voll gefüllte Fermenterlast tragen können
Bauformen	• die Wärmedämmung kann innen- oder außenliegend eingebaut werden, wobei generell keiner dieser Varianten der Vorzug gegeben werden kann
Besonderheiten	alle Dämmmaterialen sollen nagerfest sein

Tabelle 3.31: Kennwerte von Dämmstoffen – Beispiele

Dämmstoff	Wärmeleitfähigkeit [W/m·K]	Anwendungstyp
Mineralfaser-Dämmstoffe (ca. 20-40 kg/m³)	0,030-0,040	WV, WL, W, WD
Perlite-Dämmplatten (150-210 kg/m³)	0,045-0,055	W,WD,WS
Polystyrol-Partikelschaum EPS (15 kg/m³ < Rohdichte)	0,030-0,040	W
Polystyrol-Partikelschaum EPS (20 kg/m³ < Rohdichte)	0,020-0,040	W, WD
Polystyrol-Extruderschaum XPS (25 kg/m³ < Rohdichte)	0,030-0,040	WD, W
Polyurethan-Hartschaum PUR (30 kg/m³ < Rohdichte)	0,020-0,035	WD, W, WS
Schaumglas	0,040-0,060	W, WD, WDS, WDH

Anwendungstypen: WV mit Beanspruchung auf Abreiß- und Scherfestigkeit;WL, W ohne Beanspruchung auf Druck; WD mit Beanspruchung auf Druck; WS Dämmstoffe für Sondereinsatzgebiete; WDH erhöhte Belastbarkeit unter Druck verteilenden Böden; WDS erhöhte Belastbarkeit für Sondereinsatzgebiete

Zur Bereitstellung der benötigten Prozesstemperaturen und zum Ausgleich von Wärmeverlusten muss das Substrat erwärmt werden, was durch externe oder durch in den Fermenter integrierte Wärmeübertrager bzw. Heizungen geschehen kann.

Im Fermenter **integrierte Heizungen** erwärmen das Gärsubstrat im Fermenter. Tabelle 3.32 vermittelt eine Übersicht der eingesetzten Technologien, Abbildung 3.37 zeigt Beispiele.

Externe Wärmeübertrager erwärmen das Gärsubstrat vor dem Eintrag in den Fermenter, wodurch es bereits vorgewärmt in den Fermenter gelangt. So können Temperaturschwankungen bei der Substrateinbringung vermieden werden. Bei Einsatz von externen Wärmeübertragern muss entweder eine kontinuierliche Substratumwälzung durch den Wärmeübertrager realisiert werden oder es kann auf eine zusätzliche interne Heizung im Fermenter nicht ver-

Tabelle 3.32: Kennwerte und Einsatzparameter von integrierten Heizungen; [3-1], [3-12]

Kennwerte	 Material: bei Verlegung im Gärraum oder als Rühraggregat Edelstahlrohre, PVC oder PEOC (Kunst- stoffe müssen aufgrund der geringeren Wärmeleitung eng verlegt werden), bei Verlegung im Beton übliche Fußbodenheizungsleitungen
Eignung	 Wandheizungen: alle Betonfermentertypen Fußbodenheizung: alle stehenden Fermenter innenliegende Heizung: alle Fermentertypen, aber eher bei stehenden zu finden mit Rühraggregaten verbundene Heizungen: alle Fermentertypen, aber eher bei liegenden zu finden
Vorteile	 + im Fermenter liegende und mit Rührwerken verbundene Heizungen haben eine gute Wärmeübertragung + Fußboden- und Wandheizungen führen nicht zu Ablagerungen + in Rühraggregaten integrierte Heizungen erreichen sehr viel Material zur Erwärmung
Nachteile	 Wirkung von Fußbodenheizungen kann durch Sinkschichtenbildung stark vermindert sein Heizungen im Fermenterraum können zu Ablagerungen führen, daher sollten sie mit einem Abstand zur Wand verlegt werden
Besonderheiten	 Heizrohre müssen entlüftet werden können, dazu werden sie von unten nach oben durchströmt im Beton verlegte Heizleitungen verursachen Wärmespannungen je nach Fermentergröße in zwei oder mehr Heizkreisen verlegt Heizeinrichtungen dürfen andere Aggregate nicht behindern (z. B. Räumer) für thermophilen Betrieb sind in der Wand oder im Boden liegende Heizungen ungeeignet
Bauformen	 Fußbodenheizungen in der Wand liegende Heizungen (bei Stahlfermentern auch an der Außenwand möglich) vor der Wand angebrachte Heizungen in die Rühraggregate integrierte oder mit ihnen kombinierte Heizung
Wartung	 Heizungen sollten zur Gewährleistung der Wärmeübertragung regelmäßig gereinigt werden im Fermenter oder im Bauwerk integrierte Heizungen sind sehr schlecht oder gar nicht zugänglich Sicherheitsvorschriften bei Arbeiten im Fermenter müssen beachtet werden







Abbildung 3.37: Edelstahlheizrohre im Fermenter verlegt (innenliegend) (links); Einbau von Heizschläuchen in die Fermenterwand (rechts) [Biogas Nord GmbH; PlanET Biogastechnik GmbH (rechts)]

zichtet werden, um eine konstante Fermentertemperatur aufrechtzuerhalten. Eigenschaften externer Wärmeübertrager können Tabelle 3.33 entnommen werden.

3.2.3 Lagerung des vergorenen Substrates

3.2.3.1 Flüssige Gärreste

Grundsätzlich kann die Lagerung in Erdbecken und in zylindrischen oder rechteckigen Behältern (Hochund Tiefbehälter) erfolgen. I. d. R. werden stehende Rundbehälter aus Beton und Edelstahl/Stahl-Emaille angewendet. Diese sind im Grundaufbau mit stehenden Rührkesselfermentern vergleichbar (vgl. Kapitel 3.2.2.1 Fermenterbauformen). Sie können mit einem Rührwerk ausgestattet sein, um vor der Entnahme den Gärrest zu homogenisieren. Eingesetzt werden können fest installierte Rührwerke (z. B. Tauchmotorrührwerk) oder über eine Zapfwelle angetriebene Seiten-, Gelenk- oder Schlepperrührwerke. Des Weiteren können Lagerbehälter mit einer Abdeckung versehen werden (gas- oder nicht gasdicht). Beide Varianten haben den Vorteil der Reduzierung von Geruchsemissionen sowie der Minderung von Nährstoffverlusten während der Lagerung. Gasdichte

Tabelle 3.33: Kennwerte und Einsatzparameter von externen Wärmeübertragern; [3-3], [3-12]

Kennwerte	 Material: in der Regel Edelstahl Durchsatzleistungen orientieren sich an der Anlagenkapazität und der Prozesstemperatur Rohrdurchmesser entsprechen den üblichen Substratleitungen in Biogasanlagen
Eignung	• alle Fermentertypen, häufiger Einsatz in Pfropfenstromfermentern
Vorteile	 + es kann eine sehr gute Wärmeübertragung gewährleistet werden + Frischmaterial führt nicht zum Temperaturschock im Fermenter + es wird das gesamte Materialvolumen durch die Heizung erreicht + externe Wärmeübertrager können leicht gereinigt und gewartet werden + gute Regelbarkeit der Temperatur
Nachteile	unter Umständen ist eine zusätzliche Fermenterheizung vorzusehender externe Wärmeübertrager stellt ein zusätzliches Aggregat dar, das mit Zusatzkosten verbunden ist
Besonderheiten	 Wärmeübertrager müssen entlüftet werden können, dazu werden sie von unten nach oben durchströmt für thermophilen Prozessbetrieb gut geeignet
Bauformen	Spiral- oder Doppelrohrwärmeübertrager
Wartung	• sehr gute Zugänglichkeit für Wartung und Reinigung

Tabelle 3.34: Kennwerte und Einsatzparameter von Folienhauben, Daten z. T. aus [3-3]

Kennwerte	 Gasspeichervolumen bis 4.000 m³ lieferbar Überdruck: 5-100 mbar Foliendurchlässigkeit: es muss mit 1-5 ‰ Biogasverlust am Tag gerechnet werden Materialien: Butylkautschuk, Polyethylen-Polypropylen-Gemisch, EPDM-Kautschuk
Eignung	• für alle Biogasanlagen mit stehendem Fermenter und Nachgärer mit möglichst großen Durchmessern
Vorteile	+ kein zusätzliches Gebäude notwendig + kein zusätzlicher Platz notwendig
Nachteile	 die aktuelle Methankonzentration im Gasraum des Fermenters kann aufgrund der starken Gasvermischung im großen Gasraum nicht gemessen werden und kann daher die Aktivität der Mikroorganismen nicht widerspiegeln Wärmedämmung zum Gasraum ist ohne zusätzliches Dach nur gering ohne zusätzliches Dach windempfindlich
Besonderheiten	 Wärmedämmung durch Doppelfolie mit Lufteinblasung (Tragluftdach) möglich Rührwerke können nicht auf der Fermenterdecke montiert werden
Bauformen	 Folie als Dach über dem Fermenter Folie unter einem Tragluftdach Folie unter einem festen Dach auf einem höher gezogenen Fermenter freiliegendes und fixiertes Folienkissen eingehaustes Folienkissen in Extragebäude oder Tank Folienkissen auf einer Zwischendecke über dem Fermenter Foliensack, hängend in einem Gebäude (z.B. ungenutzte Scheune) Folienspeicher unter Tragluftdach
Wartung	weitestgehend wartungsfrei

Abdeckungen z. B. Foliendächer (vgl. Kapitel 3.2.4.1 Integrierte Speicher) bieten darüber hinaus die Möglichkeit der Nutzung des Restgaspotenzials des Gärrestes und können als zusätzlicher Gasspeicherraum genutzt werden. Obwohl die Notwendigkeit einer gasdichten Abdeckung in Abhängigkeit der eingesetzten Substrate, Verweildauer und Prozessführung in der Diskussion ist, werden viele Neuanlagen oft nur mit der Auflage einer solchen Abdeckung

genehmigt. Auch in der aktuellen Fassung des EEG vom 01.01.2009 erhalten die nach BImSchG genehmigten Anlagen nur den NawaRo-Bonus bei Nutzung gasdicht abgedeckter Gärrestlager (vgl. Kapitel 7).

Erdbecken sind meist rechteckige, in den Boden eingelassene und mit Kunststofffolie ausgekleidete Lager. Der größte Teil dieser Becken ist nach oben offen, nur wenige Becken sind mit einer Folie zur Emissionsminderung abgedeckt.



Die Größe der Gärrestlager wird maßgeblich durch den optimalen Zeitpunkt der Gärrestausbringung auf die zu düngenden Flächen bestimmt. In diesem Zusammenhang wird auf die Düngeverordnung und Kapitel 10 Ausbringung des Gärrests verwiesen. I. d. R. sind Gärrestlager mit einer Speicherkapazität von mindestens 180 Tagen ausgelegt.

3.2.3.2 Feste Gärreste

Feste Gärreste fallen bei der Feststofffermentation und auch als separierter Bestandteil des Gärproduktes der Nassfermentation an. Je nach Verwendungszweck werden sie auf befestigten Plätzen unter freiem Himmel oder in Hallen, sowie in offenen, z. T. mobilen Behältnissen und Containern gelagert. Meist erfolgt die Lagerung in Haufwerken auf flüssigkeitsdichten Belägen aus Beton oder Asphalt und ähnelt der Festmistlagerung. Teilweise werden auch leere Fahrsilos als Lagerfläche genutzt. Abtropfende Flüssigkeiten, Presswasser oder eingetragenes Regenwasser müssen gesammelt und in die Biogasanlage zurückgeführt werden. Der Eintrag von Niederschlägen kann durch zusätzliche Planen oder feste Überdachungen minimiert werden.

Container aus Stahl werden vornehmlich beim Abpressen der Festfraktion aus dem flüssigen Gärrest verwendet. Diese werden bspw. unter den Separator (vgl. Abbildung 3-36) gestellt und nach vollständiger Befüllung gewechselt. Auch hier sollte der Eintrag von Niederschlägen durch die Abdeckung des Behälters mittels einer Plane erfolgen. Alternativ können die Fest-Flüssig-Trennung und die Lagerung der festen Fraktion auch in einer Halle untergebracht sein. Bei einer Hallenaufstellung kann bei Bedarf die Abluft gesammelt und über eine Abluftreinigungsanlage (z. B. Wäscher und/oder Biofilter) geführt werden.

3.2.4 Speicherung des gewonnenen Biogases

Das Biogas fällt in schwankender Menge und z. T. mit Leistungsspitzen an. Aus diesem Grund und wegen der weitestgehend konstanten Nutzungsmenge muss es in dafür geeigneten Speichern zwischengespeichert werden. Die Gasspeicher müssen gasdicht, druckfest, medien-, UV-, temperatur- und witterungsbeständig sein. Vor Inbetriebnahme sind die Gasspeicher auf ihre Dichtigkeit zu prüfen. Aus Sicherheitsgründen müssen Gasspeicher mit Über- und Unterdrucksicherungen ausgestattet sein, um eine unzulässig hohe

Änderung des Innendrucks im Speicher zu verhindern. Weitere Sicherheitsanforderungen und -vorschriften für Gasspeicher sind u. a. in den "Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen" [3-18] enthalten. Die Speicher sollten so ausgelegt sein, dass ca. eine viertel Tagesproduktion Biogas gespeichert werden kann, empfohlen wird häufig ein Volumen von ein bis zwei Tagesproduktionen. Unterschieden werden kann zwischen Nieder-, Mittel- und Hochdruckspeichern.

Am gebräuchlichsten sind **Niederdruckspeicher** mit einem Überdruckbereich von 0,5 bis 30 mbar. Niederdruckspeicher bestehen aus Folien, die den Sicherheitsanforderungen gerecht werden müssen. Folienspeicher werden als Gashauben auf dem Fermenter (integrierte Speicher) oder als externe Gasspeicher installiert. Detaillierte Ausführungen erfolgen unter 3.2.4.1 und 3.2.4.2.

Mittel- und Hochdruckspeicher speichern das Biogas bei Betriebsdrücken zwischen 5 und 250 bar in Stahldruckbehältern und -flaschen [3-1]. Sie sind sehr betriebs- und kostenaufwändig. Bei Druckspeichern bis 10 bar muss mit einem Energiebedarf bis zu 0,22 kWh/m³ und bei Hochdruckspeichern mit 200-300 bar mit ca. 0,31 kWh/m³ gerechnet werden [3-3]. Deshalb kommen sie bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen praktisch nicht zum Einsatz.

3.2.4.1 Integrierte Speicher

Wird der Fermenter selbst bzw. der Nachgärbehälter oder das Gärrestlager als Gasspeicher verwendet, kommen sogenannte Folienhauben zum Einsatz. Die Folie wird gasdicht an der Oberkante des Behälters angebracht. Im Behälter wird ein Traggestell eingebaut, auf dem die Folie bei leerem Gasspeicher aufliegen kann. Je nach Füllstand des Gasspeichers dehnt sich die Folie aus. Kennwerte können Tabelle 3.34 entnommen werden, Beispiele werden in Abbildung 3.38 gezeigt.

Weit verbreitet sind Tragluftdächer, bei welchen als Witterungsschutz eine zweite Folie über die eigentliche Speicherfolie gelegt wird. In den Zwischenraum der beiden Folien wird über ein Gebläse Luft eingeblasen. Die obere Folie ist so immer im straffen, gespannten Zustand, während die untere Folie sich der zu speichernden Biogasmenge anpassen kann. Der Gasdruck wird bei diesem System weitgehend stabil gehalten.

· 3 · 0 · 0 · 0

Tabelle 3.35: Kennwerte und Einsatzparameter von externen Biogasspeichern, Daten z. T. aus [3-3]

Kennwerte	 Gasspeichervolumen bis 2.000 m³ lieferbar (darüber hinaus als Sonderanfertigungen nach Kundenwunsch) Überdruck: 0,5-30 mbar Foliendurchlässigkeit: es muss mit 1-5 ‰ Biogasverlust am Tag gerechnet werden Materialien: PVC (nicht sehr langlebig), Butylkautschuk, Polyethylen-Polypropylen-Gemisch
Eignung	• für alle Biogasanlagen
Vorteile	+ Methankonzentration des aktuell gebildeten Biogases kann im Gasraum des Fermenters gemessen werden (aufgrund der geringen Gasmenge ist dort die Vermischung klein) und spiegelt die Aktivität der Mikroorganismen wider
Nachteile	ggfs. zusätzlicher Platzbedarfggfs. zusätzliches Gebäude
Besonderheiten	 durch Auflegen von Gewichten kann der Druck zur Beschickung des BHKW erhöht werden Bei Unterbringung in Gebäuden muss auf eine sehr gute Luftzufuhr zum Gebäude geachtet werden um explosionsfähige Gemische zu vermeiden in Abhängigkeit vom Füllstand kann die Motorleistung des BHKW angepasst werden
Bauformen	 freiliegendes und fixiertes Folienkissen eingehaustes Folienkissen in Extragebäude oder Tank Folienkissen auf einer Zwischendecke über dem Fermenter Foliensack, hängend in einem Gebäude (z. B. ungenutzte Scheune) Folienspeicher unter Tragluftdach
Wartung	• weitestgehend wartungsfrei

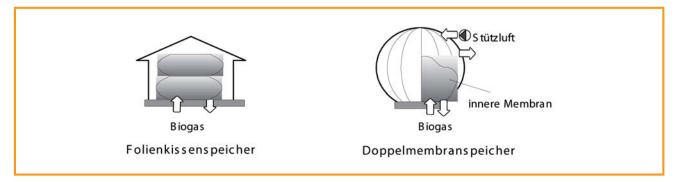


Abbildung 3.38: Folienspeicher [ATB Potsdam]



Abbildung 3.39: Unterkonstruktion eines Tragluftdaches (links); Biogasanlage mit Tragluftdächern [MT-Energie GmbH]

Tabelle 3.36: Kennwerte und Einsatzparameter von Notfackeln

Kennwerte	 Volumenströme bis 3.000 m³/h möglich Verbrennungstemperatur 800–1.200 °C Material: Stahl oder Edelstahl
Eignung	• für alle Biogasanlagen
Besonderheiten	 mit offener oder verdeckter Verbrennung möglich mit isolierter Brennkammer auch Einhaltung der Vorgaben nach TA Luft möglich, wobei dies bei Notfackeln nicht zwingend vorgeschrieben ist mit Naturzug oder Gebläse verfügbar Sicherheitshinweise, insbesondere in Bezug auf den Abstand zum nächsten Gebäude sind zu beachten Druckerhöhung des Biogases vor der Brennerdüse notwendig
Bauformen	• Einzelaggregat auf eigenem kleinen Betonfundament im Handbetrieb oder automatisierbar
Wartung	• weitestgehend wartungsfrei

3.2.4.2 Externe Speicher

Externe Niederdruckspeicher können in Form von Folienkissen ausgeführt werden. Die Folienkissen werden zum Schutz vor Witterungseinflüssen in geeigneten Gebäuden untergebracht oder mit einer zweiten Folie versehen (Abbildung 3.39). Einen bildlichen Eindruck externer Gasspeicher vermittelt Abbildung 3.40. Die Spezifikationen von externen Gasspeichern sind in Tabelle 3.35 dargestellt.



Abbildung 3.40: Beispiel für freistehenden Doppelmembranspeicher [Schüsseler, FNR]

3.2.4.3 Notfackel

Für den Fall, dass die Gasspeicher kein zusätzliches Biogas mehr aufnehmen können und/oder das Gas z. B. aufgrund von Wartungsarbeiten oder extrem schlechter Qualität nicht verwertet werden kann, muss der nicht nutzbare Teil schadlos entsorgt werden. Die Vorgaben zur Betriebsgenehmigung werden hier bundeslandspezifisch unterschiedlich gehandhabt, wobei ab Gasströmen von 20 m³/h die Installation einer Verwertungsalternative zum BHKW vorgeschrieben ist. Dies kann in der Form eines zweiten BHKW erfolgen (beispielsweise zwei kleinere BHKW statt eines großen). Mit der Installation einer Notfackel ist man hier auf jeden Fall auf der sicheren Seite, um die Möglichkeit der Gasentsorgung nachweisen zu können. Meist wird dies auch von den Behörden gefordert. Kennwerte von Notfackeln, die im Biogasbereich eingesetzt werden, zeigt Tabelle 3.36. Ein Beispiel zeigt Abbildung 3.41.

3.3 Relevante technische Regelwerke

Neben den gesetzlichen Vorschriften zu Anlagen- und Arbeitssicherheit sowie zum Umweltschutz existiert eine Reihe von Regelwerken die sich mit technischen Anforderungen an Biogasanlagen beschäftigen. Nachfolgend werden einige Wichtige beispielhaft genannt:

VDI-Richtlinie 3475 Blatt 4 (Entwurf) Emissionsminderung – Biogasanlagen in der Landwirtschaft – Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger

VDI-Richtlinie 4631 (Entwurf) Gütekriterien für Biogasanlagen





Abbildung 3.41: Notfackel einer Biogasanlage [Haase Umwelttechnik AG]

DIN 11622-2 Gärfuttersilos und Güllebehälter

DIN 1045 Tragwerke aus Beton, Stahlbeton und Spannbeton

DIN EN 14015 Auslegung und Herstellung standortgefertigter, oberirdischer, stehender, zylindrischer, geschweißter Flachboden-Stahltanks für die Lagerung von Flüssigkeiten bei Umgebungstemperatur und höheren Temperaturen

DIN 18800 Stahlbauten

DIN 4102 Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen

DIN 0100 Teil 705 Errichten von Niederspannungsanlagen

VDE 0165 Teil 1/EN 60 079-14 Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche – Teil 14: Elektrische Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen (ausgenommen Grubenbau)

VDE 0170/0171 Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche

VDE 0185-305-1 Blitzschutz

G 600 Technische Regeln für Gas-Installationen DVGW-TRGI 2008

G 262 Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung

G 469 Druckprüfverfahren für Leitungen und Anlagen der Gasversorgung VP 265 ff Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze

Im Kapitel 5.4 Betriebssicherheit werden ausführliche Informationen zu weiteren sicherheitstechnischen Anforderungen an den Betrieb von Biogasanlagen gegeben. Im Speziellen werden dort Sicherheitsregeln bezüglich der bestehenden Vergiftungs- und Erstickungs- sowie der Brand- und Explosionsgefahr erläutert.

3.4 Literaturverzeichnis

- [3-1] Schulz, H.; Eder, B.: Biogas-Praxis: Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiel, 2. überarbeitete Auflage, Ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg, 1996, 2001, 2006
- [3-2] Weiland, P.; Rieger, Ch.: Wissenschaftliches Messprogramm zur Bewertung von Biogasanlagen im Landwirtschaftlichen Bereich; (FNR-FKZ: 00NR179); 3. Zwischenbericht; Institut für Technologie und Systemtechnik/Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL); Braunschweig; 2001
- [3-3] Jäkel, K.: Managementunterlage "Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung", Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 1998 / 2002
- [3-4] Neubarth, J.; Kaltschmitt, M.: Regenerative Energien in Österreich – Systemtechnik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Wien, 2000
- [3-5] Hoffmann, M.: Trockenfermentation in der Landwirtschaft – Entwicklung und Stand, Biogas – Energieträger der Zukunft, VDI-Berichte 1751, Tagung Leipzig 11 und 12. März 2003
- [3-6] Aschmann, V.; Mitterleitner, H.: Trockenvergären: Es geht auch ohne Gülle, Biogas Strom aus Gülle und Biomasse, top agrar Fachbuch, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 2002
- [3-7] Beratungsempfehlungen Biogas, Verband der Landwirtschaftskammern e. V., VLK-Beratungsempfehlungen 2002
- [3-8] Block, K.: Feststoffe direkt in den Fermenter, Landwirtschaftliches Wochenblatt, S. 33–35, 27/2002
- [3-9] Wilfert, R.; Schattauer, A.: Biogasgewinnung und -nutzung Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse; DBU Projekt 15071; Zwischenbericht; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH Leipzig, Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL); Braunschweig, Dezember 2002
- [3-10] Zement-Merkblatt Landwirtschaft LB 3: Beton für landwirtschaftliche Bauvorhaben, Bauberatung Zement
- [3-11] Zement-Merkblatt Landwirtschaft LB 13: Dichte Behälter für die Landwirtschaft, Bauberatung Zement
- [3-12] Gers-Grapperhaus, C.: Die richtige Technik für ihre Biogasanlage, Biogas Strom aus Gülle und Biomasse, top agrar Fachbuch, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 2002

- [3-13] Zement-Merkblatt Landwirtschaft LB 14: Beton für Behälter in Biogasanlagen, Bauberatung Zement
- [3-14] Kretzschmar, F.; Markert, H. (2002): Qualitätssicherung bei Stahlbeton-Fermentern; in: Biogasjournal Nr. 1/2002
- [3-15] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H.: Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer Verlag Berlin, Heidelberg, New York, 2. neu bearbeitete und erweiterte Auflage 2009
- [3-16] Gesprächsnotiz Dr. Balssen (ITT Flygt Water Wastewater Treatment); September 2009
- [3-17] Postel, J.; Jung, U.; Fischer, E.; Scholwin, F.; Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen Bestandsaufnahme 2008, Umweltbundesamt (Hrsg.); online verfügbar unter http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/mysql_medien.php?anfrage=Kennummer&Such-

wort=3873

- [3-18] Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften (Hrgb.); Technische Information 4 Sicherheitsregeln für Biogasanlagen; Kassel; 10/2008; online verfügbar unter http://www.praevention.lsv.de/lbg/fachinfo/info_ges/
- [3-19] Oechsner H.; Lemmer A.: Was kann die Hydrolyse bei der Biogasvergärung leisten?; VDI-Gesellschaft Energietechnik: BIOGAS 2009. Energieträger der Zukunft.; VDI-Berichte, Band 2057; VDI-Verlag, Düsseldorf, 2009

ti_4/titel.htm



Quelle: FNR

Beschreibung ausgewählter Substrate



In diesem Kapitel sollen ausgewählte Substrate näher betrachtet werden. Es wird sowohl auf die Herkunft der Substrate als auch auf deren wichtigste Eigenschaften wie Trockensubstanz (TS), organische Trockensubstanz (oTS), Nährstoffe (N, P, K) oder vorhandene organische Schadstoffe eingegangen. Außerdem werden Aussagen über die zu erwartenden Gaserträge und die Gasqualität sowie die Handhabung der Substrate getroffen.

Da es nicht möglich ist, die gesamte Bandbreite der potenziell verfügbaren Substrate zu beschreiben, erhebt dieses Kapitel keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Auch unterliegen die hier dargestellten Substrate jährlichen Qualitätsschwankungen, weshalb die in diesem Kapitel aufgeführten Stoffdaten und Gaserträge keine absoluten Werte darstellen. Es wird vielmehr sowohl eine Spannbreite als auch ein Mittelwert der jeweiligen Parameter dargestellt.

Die Angaben zu den Biogas- bzw. Methanerträgen erfolgen jeweils in Normkubikmetern (Nm³). Da das Gasvolumen von Temperatur und Luftdruck abhängt (ideales Gasgesetz), schafft die Normierung des Volumens Vergleichbarkeit unterschiedlicher Betriebsbedingungen. Die normierte Gasmenge bezieht sich auf eine Temperatur von 0°C und einen Luftdruck von 1.013 mbar. Darüber hinaus kann auf diese Weise dem Methananteil des Biogases ein exakter Heizwert zugeordnet werden, dieser beträgt für Methan 9,97 kWh/Nm³. Durch den Heizwert kann wiederum auf die Energieproduktion geschlossen werden, was für verschiedene innerbetriebliche Vergleichsrechnungen erforderlich sein kann.

4.1 Substrate aus der Landwirtschaft

4.1.1 Wirtschaftsdünger

Nimmt man die Statistiken über die Nutztierhaltung in Deutschland als Grundlage, so ergibt sich gerade in der Rinder- und Schweinehaltung ein enormes Potenzial für eine energetische Nutzung in Biogasanlagen. Insbesondere durch die wachsenden Betriebsgrößen in der Tierhaltung und die gestiegenen Umweltanforderungen an die weitere Nutzung der Exkremente müssen alternative Verwertungs- und Behandlungswege für die anfallende Gülle bzw. den anfallenden Festmist gefunden werden. Auch aus Sicht des Klimaschutzes ist eine energetische Nutzung der Wirtschaftsdünger notwendig, um eine deutliche Reduktion von Lageremissionen zu erreichen. Die wichtigsten Stoffdaten von Wirtschaftsdüngern lassen sich aus Tabelle 4.1 entnehmen.

Der Biogasertrag von Rindergülle liegt mit 20-30 Nm³ je t Substrat geringfügig unter dem der Schweinegülle (vgl. Tabelle 4.2). Zudem weist das Gas aus Rindergülle im Vergleich zu dem aus Schweinegülle einen deutlich niedrigeren durchschnittlichen Methangehalt auf, und somit eine geringere Methanausbeute. Dies ist auf die unterschiedliche Zusammensetzung der Wirtschaftsdünger zurückzuführen. Rindergülle enthält überwiegend Kohlenhydrate und Schweinegülle mehrheitlich Proteine, welche die höheren Methangehalte bewirken [4-3]. In erster Linie ist der Biogasertrag auf die Gehalte an organischer Trockensubstanz zurückzuführen. Findet, wie es in der Praxis oft der Fall ist, eine Verdünnung der flüssigen Wirtschaftsdünger statt (z. B. durch Stall- oder Melkstandreinigung), so können die tatsächlichen Stoffdaten und Biogaserträge deutlich von den in Tabelle 4.2 dargestellten Werten abweichen.

Tabelle 4.1: Nährstoffgehalte von Wirtschaftsdüngern (nach [4-1], verändert)

Substrat		TS	оТЅ	N	NH ₄	P ₂ O ₅	K ₂ O
Substrat		[%]	[% TS]				
Rindergülle	Δ	6-11	75-82	2,6-6,7	1-4	0,5-3,3	5,5-10
	Ø	10	80	3,5	n.a.	1,7	6,3
Schweinegülle	Δ	4-7	75-86	6-18	3-17	2-10	3-7,5
	Ø	6	80	3,6	n.a.	2,5	2,4
Rindermist	Δ	20-25	68-76	1,1-3,4	0,22-2	1-1,5	2-5
	Ø	25	80	4,0	n.a.	3,2	8,8
Geflügelmist	Ø	40	75	18,4	n.a.	14,3	13,5

 Δ : Bereich der Messwerte; \varnothing : Mittelwert

Tabelle 4.2: Gasertrag und Methanausbeute von Wirtschaftsdüngern (nach [4-2], verändert)

		Biogasertrag	Methanertrag	Methan- ausbeute
Substrat		[Nm³/t Substrat]	[Nm³/t Substrat]	[Nm³/t oTS]
Rindergülle	Δ	20-30	11-19	110-275
	Ø	25	14	210
Schweinegülle	Δ	20-35	12-21	180-360
	Ø	28	17	250
Rindermist	Δ	60-120	33-36	130-330
	Ø	80	44	250
Geflügelmist	Δ	130-270	70-140	200-360
	Ø	140	90	280

 Δ : Bereich der Messwerte; \varnothing : Mittelwert

Der Einsatz von Rinder- und Schweinegülle in Biogasanlagen ist aufgrund ihrer Pumpfähigkeit und einfachen Lagerung in Güllebehältern problemlos möglich. Sie lassen sich darüber hinaus auf Grund ihres relativ niedrigen Trockensubstanzgehaltes gut mit anderen Substraten (Kosubstrate) kombinieren. Die Einbringung von Festmist erfordert dagegen einen deutlich höheren technischen Aufwand. Aufgrund seiner zähen Konsistenz lässt sich Festmist nicht von jeder am Markt verfügbaren Feststoffeinbringtechnik verarbeiten.

4.1.2 Nachwachsende Rohstoffe

Den nachwachsenden Rohstoffen kommt in Zusammenhang mit der Stromerzeugung aus Biogas seit der ersten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2004 eine besondere Bedeutung zu. In den meisten der seit diesem Zeitpunkt neu entstandenen Biogasanlagen werden nachwachsende Rohstoffe eingesetzt. Im folgenden Kapitel werden eine Auswahl der am häufigsten eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe näher beschrieben und Angaben zu deren Stoffeigenschaften und Biogaserträgen gemacht.

Bei der Anbauentscheidung sollte nicht ausschließlich der höchste Ertrag einer Einzelkultur im Vordergrund stehen, sondern nach Möglichkeit eine integrierte Betrachtung über die gesamte Fruchtfolge erfolgen. Durch die Einbeziehung von z. B. arbeitswirtschaftlichen Aspekten und Nachhaltigkeitskriterien alternativer Bewirtschaftungsverfahren, kann eine ganzheitliche Optimierung des Anbaus von nachwachsenden Rohstoffen erfolgen.

4.1.2.1 Mais

Mais ist das Substrat, welches am häufigsten in landwirtschaftlichen Biogasanlagen eingesetzt wird [4-4]. Er eignet sich besonders gut aufgrund hoher Energieerträge je Hektar und guter Vergärungseignung für die Verwendung in Biogasanlagen. Die Ernteerträge sind stark von den Standort- und Umweltbedingungen abhängig und können sich von 35 t Frischmasse (FM) auf sandigen bis mehr als 65 t FM/ha auf Hochertragasstandorten bewegen. Im Mittel liegt der Ertrag bei etwa 45 t FM/ha. Mais ist eine vergleichsweise anspruchslose Kultur und eignet sich deshalb für nahezu jeden Standort.

Zur Ernte wird die ganze Maispflanze gehäckselt und in Fahrsiloanlagen eingelagert. Dabei sollte der Trockensubstanzgehalt nicht niedriger als 28 % TS und nicht höher als 36 % TS sein. Ist der TS-Gehalt kleiner als 28 % TS, ist mit einem erheblichen Sickerwasseraustritt, verbunden mit erheblichen Energie-

4.000

verlusten, zu rechnen. Ist der TS-Gehalt größer als 36 % TS, weist die Silage einen hohen Ligninanteil und somit geringere Abbaubarkeit auf. Darüber hinaus kann die Silage nicht mehr optimal verdichtet werden, was wiederum die Silierqualität und somit die Lagerstabilität negativ beeinflusst. Nach der Einlagerung in das Silo werden die zerkleinerten Pflanzenbestandteile verdichtet (z. B. durch Radlader, Ackerschlepper) und mit einer Folie luftdicht verschlossen. Nach einer Silierungsphase von ca. 12 Wochen kann die Silage in der Biogasanlage verwendet werden. Die Stoffdaten und durchschnittlichen Biogaserträge sind am Ende dieses Kapitels dargestellt.

Neben der Ganzpflanzennutzung als Silomais hat die ausschließliche Kolbennutzung in der Praxis eine gewisse Bedeutung. Durch andere Ernteverfahren und -zeitpunkte sind Lieschkolbenschrot (LKS), Corn-Cob-Mix (CCM) und Körnermais gängige Varianten. LKS und CCM werden in der Regel nach der Ernte einsiliert. Körnermais kann entweder nass siliert, geschrotet und siliert oder getrocknet werden. Die Energiedichte der genannten Substrate ist gegenüber Maissilage deutlich erhöht, allerdings sind die flächenbezogenen Energieerträge, durch den Verbleib der Restpflanze auf dem Feld, geringer.

4.1.2.2 Getreide-Ganzpflanzensilage (GPS)

Für die Erzeugung von Getreide-Ganzpflanzensilage eignen sich nahezu alle Getreidearten sowie deren Mischungen, sofern die Abreife zeitlich zusammen erfolgt. Abhängig von den Standorteigenschaften sollte die Getreideart für den Anbau favorisiert werden, welche erfahrungsgemäß den höchsten Trockenmasseertrag realisieren kann. Für die meisten Standorte wird dieses durch Roggen und Triticale erreicht [4-5]. Das Ernteverfahren ist identisch mit dem vom Mais, auch bei Getreide-GPS wird der Bestand vom Halm gehäckselt und einsiliert. Die Ernte sollte, abhängig vom Nutzungssystem, zum Zeitpunkt der höchsten Trockenmasseerträge erfolgen (Einkultursystem). Dieses ist bei den meisten Getreidearten zum Ende der Milchreife/Beginn der Teigreife [4-7]. Bei Getreide-GPS sind abhängig von Standort und Jahr Trockenmasseerträge von 7,5 bis annährend 15 t TS/ha zu erzielen, das entspricht bei 35 % TS einem Frischmasseertrag von 22 bis 43 t Frischmasse/ha [4-6].

Die Erzeugung von Grünroggensilage ist ein in der Praxis weit verbreitetes Verfahren. Dabei wird der Roggen, deutlich früher als bei GPS, im absetzigen Ernteverfahren einsiliert. Das bedeutet, er wird zunächst gemäht und anschließend 1 bis 2 Tage angewelkt gehäckselt und einsiliert. Unmittelbar nach der Ernte wird dem Grünroggen in der Regel eine Folgefrucht zur Energieerzeugung nachgestellt (Zweikultursystem). Aufgrund des hohen Wasserverbrauchs eignet sich dieses Verfahren nicht für jeden Standort. Darüber hinaus kann es bei zu geringen TS-Gehalten des Erntegutes zu Schwierigkeiten bei der Silierung kommen (z. B. Sickersaftaustritt, Befahrbarkeit des Silos). Die Stoffdaten von Getreide-GPS sowie dessen Gaserträge sind am Ende dieses Kapitels dargestellt.

4.1.2.3 Grassilage

Der Anbau und die Ernte von Gras bzw. die Nutzung von Grassilage ist wie auch beim Mais gut mechanisierbar. Die Ernte von Grassilage wird im absetzigen Verfahren durchgeführt, wobei die Aufnahme des angewelkten Grases mit einem Kurzschnittladewagen oder mit einem Häcksler erfolgen kann. Aufgrund der besseren Zerkleinerungsleistung ist bei Grassilage für die Biogasnutzung die Häckslervariante zu bevorzugen.

Grassilage kann von einer ein- oder mehrjährigen Ackernutzung oder von Dauergrünlandflächen erzeugt werden. Abhängig vom Standort, den Umweltbedingungen sowie der Intensität der Grünlandnutzung schwanken die Erträge sehr stark. Je nach Witterung und Klimabedingungen sind bei intensiver Nutzung drei bis fünf Ernten im Jahr möglich. In diesem Zusammenhang sind zum einen die hohen Mechanisierungskosten und zum anderen mögliche hohe Stickstofffrachten, welche zu Problemen bei der Vergärung führen können, zu beachten. Allerdings kann Grassilage auch von extensiv genutzten Naturschutzflächen geerntet werden, wobei hier aufgrund hoher Ligninanteile geringe Gasausbeuten realisiert werden. Durch die Vielzahl der unterschiedlichen Erzeugungsmöglichkeiten von Grassilage sind Schwankungsbreiten in den Stoffdaten und Biogaserträgen weit über den in Tabelle 4.3 und Tabelle 4.4 dargestellten Werten in der Literatur zu finden.

Es sei in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass bei der Erzeugung von Grassilage für Biogasanlagen die Verdaulichkeit bzw. Abbaubarkeit im Vordergrund stehen sollte. Deshalb ist darauf zu achten, dass die Trockensubstanzgehalte nach Möglichkeit nicht oberhalb von 35 % TS liegen. Bei zu hohen TS-Gehalten steigen die Lignin- und Faseranteile, wodurch der Abbaugrad und somit die Methanausbeute bezogen auf die organische Trockenmasse deutlich sinken. Diese Grassilage lässt sich zwar in den Prozess einbringen, kann aber durch die hohen

Trockenmassegehalte und teilweise langfasrige Beschaffenheit prozesstechnische Probleme verursachen (z. B. rasches Bilden von Schwimmschichten, Umwickeln von Rührwerksflügeln).

4.1.2.4 Getreidekörner

Getreidekörner eignen sich als Ergänzung des Substratangebotes besonders gut für den Einsatz in Biogasanlagen. Aufgrund ihrer sehr hohen Biogaserträge und schnellen Abbaubarkeit sind sie insbesondere zur Feinsteuerung der Biogaserzeugung geeignet. Dabei ist die Art des Getreides unwesentlich. Um einen schnellen Aufschluss zu gewährleisten ist es wichtig, dass die Getreidekörner vor der Dosierung zerkleinert werden (z. B. Schroten, Quetschen).

4.1.2.5 Rüben

Auf Grund ihres hohen Massewachstums eignet sich die Rübe (Futter- oder Zuckerrübe) gut zum Anbau als nachwachsender Rohstoff. Besonders die Zuckerrübe hat in einigen Regionen traditionell eine hohe Anbaubedeutung. Aufgrund von marktregulatorischen Maßnahmen müssen vermehrt Rübenmengen zur Zuckerproduktion reduziert werden. Da der Anbau von Zuckerrüben ein bekanntes Produktionsverfahren darstellt und diverse pflanzenbauliche Vorteile mit sich bringt, wird zunehmend der Focus auf die Biogasnutzung gelegt.

Die Rübe stellt spezielle Ansprüche an Boden und Klima. Um hohe Erträge realisieren zu können, braucht sie ein eher mildes Klima und tiefgründige humose Böden. Die Möglichkeit der Feldberegnung kann auf leichten Standorten erheblich zur Ertragssicherung beitragen. Die Erträge sind abhängig von Standortvoraussetzungen und Umweltbedingungen und bewegen der Zuckerrübe durchschnittlich um 50-60 t FM/ha. Bei den Erträgen der Futterrüben ergeben sich zusätzlich noch Sortenunterschiede, so liegt der Ertrag von Masserüben bei ca. 90 t FM/ha und der der Gehaltsrüben bei ungefähr 60-70 t FM/ha [4-8]. Bei den Erträgen der Blattmasse ergeben sich ebenfalls sortenspezifische Unterschiede. So liegt die Relation von Rübenmasse zu Blattmasse bei der Zuckerrübe bei 1:0,8 und die der Gehaltsrübe bei 1:0,5. Die Massenrübe hat auf Grund ihres hohen Massewachstums "nur" eine Rübe-Blatt-Relation von 1:0,3-0,4 [4-8]. Die Stoffdaten und Gaserträge von Zuckerrüben sind in Tabelle 4.3 und 4.4 dargestellt.

Bei der Biogasnutzung von Zuckerrüben treten zwei grundsätzliche Schwierigkeiten auf. Zum einen

Tabelle 4.3: Stoffdaten ausgewählter nachwachsender Rohstoffe nach [4-1], verändert

Substrat		TS	oTS	N	P ₂ O ₅	K ₂ O
Substrat		[%]	[% TS]		[% TS]	
Mais- silage	Δ	28-35	85-98	2,3-3,3	1,5-1,9	4,2-7,8
	Ø	33	95	2,8	1,8	4,3
Getreide- GPS	Δ	30-35	92-98	4,0	3,25	n. a.
	Ø	33	95	4,4	2,8	6,9
Grassilage	Δ	25-50	70-95	3,5-6,9	1,8-3,7	6,9-19,8
	Ø	35	90	4,0	2,2	8,9
Getreide- körner	Ø	87	97	12,5	7,2	5,7
Zucker- rüben	Ø	23	90	1,8	0,8	2,2
Futter- rüben	Ø	16	90	n .a.	n. a.	n .a.

 Δ : Bereich der Messwerte; \varnothing : Mittelwert

Tabelle 4.4: Biogaserträge ausgewählter nachwachsender Rohstoffe nach [4-2],[4-6],[4-9],[4-10] verändert

Substrat		Biogas- ertrag	Methanertrag	Methan- ausbeute
		[Nm³/t Substrat]	[Nm³/t Substrat]	[Nm³/t oTS]
Maissilage	Δ	170-230	89-120	234-364
	Ø	200	106	340
Getreide GPS	Δ	170-220	90-120	290-350
	Ø	190	105	329
Getreidekörner	Ø	620	320	380
Grassilage	Δ	170-200	93-109	300-338
	Ø	180	98	310
Zuckerrüben	Δ	120-140	65-76	340-372
	Ø	130	72	350
Futterrüben	Δ	75-100	40-54	332-364
	Ø	90	50	350

 Δ : Bereich der Messwerte: \varnothing : Mittelwert

muss die Rübe von anhaftender Erde befreit werden, die sich bei einem Eintrag in den Fermenter am Boden absetzt und den Gärraum verkleinert. Hierzu befinden sich erste maschinelle Nassreinigungsverfahren in der Entwicklung. Zum anderen gestaltet sich die Lagerung aufgrund der niedrigen Trockenmassegehalte der Rüben als schwierig. In diesem Zusammenhang wird in der Praxis eine gemeinsame Silie-

4.000

rung mit Mais oder eine getrennte Silierung in Folienschläuchen oder Lagunen durchgeführt. Die Winterung von Rüben und Verfahren zu dessen Nutzung befinden sich in der Erprobung.

4.2 Substrate aus der weiterverarbeitenden Agroindustrie

In diesem Kapitel werden ausgewählte Substrate der verarbeitenden Agrarindustrie dargestellt. Dabei handelt es sich ausschließlich um Stoffe bzw. Koppelprodukte, welche bei der Verarbeitung von Pflanzen bzw. Pflanzenbestandteilen anfallen. Die beschriebenen Stoffe stellen einen beispielhaften Auszug aus der Positivliste der rein pflanzlichen Nebenprodukte gemäß EEG 2009 dar. Sie bieten sich aufgrund ihrer stofflichen Eigenschaften und bei geeigneten Standortvoraussetzungen besonders gut für eine Biogasnutzung an. Dabei ist zu beachten, dass diese Stoffe Abfalleigenschaften aufweisen bzw. im Anhang 1 der Bioabfallverordnung (BioAbfV) genannt werden (vgl. Kapitel 7.3.3.1). Folglich muss die Biogasanlage entsprechend genehmigt sein und die Anforderungen der BioAbfV hinsichtlich Vorbehandlung sowie Verwertung der Gärreste erfüllen (vgl. Kapitel 7.7.2.3). Bei der Betrachtung der tabellarischen Zusammenfassungen ist grundsätzlich zu beachten, dass die beschriebenen Eigenschaften der Substrate in der Praxis stark schwanken und über die hier dargestellten Spannen hinaus abweichen können. Dieses ist grundsätzlich auf die Produktionsverfahren der Hauptprodukte (z. B. unterschiedliche Verfahren, Geräteeinstellungen, erforderliche Produktqualität, Vorbehandlungen, etc.) sowie schwankender Qualitäten der Rohstoffe zurückzuführen. Auch die Schwermetallgehalte können stark variieren [4-11].

4.2.1 Bierherstellung

Bei der Produktion von Bier fallen verschiedene Nebenprodukte an, von denen Treber mit 75 % den Hauptanteil ausmacht. Je Hektoliter Bier fallen ca. 19,2 kg Treber, 2,4 kg Hefe und Geläger, 1,8 kg Heißtrub, 0,6 kg Kühltrub, 0,5 kg Kieselgurschlamm und 0,1 kg Malzstaub an [4-12].

In diesem Kapitel wird nur der Treber näher betrachtet, da er die mengenmäßig größte Fraktion darstellt. Dennoch sind die übrigen Fraktionen bis auf den Kieselgurschlamm ebenso gut für eine Verwendung in Biogasanlagen geeignet. Allerdings ist derzeit nur ein Teil der anfallenden Mengen auch tatsächlich

nutzbar, da die anfallenden Nebenprodukte auch anderweitig, z. B. in der Lebensmittelindustrie (Bierhefe) oder als Tierfutter (Treber, Malzstaub) eingesetzt werden. Stoffdaten und Gaserträge sind in Kapitel 4.4 zusammengefasst.

Die Lagerung und die Handhabung sind relativ unproblematisch. Allerdings treten bei offener Lagerung relativ schnell beachtliche Energieverluste und Schimmelpilzbefall auf, weswegen in einem solchen Fall eine Silierung durchgeführt werden sollte.

4.2.2 Alkoholgewinnung

Schlempen entstehen als Nebenprodukt bei der Alkoholherstellung aus Getreide, Rüben, Kartoffeln oder Obst. Bei der Alkoholerzeugung fällt je Liter Alkohol etwa die 12-fache Menge Schlempe an, welche derzeit nach Trocknung hauptsächlich als Viehfutter oder als Düngemittel eingesetzt wird [4-12]. Die Nutzung von frischen Schlempen ist aufgrund der niedrigen Trockenmassegehalte und damit geringen Transportwürdigkeit in den meisten Fällen nur bedingt möglich. In diesem Zusammenhang sei auf die Möglichkeiten hingewiesen, welche sich durch die Nutzung von Biogas in Zusammenhang mit der Alkoholherstellung ergeben. Durch die Vergärung der Schlempen wird Biogas erzeugt. Dieses kann wiederum in einem BHKW genutzt werden, um die für die Alkoholherzeugung benötigte Prozessenergie in Form von Strom und Wärme bereitzustellen. Dadurch wird eine Kaskadennutzung der nachwachsenden Rohstoffe ermöglicht, was eine nachhaltige und ressourceneffiziente Alternative zu den bisher genutzten Verfahren der Schlempeverwertung darstellt.

Angaben zu Stoffdaten sind in Tabelle 4.6 und zu Gaserträgen in Tabelle 4.7 in Kapitel 4.4 dargestellt.

4.2.3 Biodieselproduktion

Nebenprodukte aus der Biodieselproduktion sind Rapspresskuchen und Rohglycerin. Beide Stoffe eignen sich aufgrund ihrer als hoch einzustufenden Gasausbeute (Tabelle 4.6) als Kosubstrate für landwirtschaftliche Biogasanlagen. Die Höhe der Gasausbeute bei Rapspresskuchen wird entscheidend von dessen Restölgehalt bestimmt, welcher wiederum von den Einstellungen der Ölpressen und den Ölgehalten der Rohstoffe beeinflusst wird. Aus diesem Grund sind in der Praxis durchaus Unterschiede in der Gasausbeute verschiedener Rapspresskuchen zu verzeichnen. Bei der Herstellung von einer Tonne Biodie-

sel entstehen etwa 2,2 t Rapspresskuchen und 200 kg Glycerin [4-13]. Allerdings ist der Einsatz von diesen Nebenprodukten der Biodieselproduktion nicht problemlos möglich und sollte im Vorfeld genauestens geprüft werden. Das ist darin begründet, dass bei der Vergärung von Rapspresskuchen sehr hohe Gehalte von Schwefelwasserstoff (H₂S) im Biogas gebildet werden [4-14]. Dieses ist auf die hohen Protein- und Schwefelgehalte des Rapskuchens zurückzuführen. Bei Rohglycerin ist als problematisch anzusehen, dass dieses teilweise mehr als 20 Gew.% Methanol enthält, welches sich in hohen Konzentrationen hemmend auf die methanogenen Bakterien auswirkt [4-15]. Aus diesem Grund sollte Glycerin nur in niedrigen Dosierungen dem Prozess zugeführt werden.

Untersuchungen zur Kofermentation von Rohglycerin mit nachwachsenden Rohstoffen und Wirtschaftsdüngern haben gezeigt, dass der Zusatz von Glycerin in einem Massenanteil von maximal 6 % eine deutliche Kofermentationswirkung verursacht [4-15]. Das bedeutet, es wurde durch die Mischung deutlich mehr Methan produziert, als eigentlich anteilig durch die Einzelsubstrate zu erwarten wäre. Die gleichen Untersuchungen haben ebenfalls deutlich gemacht, dass ab einer Glycerinzusatzmenge von mehr als 8 % keine positive Kofermentationswirkung mehr vorhanden ist bzw. sogar mit einer Hemmung der Methanbildung zu rechnen ist. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Nebenprodukte aus der Biodieselproduktion sich gut als Kosubstrate eigenen, der Einsatz allerdings nur zu geringen Anteilen zu empfehlen ist.

4.2.4 Kartoffelverarbeitung (Stärkeherstellung)

Bei der Stärkeherstellung aus Kartoffeln fällt neben organisch belasteten Abwässern auch sogenannte Kartoffelpülpe als Nebenprodukt an. Diese besteht hauptsächlich aus Schalen, Zellwänden und nicht aufgeschlossenen Stärkezellen, welche nach der Stärkegewinnung übrigbleiben. Je Tonne verarbeiteter Kartoffeln fallen ungefähr 240 kg Pülpe sowie 760 Liter Kartoffelfruchtwasser und 400-600 Liter sogenanntes Prozesswasser [4-16] an.

Derzeit wird ein Teil der Pülpe als Viehfutter an Landwirte abgegeben und der größte Teil des Fruchtwassers als Dünger auf die Felder ausgebracht. Da aber die Verfütterung nur einen kleinen Teil der anfallenden Menge ausmacht und das Ausbringen des Fruchtwassers zu einer Überdüngung der Flächen und zur Versalzung des Grundwassers führen

kann, sind mittelfristig Verwertungsalternativen notwendig.

Eine Möglichkeit ist die Verwertung in Biogasanlagen, da es sich bei den Nebenprodukten um gut vergärbare Substrate handelt. Die stofflichen Eigenschaften sind in den Tabellen 4.6 und 4.7 dargestellt.

Besondere Anforderungen an Hygienemaßnahmen oder die Lagerung bestehen nicht, es sollte jedoch beachtet werden, dass Frucht- und Prozesswasser bei Lagerung in Vorratsbehältern für den Gärprozess wieder erwärmt werden muss, was zusätzliche Energie benötigt.

4.2.5 Zuckergewinnung

Bei der Verarbeitung von Zuckerrüben zur Herstellung von Kristallzucker fallen verschiedene Nebenprodukte an, die hauptsächlich als Viehfutter verwendet werden. Dies sind zum Einen sogenannte Nass-Schnitzel, die nach dem Zerkleinern der Rüben und der anschließenden Extraktion des Zuckers anfallen, und zum Anderen die Melasse, die nach Abtrennen der Zuckerkristalle aus dem eingedickten Zuckersirup verbleibt. Ein Teil der Schnitzel wird durch Einmischen von Melasse und durch Abpressen des enthaltenen Wassers zu Melasseschnitzel weiterverarbeitet und ebenfalls als Tierfutter eingesetzt [4-17, 4-18].

Die Melasse wird neben der Verwendung als Tierfutter auch als Rohstoff in Hefefabriken oder Brennereien eingesetzt. Zwar ist dadurch die verfügbare Menge stark eingeschränkt, jedoch stellen Rübenschnitzel und Melasse auf Grund des Restzuckergehaltes ein gut geeignetes Kosubstrat für die Biogasproduktion dar (vgl. Anhang 4.8, Tabelle 4.9).

Besondere hygienische Anforderungen an Lagerung und Verwendung bestehen derzeit nicht. Die Pressschnitzel werden zur längeren Haltbarkeit einsiliert, was entweder als Einzelsubstrat in Folienschläuchen oder als Mischsubstrat mit z. B. Maissilage erfolgen kann. Melasse wird in entsprechenden Vorratsbehältern gelagert. Dies ist auch vor dem Hintergrund der saisonalen Verfügbarkeit der Zuckerrüben bzw. der Nebenprodukte (September bis Dezember) notwendig, wenn eine ganzjährige Verfügbarkeit von Pressschnitzeln und Melasse sichergestellt werden soll.

4.2.6 Nebenprodukte der Obstverarbeitung

Bei der Verarbeitung von Trauben und Obst zu Wein und Fruchtsaft fallen Trester als Nebenprodukte an.

4.000

Tabelle 4.5: Standard-Biogaserträge rein pflanzlicher Nebenprodukte gemäß Positivliste des EEG 2009

Rein pflanzliches Nebenprodukt	Standard Biogasertrag nach Nr. V. der Anlage 2 zum EEG			
	[kWh _{el} /t FM]	[Nm³ CH ₄ /t FM]		
Biertreber (frisch oder abgepresst)	231	62		
Gemüseabputz	100	27		
Gemüse (aussortiert)	150	41		
Getreide (Ausputz)	960	259		
Getreideschlempe (Weizen) aus der Alkoholproduktion	68	18		
Getreidestaub	652	176		
Glycerin aus der Verarbeitung von Pflanzenölen	1.346	364		
Heil- und Gewürzpflanzen	220	59		
Kartoffeln (aussortiert)	350	95		
Kartoffeln (gemust, mittle- rer Stärkegehalt)	251	68		
Kartoffelfruchtwasser aus der Stärkeproduktion	43	12		
Kartoffelprozesswasser aus der Stärkeproduktion	11	3		
Kartoffelpülpe aus der Stärkeproduktion	229	62		
Kartoffelschalen	251	68		
Kartoffelschlempe aus der Alkoholproduktion	63	17		
Melasse aus der Rübenzuckerherstellung	629	170		
Obsttrester (frisch, unbehandelt)	187	51		
Rapsextraktionsschrot	1.038	281		
Rapskuchen (Restölgehalt ca. 15 %)	1.160	314		
Schnittblumen (aussortiert)	210	57		
Zuckerrübenpresskuchen aus der Zuckerproduktion	242	65		
Zuckerrübenschnitzel	242	65		

Diese werden wegen ihrer noch hohen Gehalte an Zucker bevorzugt als Rohstoff für die Alkoholherstellung genutzt. Aber auch als Viehfutter oder als Grundstoff für die Pektinherstellung finden Trester Verwendung. Je Hektoliter Wein bzw. Fruchtsaft fallen ca. 25 kg Trester und je Hektoliter Fruchtnektar rund 10 kg Trester an [4-12]. Die wichtigsten

Stoffdaten sind in den Tabellen 4.6 und 4.7 aufgeführt.

Fremd- oder Störstoffe sind auf Grund des vorhergehenden Produktionsprozesses nicht zu erwarten, auch ist eine Hygienisierung nicht notwendig. Bei längerer Lagerung ist eine Silierung der Substrate notwendig.

4.3 Rein pflanzliche Nebenprodukte gemäß EEG

Im Folgenden werden die rein pflanzlichen Nebenprodukte gemäß EEG (Positivliste rein pflanzlicher Nebenprodukte) mit den gesetzlich festgelegten Standard-Biogaserträgen vollständig dargestellt (vgl. Kapitel 7.3.3.2). Um eine Vergleichbarkeit mit den in diesem Kapitel beschriebenen Substraten zu ermöglichen, wird der gesetzlich festgelegte Standard-Biogasertrag (in kWh_{el}/t FM) in eine Methanausbeute umgerechnet (Tabelle 4.5). Dabei werden ein elektrischer Wirkungsgrad des BHKW von 37 % und ein unterer Heizwert von Methan mit 9,97 kWh/Nm³ unterstellt (siehe Tabelle 4.5).

Als problematisch ist grundsätzlich festzustellen, dass in der Gesetzesgrundlage nur sehr grobe Angaben zu den Stoffeigenschaften der Nebenprodukte gemacht werden. Da die Gasausbeute beeinflussenden Stoffeigenschaften der Nebenprodukte (insbesondere: Trockensubstanz- und Restölgehalt) in der Praxis sehr breit streuen (vgl. Kapitel 4.2), sind erhebliche Abweichungen der tatsächlich erzielbaren zu den gesetzlich festgelegten Gasausbeuten möglich. Dadurch kommt es zwangsläufig zu einer Über- bzw. Unterbewertung der aus den zugelassenen rein pflanzlichen Nebenprodukten erzielten Biogaserträge.

4.4 Stoffdaten und Gaserträge rein pflanzlicher Nebenprodukte

In den folgenden Tabellen sind Stoffdaten und Gaserträge ausgewählter Substrate aus Kapitel 4.2 dargestellt. Es werden, falls verfügbar, sowohl eine Spanne als auch ein Mittelwert der verschiedenen Parameter aufgeführt. Aufgrund der teilweise erheblichen Spannbreite sowohl bei den Stoffdaten als auch bei den Gaserträgen wird deutlich, dass die "Substratqualität" in der Praxis sehr breit streut und von vielen Faktoren seitens der Herstellung beeinflusst wird. Die hier aufgeführten Daten sollen als Orientierung dienen mit dem Hinweis, dass in der Praxis erzielbare

Tabelle 4.6: Stoffdaten ausgewählter rein pflanzlicher Nebenprodukte nach [4-1],[4-2], [4-12], [4-17]

C haras		TS	oTS	N	P ₂ O ₅	K ₂ O
Substrat		[%]	[% TS]		[% TS]	
Biertreber	Δ	20-25	70-80	4-5	1,5	n. a.
	Ø	22,5	75	4,5	1,5	n. a.
Getreide- schlempe	Δ	6-8	83-88	6-10	3,6-6	n. a.
	Ø	6	94	8	4,8	n. a.
Kartoffel- schlempe	Δ	6-7	85-95	5-13	0,9	n. a.
	Ø	6	85	9	0,73	n. a.
Obst- schlempe	Δ	2-3	ca. 95	n. a.	0,73	n. a.
	Ø	2,5	95	n. a.	0,73	n. a.
Rohglycerin	[4-1]	100	90	n. a.	n. a.	n. a.
	[4-15]	47	70	n. a.	n. a.	n. a.
Rapskuchen		92	87	n. a.	n. a.	n. a.
Kartoffel- pülpe	Ø	ca. 13	90	0,5-1	0,1-0,2	1,8
Kartoffel- fruchtwasser	Δ	3,7	70-75	4-5	2,5-3	5,5
	Ø	3,7	72,5	4,5	2,8	5,5
Zuckerrü- benschnitzel	Δ	22-26	95	n. a.	n. a.	n. a.
	Ø	24	95	n. a.	n. a.	n. a.
Melasse	Δ	80-90	85-90	1,5	0,3	n. a.
	Ø	85	87,5	1,5	0,3	n. a.
Apfeltrester	Δ	25-45	85-90	1,1	1,4	n. a.
	Ø	35	87,5	1,1	1,4	n. a.
Rebentrester	Δ	40-50	80-90	1,5-3	3,7-7,8	n. a.
	Ø	45	85	2,3	5,8	n. a.

 Δ : Bereich der Messwerte; \varnothing : Mittelwert

Ergebnisse teilweise deutlich nach oben oder unten abweichen können.

4.5 Grün- und Rasenschnitt

Durch die kommunale Pflege von Parkflächen und begrünten Straßenrändern fallen große Mengen an Grün- und Rasenschnitt an. Da dieses Material aber nur saisonal anfällt, muss es für eine ganzjährige Bereitstellung als Biogas-Substrat siliert werden. Dies ist aber wegen des weit verstreuten Aufkommens nur

Tabelle 4.7: Biogaserträge ausgewählter Substrate aus der Agroindustrie [4-1],[4-2], [4-12], [4-15] verändert

Substrat		Biogas- ertrag	Methan- ertrag	Methan- ausbeute
		[Nm³/t Substrat]	[Nm³/t Substrat]	[Nm³/t oTS]
Biertreber	Δ	105-130	62-112	295-443
	Ø	118	70	313
Getreideschlempe	Δ	30-50	18-35	258-420
	Ø	39	22	385
Kartoffelschlempe	Δ	26-42	12-24	240-420
	Ø	34	18	362
Obstschlempe	Δ	10-20	6-12	180-390
	Ø	15	9	285
Rohglycerin	Δ	240-260	140-155	170-200
	Ø	250	147	185
Rapskuchen	Ø	660	317	396
Kartoffelpülpe	Δ	70-90	44-50	358-413
	Ø	80	47	336
Kartoffelfrucht- wasser	Δ	50-56	28-31	825-1100
	Ø	53	30	963
Zuckerrüben- schnitzel	Δ	60-75	44-54	181-254
	Ø	68	49	218
Melasse	Δ	290-340	210-247	261-355
	Ø	315	229	308
Apfeltrester	Δ	145-150	98-101	446-459
	Ø	148	100	453
Rebentrester	Δ	250-270	169-182	432-466
	Ø	260	176	448

 Δ : Bereich der Messwerte; \varnothing : Mittelwert

bedingt sinnvoll, will man zu hohe Transportkosten vermeiden. Sind die anfallenden Mengen sehr gering und zeitlich verzögert, so kann die Zugabe auch im frischen Zustand erfolgen. Diese Zugabe sollte allerdings äußerst vorsichtig geschehen, da sich die Bakterien erst auf die neue Substratqualität einstellen müssen und bei zu großen Mengen Prozessstörungen nicht ausgeschlossen sind. Einige wichtige Stoffdaten sowie die Biogasausbeute und den Methangehalt zeigt die Tabelle 4.8. In der Regel wird Grün- und Rasenschnitt nicht der Biogaserzeugung, sondern vielmehr der Kompostierung zugeführt.

Tabelle 4.8: Stoffeigenschaften von Grünschnitt [4-12], [4-19]

Substrat	TS [%]	oTS [% TS]	N [%	P ₂ O ₅	Biogasertrag [Nm³/t FM]	Methanertrag [Nm³/t FM]	Methanausbeute [Nm³/t oTS]
Grünschnitt	12	87	2,5	4	175	105	369

Das Handling ist bis auf die angesprochenen logistischen Schwierigkeiten bei der Silierung unproblematisch. Eventuell muss das Material vor Einbringen in die Biogasanlage von Störstoffen, wie Ästen oder Steinen, befreit werden.

4.6 Landschaftspflegematerial

Der Begriff Landschaftspflegematerial ist aktivitätsbezogen und umfasst Materialien aus landwirtschaftlicher und gartenbaulicher Tätigkeit, sofern diese vorrangig der Landschaftspflege dienen [4-20]. Zu den Flächen auf denen Landschaftspflegematerial anfällt, zählen sowohl Naturschutzflächen als auch Flächen, auf denen vegetationstechnische Pflegemaßnahmen vorgenommen werden. Somit zählen Schnitt- und Mähgut von geschützten Biotopen, Vertragsnaturschutzflächen und Flächen aus Agrarumwelt- oder vergleichbaren Förderprogrammen als Landschaftspflegematerial. Fernerhin gilt auch Straßenbegleitgrün, kommunaler Grünschnitt sowie Grünschnitt aus der privaten und öffentlichen Garten- und Parkpflege, aus der Sport- und Golfplatzpflege sowie von Gewässerrandstreifen als Landschaftspflegematerial. Aufgrund der Tatsache, dass die Pflege von Naturschutzflächen meist nur einmal jährlich erfolgen kann, weist dieses Material überwiegend hohe Trockenmasse- und Ligningehalte auf. Das ist wiederum mit verminderten Gaserträgen und einer schlechten Siliereignung verbunden. Darüber hinaus setzt der Einsatz der beschriebenen Stoffe ganz bestimmte Techniken bzw. Verfahren zur Verarbeitung voraus, die derzeit entweder sehr kostenintensiv oder noch nicht Stand der Technik sind. Demgegenüber sind die Landschaftspflegematerialen aus vegetationstechnischen Pflegemaßnahmen, z. B. kommunaler Grasschnitt und Rasenschnitt von Sport- und Golfplätzen, nur gering verholzt und somit leichter vergärbar.

Um den Landschaftspflegebonus in Höhe von 2 Cent/kWh_{el} zu erhalten, müssen innerhalb eines Kalenderjahres mehr als 50 Gew.-% der Einsatzstoffe (bezogen auf die Frischmasse) aus der Landschaftspflege kommen (s. a. Kap. 7.3.3.2).

4.7 Literaturverzeichnis

- [4-1] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Faustzahlen Biogas; Darmstadt, 2007
- [4-2] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Faustzahlen Biogas; 2. Aufl., Darmstadt, 2009
- [4-3] Weiland, P.: Grundlagen der Methangärung Biologie und Substrate; VDI-Berichte, Nr. 1620 "Biogas als regenerative Energie Stand und Perspektiven"; S. 19–32; VDI-Verlag 2001
- [4-4] Weiland, P. et al.: Bundesweite Evaluierung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen; 16. Symposium Bioenergie-Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas; Bad Staffelstein 2007, S.236–241
- [4-5] Weiland, P.: Stand und Perspektiven der Biogasnutzung und –erzeugung in Deutschland; Gülzower Fachgespräche, Band 15: Energetische Nutzung von Biogas: "Stand der Technik und Optimierungspotenzial"; S. 8–27; Weimar 2000
- [4-6] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Standortangepasste Anbausysteme für Energiepflanzen; Gülzow, 2008
- [4-7] Karpenstein-Machan, M.: Energiepflanzenbau für Biogasanlagenbetreiber, DLG Verlag; Frankfurt/M., 2005
- [4-8] Dörfler, H. (Hrsg.): Der praktische Landwirt; 4. Aufl.; BLV Verl.-Ges., München; 1990
- [4-9] Hassan, E.: Untersuchungen zur Vergärung von Futterrübensilage; BLE-Projekt Az. 99UM031; Abschlußbericht; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig; 2001
- [4-10] Schattauer, A.: Untersuchungen zur Biomethanisierung von Zuckerrüben; Masterarbeit angefertigt im Institut für Technologie und Biosystemtechnik; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL); Braunschweig; 2002
- [4-11] Bischoff, M.: Erkenntnisse beim Einsatz von Zusatz- und Hilfsstoffen sowie Spurenelementen in Biogasanlagen; VDI Berichte, Nr. 2057; "Biogas 2009 – Energieträger der Zukunft"; VDI Verlag, Düsseldorf 2009, S.111–123
- [4-12] Wilfert, R.; Schattauer, A.: Biogasgewinnung und –nutzung Eine technische, ökonomische und ökologische Analyse; DBU-Projekt, 1. Zwischenbericht; Institut für Energetik und Umwelt GmbH, Leipzig; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig; 2002
- [4-13] Anonymus: Die Herstellung von Biodiesel; innovas news; Anwendungsbeispiel Biogas 3/98; München, 1998

- [4-14] Wesolowski, S.; Ferchau, E.; Trimis, D.: Untersuchung und Bewertung organischer Stoffe aus landwirtschaftlichen Betrieben zur Erzeugung von Biogas in Co- und Monofermentationsprozessen; Schriftenreihe des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Heft 18/2009; Dresden, 2009
- [4-15] Amon, T.; Kryvoruchko, V.; Amon, B.; Schreiner, M.: Untersuchungen zur Wirkung von Rohglycerin aus der Biodieselerzeugung als leistungssteigerndes Zusatzmittel zur Biogaserzeugung aus Silomais, Körnermais, Rapspresskuchen und Schweinegülle; Universität für Bodenkultur Wien, Department für Nachhaltige Agrarsysteme; Wien, 2004
- [4-16] Umweltbericht; Emsland-Stärke; Download vom 16.09.2002; www.emsland-staerke.de/d/umwelt.htm

- [4-17] Schnitzel und Melasse Daten, Fakten, Vorschriften; Verein der Zuckerindustrie; Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup, 1996
- [4-18] Konzept zur Qualität und Produktsicherheit für Futtermittel aus der Zuckerrübenverarbeitung; Broschüre;
 2. Aufl.; Verein der Zuckerindustrie; 2003
- [4-19] KTBL Arbeitspapier 249 Kofermentation; Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft KTBL; Darmstadt 1998
- [4-20] Empfehlung der Clearingstelle EEG vom 24.09.2009, http://www.clearingstelle-eeg.de/EmpfV/2008/48



Quelle: Kuhn (LWG)

4.8 Anhang

Tabelle 4.9: Übersicht über die Substrateigenschaften

	TS	оТЅ	N ^a	P ₂ O ₅	K ₂ O	Biogasertrag	CH ₄ -Ertrag	CH ₄ -Ausbeute
Substrat	[%]	[% TS]		[% TS]		[Nm³/t FM]	[Nm³/t FM]	[Nm³/t oTS]
Wirtschaftsdünger								
Rindergülle	10	80	3,5	1,7	6,3	25	14	210
Schweinegülle	6	80	3,6	2,5	2,4	28	17	250
Rindermist	25	80	5,6	3,2	8,8	80	44	250
Geflügelmist	40	75	18,4	14,3	13,5	140	90	280
Pferdekot ohne Stroh	28	75	n. a.	n. a.	n. a.	63	35	165
Nachwachsende Roh	stoffe							
Maissilage	33	95	2,8	1,8	4,3	200	106	340
Getreide-GPS	33	95	4,4	2,8	6,9	190	105	329
Grünroggensilage	25	90				150	79	324
Getreidekörner	87	97	12,5	7,2	5 <i>,</i> 7	620	329	389
Grassilage	35	90	4,0	2,2	8,9	180	98	310
Zuckerrüben	23	90	1,8	0,8	2,2	130	72	350
Futterrüben	16	90	n. a.	n. a.	n. a.	90	50	350
Sonnenblumensilage	25	90	n. a.	n. a.	n. a.	120	68	298
Sudangras	27	91	n. a.	n. a.	n. a.	128	70	286
Zuckerhirse	22	91	n. a.	n. a.	n. a.	108	58	291
Grünroggen ^b	25	88	n. a.	n. a.	n. a.	130	70	319
Substrate der verarbe	itende	n Industrie						
Biertreber	23	75	4,5	1,5	0,3	118	70	313
Getreideschlempe	6	94	8,0	4,8	0,6	39	22	385
Kartoffelschlempe	6	85	9,0	0,7	4,0	34	18	362
Obstschlempe	2,5	95	n. a.	0,7	n. a.	15	9	285
Rohglycerin ^c	n. a.	n. a.	n. a.	n. a.	n. a.	250	147	185
Rapspresskuchen	92	87	52,4	24,8	16,4	660	317	396
Kartoffelpülpe	13	90	0,8	0,2	6,6	80	47	336
Kartoffelfrucht- wasser	3,7	73	4,5	2,8	5,5	53	30	963
Z-Pressschnitzel	24	95	n. a.	n. a.	n. a.	68	49	218
Melasse	85	88	1,5	0,3	n. a.	315	229	308
Apfeltrester	35	88	1,1	1,4	1,9	148	100	453
Rebentrester	45	85	2,3	5,8	n. a.	260	176	448
Grün- und Rasenschr	nitt							
Grünschnitt	12	87,5	2,5	4,0	n. a.	175	105	369



<sup>a. N-Gehalte im Gärrest ohne Berücksichtigung von Lagerverlusten
b. angewelkt
c. in der Praxis stark variierende Ergebnisse, abhängig vom Verfahren der Biodieselherstellung</sup>



Betrieb von Biogasanlagen

Die Wirtschaftlichkeit einer richtig geplanten Biogasanlage wird von der Verfügbarkeit und Auslastung des Gesamtprozesses bestimmt. Die Funktionalität und Betriebssicherheit der eingesetzten Technik sowie eine konstant hohe Abbauleistung des biologischen Prozesses sind dabei bestimmende Faktoren.

Da der Betrieb von technischen Anlagen unvermeidbaren Störungen unterliegt, müssen geeignete Instrumente zur Hand sein, diese Störungen zu detektieren, den Fehler zu identifizieren und zu beheben. Die Prozesskontrolle geschieht dabei immer in Interaktion mit dem Personal, wobei der Grad der Automatisierung sehr unterschiedlich sein kann. Die Vorteile der Automatisierung von Überwachungs- und Regelalgorithmen liegen in der permanenten Verfügbarkeit und dem Erreichen einer gewissen Unabhängigkeit vom Fachpersonal. Die Fernübertragung von Daten entkoppelt zudem Anwesenheit von Personal auf der Anlage und Prozessüberwachung. Die Nachteile einer umfangreichen Automatisierung liegen in den entstehenden Mehrkosten. Da diese Vor- und Nachteile je nach Anlagenspezifikationen unterschiedlich zu wichten sind, kann nicht von einer standardisierten messtechnischen Ausstattung für Biogasanlagen ausgegangen werden. Die verwendeten Instrumente müssen den jeweiligen spezifischen Bedingungen angepasst werden.

Im Folgenden werden zuerst die Messgrößen betrachtet, die zur Beobachtung des biologischen Prozesses dienen können.

Die Ausführungen beziehen sich auf Nassvergärungsanlagen. Auf abweichende Besonderheiten bei Boxenfermentern wird jeweils hingewiesen.

5.1 Kenndaten zur Überwachung des biologischen Prozesses

Die Überwachung und Regelung des biologischen Prozesses stellt eine Herausforderung dar. Das Prozessziel

des anaeroben Abbaus im landwirtschaftlichen Bereich ist im Normalfall eine konstante Methanproduktionsrate. Der am häufigsten eingesetzte Verfahrenstyp ist der (semi-)kontinuierlich betriebene volldurchmischte Rührkesselreaktor (engl. CSTR: Continuous Stirred Tank Reactor). Eine konstante Methanproduktion wird hier erreicht, wenn sich der stationäre Betriebszustand eingestellt hat. Im stationären Zustand sind Änderungen der Prozessgrößen gleich null und die prozesspezifischen, maximalen Umsatzraten werden erzielt [5-26].

$$V \frac{dS}{dt} = Q_{in} \cdot S_{o} - Q_{out} \cdot S + V \cdot r_{s} = 0$$

Gleichung 5.1: Stationärer Betriebszustand (Q: Volumenstrom ($l \cdot d^{-1}$) (Input, Output), V: Reaktionsvolumen (l), r_s : Reaktionsrate $g \cdot (d \cdot l)^{-1}$, S_o : Konzentration Substrat Zulauf ($g \cdot l^{-1}$), S: Konzentration Substrat Ablauf ($g \cdot l^{-1}$))

Größen wie die Raumbelastung, Verweildauer, der erreichbare Abbaugrad und die Gasproduktionsrate sind daher durch die Dimensionierung der Anlage und das eingesetzte Substrat vorgegeben. Durch den Anlagenbetreiber muss gewährleistet werden, dass diese Größen soweit wie möglich konstant gehalten werden. Der stationäre Zustand ist praktisch jedoch nicht erreichbar, da es unvermeidbar zu Störungen kommt (z. B. Veränderungen der Substrateigenschaften, Störungen wie Ausfall von Pumpen, Eintrag von Desinfektionsmitteln etc.). Diese Störungen führen zu Abweichungen vom Sollzustand, die erkannt werden müssen, damit die Ursache identifiziert und behoben werden kann.

Diese Abweichung vom stationären Zustand kann direkt mittels einer Bilanzierung der Stoffflüsse detektiert werden. In der praktischen Anwendung stellt jedoch eine präzise Messung der stofflichen Zusam-

5000

mensetzung des In- und Outputs und in vielen Fällen schon die Messung der tatsächlich eingefahrenen Substratmenge und produzierten Gasmenge ein Problem dar, so dass eine exakte, geschlossene Massenbilanzierung nicht mit vertretbarem Aufwand realisierbar ist. Aus diesem Grund wird auf vielen Anlagen mit angepassten Teillösungen gearbeitet, die nicht immer ausreichend sind, um einen stabilen Prozess zu gewährleisten.

Im Folgenden werden die dafür zur Verfügung stehenden und gebräuchlichsten Messgrößen zur Beurteilung des biologischen Prozesses vorgestellt.

5.1.1 Biogasproduktionsrate

Das gebildete Biogas ist als Stoffwechselprodukt und Zielgröße eine wichtige Messgröße. Die Biogasproduktionsrate stellt die produzierte Gasmenge pro Zeiteinheit (z. B. d⁻¹) dar und dient bei bekannter Beschickungsmenge und Substratzusammensetzung als Basis für die Berechnung der spezifischen Biogasproduktion (substrat- und volumenspezifisch). Die Messung der Biogasproduktionsrate ist für die Bilanzierung der Stoffwechselvorgänge und zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit der methanogenen Population unumgänglich.

Bei der Installation von Geräten zur Erfassung von gasförmigen Durchflüssen ist die Positionierung der Sensoren zu beachten. Wenn der Prozesszustand einzelner Fermenter beobachtet werden soll, muss deren Gasproduktionsrate auch separat erfasst werden. Bei Foliendächern ist für die Berechnung der Gasproduktionsrate das Speichervolumen zu berücksichtigen, welches durch die Erfassung von Füllstand (z. B. Seilzug-Wegaufnehmer), Innendruck und Temperatur im Gasraum geschehen kann. Sensoren im Gasraum müssen den Anforderungen des Explosionsschutzes genügen und sollten beständig gegenüber Korrosion und der hohen Feuchte sein. Da die Foliendächer auch zur Speicherung von Biogas dienen, ist die Messung von Gasproduktionsrate und verfügbarem Speichervolumen für die Steuerung der BHKW-Leistung von großer Bedeutung.

Bei der Messung von Gasdurchflüssen in Rohrleitungen ist zu beachten, dass die vom Hersteller vorgegebenen Einlaufstrecken zur Herstellung laminarer Strömungen gewährleistet sind. Messgeräte mit beweglichen Teilen im Biogasstrom sind anfällig für Störungen aufgrund der Verunreinigungen, die im Biogasstrom mitgeführt werden. Geräte die auf dem thermischen und dem Fluidistor-Messprinzip beruhen

sowie Wirbel-Durchflussmesser werden in der Biogasbranche angewendet.

5.1.2 Gaszusammensetzung

Die Zusammensetzung des Biogases kann zur Beurteilung verschiedener Sachverhalte dienen. Die einzelnen Komponenten und deren Bedeutung für den Prozess sind im Folgenden kurz erläutert.

5.1.2.1 Methan

Der Anteil an Methan im Biogas dient zur Bewertung des Zustandes der methanogenen Biozönose. In Zusammenhang mit der Gasproduktionsrate kann die Methanproduktionsrate errechnet werden – sinkt diese trotz konstanter Beschickung deutlich ab, so ist von einer Hemmung der methanogenen Archaeen auszugehen. Für die Bewertung der Methanproduktivität sind Messstellen in den einzelnen Fermentern vorzusehen. Methankonzentrationen werden in der Biogastechnologie mit Infrarotsensoren oder Wärmeleitfähigkeitssensoren gemessen.

Für das Blockheizkraftwerk ist von Bedeutung, dass der Gehalt an Methan im Gas nicht unter 40-45 % sinkt, da die Motoren das Biogas dann nicht mehr verwerten können.

5.1.2.2 Kohlendioxid

Kohlendioxid wird in der Phase der Hydrolyse/Säurebildung sowie bei der Methanbildung gebildet. Es löst sich in Wasser und bildet so den wichtigen Hydrogencarbonatpuffer. Sinkt das Methan/Kohlendioxidverhältnis im Biogas, ohne das die Substratzusammensetzung geändert wurde, kann die Ursache in einer gegenüber der Methanbildung verstärkten Säurebildung liegen. Das Gleichgewicht der Massenströme im Abbauprozess ist dann gestört. Die Ursache kann eine Schwankung in der Inputmenge oder eine Hemmung der methanogenen Population sein.

Kohlendioxid wird wie Methan mit Infrarotsensoren oder Wärmeleitfähigkeitssensoren gemessen.

5.1.2.3 Sauerstoff

Sauerstoff sollte im Biogas nur dann nachweisbar sein, wenn er zur biologischen Entschwefelung zugegeben wird. Dann kann die Sauerstoffmessung zur Einstellung des zur Entschwefelung notwendigen Sauerstoffgehaltes dienen. Sauerstoff kann mit elektrochemischen Sensoren und paramagnetischen Sensoren gemessen werden.

5.1.2.4 Schwefelwasserstoff

Die Hersteller von Blockheizkraftwerken geben Grenzwerte für die Konzentration an Schwefelwasserstoff an, da dessen Oxidationsprodukte stark korrosive Eigenschaften aufweisen. Die Messung dient daher in erster Linie zum Schutz des BHKWs.

Zu Beeinflussungen der methanogenen Archaeen durch hohe Schwefelwasserstoffkonzentrationen kommt es erst bei Konzentrationen im Prozentbereich (ca. 20.000 ppm), was bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen selten auftritt. Schwefelwasserstoff wird mit elektrochemischen Sensoren gemessen.

5.1.2.5 Wasserstoff

Wasserstoff ist ein wichtiges Zwischenprodukt im Methanbildungsprozess, welches vorrangig in der Säurebildung und Essigsäurebildung freigesetzt wird, bevor es zu Methan umgewandelt wird. Es hat mehrere Versuche gegeben, die Wasserstoffkonzentration im Biogas zur Detektierung von Prozessstörungen zu verwenden. Dabei ist vor allem von Bedeutung, dass die Essigsäurebildung aus höherkettigen Fettsäuren und die Verwertung von Wasserstoff zu Methan theoretisch nur in einem engen Konzentrationsbereich gemeinsam ablaufen können. Die Eignung dieses Parameters ist umstritten, da die Zuordnung von Wasserstoffkonzentration im Biogas und Störung nicht immer eindeutig gelingt. Die Wasserstoffkonzentration im Biogas kann einfach mittels elektrochemischer Sensoren gemessen werden. Die Eignung des Wasserstoffpartialdruckes im Gärsubstrat als Regelparameter wurde bisher wenig untersucht.

Die meisten Hersteller von Gasanalysegeräten im Biogasbereich bieten modulare Geräte an, wobei der Nutzer Art der Sensoren und Anzahl der Messstellen wählen kann. Bei den elektrochemischen Sensoren ist zu beachten, dass diese sich "verbrauchen" und eine stärkere Drift als z. B. die Infrarotsensoren aufweisen. Auf eine regelmäßige Kalibrierung der Sensoren muss geachtet werden.

5.1.3 Temperatur

Generell erhöht sich die Reaktionsgeschwindigkeit mit steigenden Temperaturen. Biologische Prozesse weisen jedoch hinsichtlich der Temperatur Optima auf, da organische Strukturen (z. B. Proteine) bei steigenden Temperaturen instabil werden können und ihre Funktionalität verlieren. Für die technische Anwendung anaerober Prozesse unterscheidet man im Wesentlichen zwei Temperaturbereiche:

- mesophiler Bereich ca. 37 bis 43 °C
- thermophiler Bereich ca. 50 bis 60 °C

Da bei der anaeroben Fermentation kaum Wärme (von einigen NawaRo-Anlagen abgesehen) entsteht, muss das Substrat auf Gärtemperatur aufgeheizt werden. Dabei ist wichtig, dass die Temperatur konstant gehalten wird. Vor allem der thermophile Prozess reagiert empfindlich auf Temperaturschwankungen.

In einigen Fällen wiesen Anlagen, die Maissilage verwenden, eine Erwärmung auf, die eine Kühlung erforderlich machen kann.

Die zur Messungen der Temperatur verwendeten Fühler sollten in unterschiedlichen Höhen installiert werden, damit können Schichtungen und mangelnde Durchmischung festgestellt werden. Es ist zudem darauf zu achten, dass die Sensoren nicht in Totzonen oder zu nah an den Temperierungseinrichtungen installiert werden. Für die Messung der Temperatur sind Widerstandssensoren (z. B. PT 1000 oder PT 100) oder Thermoelemente geeignet.

5.1.4 Inputmenge und Füllstände

Für eine Bilanzierung der Abbauprozesse ist eine präzise Messung der zugegebenen Substratmenge unbedingt notwendig. Da neben dem Eintrag von flüssigen Substraten auch Feststoffe in die Fermenter eingebracht werden, kommen verschiedene Messsysteme zum Einsatz.

Feststoffe werden am besten gewogen, dies geschieht mittels Radladerwaagen oder Wägeeinrichtungen an den Eintragssystemen. Letztere sind dabei genauer und einfacher in automatisierte Prozessteuerungen integrierbar. Für die Wägeeinrichtungen werden Drucksensoren verwendet, die "schwebende" Behälter voraussetzen. Verschmutzungen im Bereich dieser Sensoren müssen daher ebenso vermieden werden, wie ein Nachfüllen der Vorlagebehälter während der Beschickung.

Für die flüssigen Substrate können an Rohrleitungen Durchflussmesseinrichtungen verwendet werden oder bei dem Vorhandensein von Vorgruben kann das zugegebene Volumen auch mittels Füllstandsmessgeräten ermittelt werden.

Füllstände (auch für die Fermenter) können mittels Drucksensoren (hydrostatischer Druck im Fermenter) oder Abstandsmessungen zur Oberfläche mittels Ultraschall oder Radar bestimmt werden. Bei der Wahl der Sensoren sollte auf Korrosionsbeständigkeit und Unempfindlichkeit gegenüber Verschmutzungen geachtet werden, zumal die Wartung im Fermenter sehr aufwändig ist. Bei der Wahl und Anordnung der Sensoren ist zu beachten, dass es durch besondere Betriebszustände wie Ablagerungen am Fermenterboden (z. B. Sand), Schaumbildung, Schwefelablagerungen im Gasraum etc. nicht zu Beeinträchtigungen der Messungen kommt. Außerdem ist der Explosionsschutz zu gewährleisten.

Für die Durchflussmesseinrichtungen haben sich Geräte bewährt, die ohne bewegliche Teile im Messmedium auskommen. Es werden hauptsächlich induktive und kapazitive Sensoren eingesetzt, vereinzelt kommen Ultraschall und Wärmeleitfähigkeitssensoren zum Einsatz. Je nach Verfahren ist auf eine ausreichende Einlaufstrecke vor den Sensoren zur Herstellung laminarer Strömungen im Rohr zu achten. Die Durchflussmessung hat den Vorteil, dass, wenn durch günstige Schieberanordung mehrere Beschickungsstrecken durch eine Rohrleitung geleitet werden können, mit einem Messgerät mehrere Beschickungsstrecken überwacht werden können.

5.1.5 Substratcharakterisierung

Neben der Menge des zugeführten Substrates muss die Konzentration und Zusammensetzung des Substrates für eine Massenbilanz bekannt sein.

Für die Konzentration werden Summenparameter wie Trockensubstanzgehalt (TS) und organischer Trockensubstanzgehalt (oTS) verwendet. Für flüssige Substrate kann auch der chemische Sauerstoffbedarf (CSB) verwendet werden, außerdem findet auch der Total Organic Carbon (TOC) hin und wieder Anwendung. Praktisch relevant sind nur die beiden erstgenannten.

Als erster Schritt zur Bestimmung der abbaubaren Anteile im Substrat dient die Bestimmung des Wassergehaltes oder Trockensubstanzgehaltes. Dazu wird eine Probe bei 105°C im Labor bis zur Gewichtskonstanz getrocknet. Es gibt mittlerweile auch Sensorenneuentwicklungen auf Basis von Mikrowellen und Nahinfrarot, die dies online am Prozess bestimmen.

Einen Anhaltspunkt für die Beurteilung der Abbaubarkeit erhält man durch die Bestimmung des Anteiles an organischen Bestandteilen an der Trockensubstanz. Die organische Trockensubstanz ist ein Summenparameter, den man durch Verglühen der getrockneten Probe bei 550 °C erhält. Der Massever-

lust, auch Glühverlust genannt, wird als organische Trockensubstanz bezeichnet. Dieser Wert ist ein Summenparameter, der allerdings nichts zur Abbaubarkeit oder der zu erwartenden Biogasproduktion der getesteten Substanz aussagt. Es gibt in der Literatur Richtwerte, mit deren Hilfe bei Kenntnis des Substrates und des oTS Gehaltes die zu erwartende Gasproduktion abgeschätzt werden kann. Bei der Trocknung der Probe werden flüchtige Stoffe (z. B. wasserdampfflüchtige Säuren) ausgetrieben, die dann nicht mehr im Analyseergebnis enthalten sind. Vor allem bei versäuerten Substraten (z. B. Silagen) kann es so zu erheblichen Fehlern bei der Abschätzung des Gaspotentials kommen. Daher wurde von Weissbach eine Korrektur entwickelt, mit der die flüchtigen Stoffe Berücksichtigung finden. Allerdings ist dieses Verfahren auch deutlich aufwendiger [5-18].

Beim Verglühen der Probe bleibt der Glührückstand zurück, der den Anteil an inerten Inhaltsstoffen im Substrat repräsentiert. Bei Substraten, die große Mengen an Sand enthalten, kann mittels des Glührückstandes der Anteil von Sand abgeschätzt werden, in Kombination mit einer Siebung ergänzend die Korngrößenverteilung des Sandes [5-19]. Der Sandgehalt ist wegen der abrasiven Eigenschaften und der Ablagerung im Fermenter bei einigen Substraten (z. B. Geflügelkot) von Bedeutung.

Eine weitere Präzisierung der Substratcharakterisierung kann durch die Klassifizierung der Substratbestandteile nach Weender (Rohfaser, Rohprotein, Rohfett und stickstofffreie Extraktstoffe, die in Kombination mit Verdaulichkeitsquotienten die Eignung organischer Stoffe als Futter beschreiben, siehe auch 2.3.4.1) oder die Einteilung nach van Soest (Hemicellulose, Cellulose und Lignin) erreicht werden. Diese Bestandteile bestimmen die Art der gebildeten Zwischenprodukte. Bei plötzlichen Substratumstellungen kann es daher plötzlich zu Anreicherungen von Zwischenprodukten kommen, die nicht abgebaut werden können, weil die entsprechende Bakterienpopulation nicht vorhanden ist oder kleine Wachstumsraten aufweist. Mit Hilfe der Futtermittelanalytik lässt sich auch der zu erwartende Gasertrag genauer bestimmen als auf Basis des organischen Trockensubstanzgehaltes. Diese Analytik ist daher auch besser zur Bewertung der Qualität von Substraten geeignet.

Die Bestimmung der Konzentration des Substrates ist für eine verlässliche Massenbilanzierung eine unverzichtbare Größe, die ergänzende Bestimmung der Zusammensetzung kann auch zur Bewertung der Substratqualität herangezogen werden.

5.1.6 Bestimmung der Konzentration von organischen Säuren

Organische Säuren sind ein Zwischenprodukt bei der Bildung von Biogas. Die Säuren dissoziieren in Abhängigkeit vom pH-Wert in wässriger Lösung. Die jeweiligen Anteile lassen sich wie folgt berechnen:

$$f = \frac{10^{pK_s - pH}}{1 + 10^{pK_s - pH}}$$

Gleichung 5.2: Berechnung des Dissoziationsfaktors nach [5-20] (f: Dissoziationsfaktor, pKs: Negativer, dekadischer Logarithmus der Säurekonstante, pH: pH-Wert)

Im stationären Zustand sind die Geschwindigkeiten von Säurebildung und Umwandlung gleich, so dass die Konzentration im Fermenter konstant ist. Kommt es zu einer verstärkten Bildung von Säuren oder/und der Abbau ist gehemmt, reichern sich die gebildeten Säuren an und die Konzentration steigt an. Da das Bakterienwachstum entsprechend der von Monod beschriebenen Gesetze von der Substratkonzentration abhängig ist, zieht eine Erhöhung der Säurekonzentration eine erhöhte Wachstumsgeschwindigkeit nach sich, damit stabilisiert sich der Prozess in gewissen Grenzen selbst. Wenn jedoch die Bildungsgeschwindigkeit der Säuren die Kapazität der säureabbauenden Mikroorganismen dauerhaft überschreitet, steigt die Konzentration weiter an. Wird dann nicht eingegriffen, akkumulieren die Säuren bis zu dem Punkt, an dem die Pufferkapazität des Gärsubstrates aufgebraucht ist und der pH-Wert absinkt. Der Säureabbau wird bei erhöhten Konzentrationen des undissoziierten Anteils der Säuren gehemmt - diese Wirkung wird bei fallendem pH-Wert verstärkt.

Es ist schwierig, einen Grenzwert für eine maximal zulässige Säurekonzentration im stationären Zustand festzulegen, da die sich einstellende Konzentration von Faktoren wie Aufenthaltszeit, verwendetes Substrat und vorhandenen hemmenden Substanzen abhängig ist.

Um eine Orientierung zu geben, sind in der nebenstehenden Tabelle einige Literaturwerte gelistet.

Für die Bewertung des Prozesses ist vor allem wichtig, dass die Säurekonzentration konstant bleibt. Steigt die Säurekonzentration, ist Vorsicht geboten. Für eine Prozessbewertung unter dynamischen Bedingungen, d. h. bei Änderungen von Säurekonzentrationen, sind Prozessmodelle notwendig.

Tabelle 5.1: Grenzwerte für max. zulässige Säurekonzentration

Autor	Grenzwert Konzentration Essigsäureäquivalente (mg·l ⁻¹)	Verfahren, Bemerkung
[5-20]	200 undissozierte Säure	Thermophil betriebener Rührkesselreaktor mit vor- geschaltetem Hydrolyse- reaktor
[5-20]	300 (adaptierte Biozö- nose)undissozierte Säure	Thermophil betriebener Rührkesselreaktor mit vor- geschaltetem Hydrolyse- reaktor
[5-21]	30-60 undissozierte Säure	Kontinuierlich mesophil betriebener Rührkessel- reaktor (CSTR)
[5-2]	80 (Hemmungszu- nahme ab 20) undissozierte Säure	Keine Angaben
[5-22]	100-300 Gesamtsäure	Klärschlammfaulung nor- maler Prozesszustand
[5-22]	1.000-1.500 Gesamtsäure	Klärschlammfaulung normal während der Einfahrphase
[5-22]	1.500-2.000 Gesamtsäure	Klärschlammfaulung Gefahr des Umkippens, Beschickung absetzen oder Alkalizugabe
[5-22]	4.000 Gesamtsäure	Klärschlammfaulung, kaum Chancen kurzfristig zu sanieren
[5-23]	< 1.000 Gesamtsäure	stabile Vergärung

Neben dem Summenparameter der Säuren kann die Konzentration der einzelnen Säuren zusätzliche Informationen liefern. Zeigt das Spektrum, dass die höherkettigen Säuren gegenüber der Essigsäure stärker ansteigen, so ist die Umwandlung dieser Säuren in Essigsäure gehemmt. Die Umwandlung von höherkettigen Säuren zu Essigsäure ist ein endogener Prozess, der nur bei niedrigen Wasserstoffkonzentrationen abläuft, außerdem ist die Wachstumsrate dieser Mikroorganismen klein. Aufgrund dieser ungünstigen Voraussetzungen kann dieser Teilprozess zum Flaschenhals im Prozess werden. Erhöhte Propionsäurekonzentrationen werden entsprechend nur langsam abgebaut.

In einigen Veröffentlichungen wird auf das Verhältnis von Essigsäure und Propionsäure als Parameter zur Beurteilung des Prozesses verwiesen, hier konnte jedoch bisher kein allgemein gültiges Muster nachgewiesen werden.

5000

Es gibt verschiedene Verfahren zur Bestimmung der Konzentration an organischen Säuren (bisher muss für diese Analysen eine Probe gezogen werden, die im Labor analysiert wird):

- als Summenparameter (z. B. Wasserdampf-Destillation nach DIN 38414-19)
- als Spektrum (z.B. Gaschromatographie) oder
- auf Basis empirisch ermittelter Parameter aus dem Ergebnis einer Titration berechnet (FOS – flüchtige organischen Säuren)

Die Bestimmung des Summenparameters nach DIN 38414-19 wird aufgrund zunehmender Verbreitung des FOS-Werts kaum noch durchgeführt. Diese Bestimmung ist durch die notwendige Destillation der wasserdampfflüchtigen Säuren aufwendiger, aber auch genauer als die Bestimmung des FOS-Wertes.

Die Bestimmung des Säurespektrums mittels Gaschromatographie (optional auch Flüssigchromatographie möglich) setzt aufwendige Messtechnik und Erfahrung mit dem Substrat voraus. Als Ergebnis liegt nicht nur die Summe der Säuren vor, es können so auch die Konzentrationen der einzelnen Fraktionen der niedrigen Fettsäuren bestimmt werden. Dieses Verfahren ist das präziseste der genannten Methoden.

Als einfach zu bestimmender Parameter hat sich in den letzten Jahren der FOS-Wert etabliert [5-24]. Der FOS-Wert wird meist in Kombination mit dem TAC-Wert verwendet (FOS/TAC).

Der FOS/TAC-Wert wird durch eine Titration ermittelt. Die Herkunft der Abkürzung TAC ist nicht ganz nachvollziehbar, es werden in der Literatur verschiedene Bezeichnungen verwendet, von denen keine wirklich sprachlich zutreffend und korrekt ist. Der TAC-Wert steht für den "Verbrauch A" an 0,1 N Schwefelsäure bei der Titration einer Probe bis zum pH 5. Die verbrauchte Säuremenge wird in eine entsprechende Karbonatkonzentration umgerechnet (mg CaCO₃/I). Wird dann weiter titriert bis pH 4,4, kann aus dem "Säureverbrauch B" auf die Konzentration an organischen Säuren geschlossen werden. Die verwendeten Berechnungsformeln für die Säurekonzentration sind empirischer Natur:

Probenmenge: 20 ml (zentrifugiert) TAC: Verbrauch A x 250 [mg/l CaCO₃]

FOS: ((Verbrauch B x 1,66) - 0,15) x 500 [mg/l HAc]

Oft wird das Verhältnis FOS/TAC zur Prozessbewertung verwendet. Dabei ist zu beachten, dass die Analysenergebnisse verschiedener Prozesse aufgrund der empirischen Natur der Formeln nicht vergleichbar sind. Der FOS/TAC-Wert sollte erfahrungs-

gemäß nicht größer als 0,8 sein. Auch hier gibt es Ausnahmen und es gilt wie bei den Säuren, dass Probleme durch Änderungen des Wertes erkennbar werden. Bei der Beurteilung der Ergebnisse sollte berücksichtigt werden, nach welchem Verfahren die Berechnung stattgefunden hat.

5.1.7 pH-Wert

Biologische Prozesse sind stark vom pH-Wert abhängig. Der optimale pH-Wert-Bereich für die Methanbildung liegt in einem engen Fenster zwischen rund 7 und 7,5, wobei die Gasbildung auch noch unter- und oberhalb dieses Bereiches möglich ist. Bei den einstufigen Verfahren stellt sich in der Regel automatisch ein pH-Wert im optimalen Bereich ein, da die Bakteriengruppen ein selbstregulierendes System bilden. Beim zweistufigen Prozess ist der pH-Wert in der Hydrolysestufe deutlich niedriger, normalerweise zwischen 5 und 6,5, da die säurebildenden Bakterien hier ihr Optimum aufweisen. Der pH-Wert wird in der methanogenen Stufe dank der Pufferkapazität des Mediums und der Abbauaktivitäten wieder in den neutralen Bereich angehoben.

Der pH-Wert kontrolliert die Dissoziationsgleichgewichte wichtiger Stoffwechselprodukte wie Ammoniak, organische Säuren und Schwefelwasserstoff. Die Pufferkapazität des Mediums (hauptsächlich Hydrogenkarbonat und Ammonium) gewährleistet normalerweise einen stabilen pH-Wert. Kommt es dennoch zu gravierenden Veränderungen und der pH-Wert bewegt sich aus dem Optimalbereich, ist das meist ein Zeichen für ernsthafte Störungen und es sollte sofort gehandelt werden.

5.1.8 Konzentration an Spurenelementen

Als Spurenelemente werden Mineralstoffe bezeichnet, die in sehr geringen Konzentrationen vorkommen. In Anlagen, die ausschließlich mit nachwachsenden Rohstoffen (auch bei Schlempe) betrieben werden, kommt es zu Prozessstörungen, die durch die Zugabe von Spurenelementen aufgehoben werden können. Die Störungen zeigen sich durch eine sinkende Gasproduktion und steigende Säurewerte. Bei Anlagen, die güllebasiert betrieben werden, sind diese Phänomene nicht zu beobachten. Die genauen Mechanismen und die tatsächlich limitierenden Stoffe konnten bisher nicht identifiziert werden, die Konzentrationen an Spurenelementen in den nachwachsenden Rohstoffen liegen jedoch deutlich unter denen, die in Wirtschaftsdüngern nachgewiesen konnten [5-26].

Es werden von einigen Anbietern angepasste Spurenelementmischungen zur Prozessoptimierung angeboten. Es gibt Hinweise, dass die Zugabe von Eisen-Ionen in Form von Eisenchlorid oder Eisenhydroxid, welches oft zur Entschwefelung verwendet wird, bereits stabilisierende Wirkung haben kann. Dies wird darauf zurückgeführt, dass das Sulfid schwerlösliche Metallsulfide bildet, dadurch wird die Verfügbarkeit der Spurenelemente eingeschränkt. Wird das Sulfid vorrangig durch das Eisen gebunden, steigt die Verfügbarkeit der anderen Metalle. In der folgenden Tabelle werden Richtwerte zu den einzelnen Elementen dargestellt.

Tabelle 5.2: Richtwerte zu Spurenelementen

	Richtwerte [5-28]	Richtwerte [5-27]
Element	mg/kgTS	Konzentration mg/l
Cobalt	0,4-10 (optimal 1,8)	0,06
Molybdän	0,05-16 (optimal 4)	0,05
Nickel	4-30 (optimal 16)	0,006
Selen	0,05-4 (optimal 0,5)	0,008
Wolfram	0,1-30 (optimal 0,6)	
Zink	30-400 (optimal 200)	
Mangan	100-1500 (optimal 300)	0,005-50
Kupfer	10-80 (optimal 40)	
Eisen	750-5000 (optimal 2400)	1-10 [5-29]

Ein Verfahren, welches Richtwerte angibt und die Zugabe beschreibt wurde in [5-28] zur Patentierung angemeldet.

Bei der Zugabe von Spurenelementen ist zu beachten, dass es sich hierbei um Schwermetalle handelt, die in hohen Konzentrationen hemmend wirken können und als Schadstoffe gelten. Die Zugabe muss in jedem Fall nach der Maßgabe soviel wie nötig, sowenig wie möglich erfolgen.

5.1.9 Stickstoff, Ammonium, Ammoniak

Beim Abbau von organischen Substanzen, die Stickstoff enthalten, wird dieser zu Ammoniak (NH₃) umgewandelt. Ammoniak ist dissoziiert in Wasser, es bildet sich Ammonium.

Stickstoff wird für den Zellaufbau benötigt und ist somit ein lebensnotwendiger Nährstoff.

Auf der anderen Seite konnte nachgewiesen werden, dass hohe Konzentrationen an Ammoniak/ Ammonium im Substrat hemmende Wirkung auf die Methanbildung haben. Über die genauen Mechanismen, die zur Hemmung führen, besteht noch keine einheitliche Meinung, offensichtlich sind die Bakterien jedoch in der Lage, sich an erhöhte Konzentrationen zu adaptieren. Daher ist es schwierig, klare Aussagen zu Grenzwerten zu treffen, da die Reaktion auf erhöhte Ammoniak/Ammoniumkonzentrationen prozessspezifisch ist.

Vieles deutet darauf hin, dass die hemmende Wirkung vom undissozierten Anteil, also vom Ammoniak ausgeht, es ergibt sich eine Abhängigkeit der hemmenden Wirkung von der vorhandenen Konzentration, der Temperatur und dem pH-Wert. Daraus folgt die in der Praxis bestätigte Konsequenz, dass thermophile Anlagen empfindlicher auf hohe Ammoniumkonzentrationen reagieren als mesophile Anlagen. Der Zusammenhang ist durch die folgende Gleichung dargestellt.

$$c_{NH_3} = c_{NH_4} \cdot \frac{10^{pH}}{e^{\frac{6344}{273+T}} + 10^{pH}}$$

Gleichung 5.3: Berechnung der Ammoniakkonzentration nach [5-30] (c_{NH_3} Konzentration Ammoniak ($g \cdot l^{-1}$), c_{NH_4} Konzentration Ammonium ($g \cdot l^{-1}$), T Temperatur (°C))

Die Abbildung 5.1 stellt das Dissoziationsgleichgewicht und eine Hemmung nach [5-2] dar. Die Absolutwerte der Hemmung können sicherlich nicht auf alle Prozesse übertragen werden (siehe unten), der prinzipielle Verlauf der hemmenden Wirkung ist jedoch übertragbar.

Die Tabelle 5.3 fasst verschiedene Veröffentlichungen zum Thema Ammoniak/Ammoniumhemmung zusammen. Klar ersichtlich ist dabei, dass die Werte erheblich voneinander abweichen, was unterstreicht, dass keine allgemeingültigen Aussagen zum Thema Ammoniak/Ammoniumhemmung gemacht werden können.

[5-21] berichtet im Zusammenhang mit erhöhten Ammoniumkonzentrationen von gleichzeitig erhöhten Säurekonzentrationen, dieser Zusammenhang kann auch in der Praxis beobachtet werden. Die erhöhten Säurekonzentrationen lassen auf eine Wachstumsrate der säureverwertenden Populationen schließen, die nahe deren Maximum liegt. Trotz dieser ungünstigen Bedingungen ist ein stabiler Betrieb möglich, allerdings ist erhöhte Vorsicht bei Belastungsschwankungen geboten, da der Prozess diese nicht mehr durch eine Steigerung der Stoffwechselaktivität abfangen kann. Die Gasproduktion bleibt dann unter Umständen eine

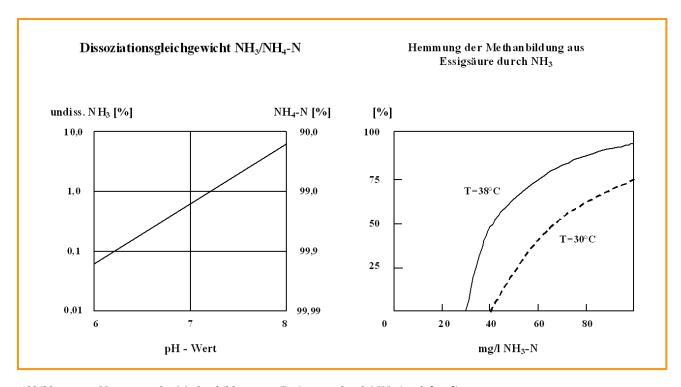


Abbildung 5.1: Hemmung der Methanbildung aus Essigsäure durch NH₃ (nach [5-2])

Tabelle 5.3: Literaturangaben zu Hemmkonzentrationen von Ammoniak

Autor	Konzentration		Bemerkung	
[5-33]	$> 3000 \text{ mg} \cdot l^{-1}NH_4$		Hemmwirkung	
[5-32]	$> 150 \text{ mg} \cdot l^{-1} \text{ NH}_3$		Hemmwirkung	
[5-31]	500 mg · kg ⁻¹ NH ₃ 1200 mg · l ⁻¹ NH ₃		stabiler Betrieb, erhöhte Säurekonzen- trationen, Hemmwirkung	
[5-30]	$< 200 \text{ mg} \cdot l^{-1} \text{ NH}_3$		stabiler Betrieb	
[5-21]	106 mg · l ⁻¹ NH ₃ 155 mg · l ⁻¹ NH ₃ 207 mg · l ⁻¹ NH ₃ 257 mg · l ⁻¹ NH ₃	Abbaugrad % 71 62 61 56	stabiler Betrieb in allen Fällen, jedoch reduzierte Abbau- leistung und erhöhte Säurekonzentration	
[5-34]	$> 700 \text{ mg} \cdot l^{-1} \text{ NH}_3$		Hemmwirkung	

Weile konstant, doch die Säuren reichern sich im Gärsubstrat an. Hohe Ammoniumkonzentrationen wirken als Puffer und somit führen erhöhte Konzentrationen an organischen Säuren nicht unbedingt zu Veränderungen des pH-Wertes.

Unter der Voraussetzung von langen Anpassungszeiten (bis zu einem Jahr) können die Mikroorganismen sich an hohe Ammoniakkonzentrationen adaptieren. Untersuchungen mit Festbettreaktoren haben gezeigt, dass diese sich besser als Rührkesselreaktoren an höhere Konzentrationen adaptieren können. Das lässt den Schluss zu, dass das Bakterienalter bei der Adaption eine Rolle spielt – damit wären hohe Aufenthaltszeiten in Rührkesselreaktoren eine Strategie zur Beherrschung der Hemmwirkung.

Es gibt bisher keine klaren Erkenntnisse, wo die Grenzen bezüglich Ammoniakkonzentration, Raumbelastung und Verweildauer liegen. Die Anpassung braucht Zeit und ist mit schwankenden Abbauleistungen verbunden. Dadurch ist der Anpassungsprozess mit wirtschaftlichem Risiko verbunden.

Ammoniak/Ammonium kann mittels ionensensitiver Sonden, Küvettentests oder auf herkömmliche Art durch destillieren und Weise Titration (DIN 38406, E5) gemessen werden. Die Verwendung von Sonden ist in der Praxis nicht verbreitet, die Bestimmung nach Probenahme im Labor ist gebräuchlicher. Da die Grenzkonzentration prozessspezifisch ist, ist die Ammoniakkonzentration alleine wenig aussagekräftig bezüglich des Prozesszustandes. Mit der Bestimmung des Ammoniumgehaltes sollte immer eine Bestimmung des pH-Wertes einhergehen, um den Gehalt an Ammoniak abschätzen zu können. Sie kann bei auftretenden Störungen helfen, die Ursache zu identifizieren.

5.1.10 Schwimmdecken

Die Bildung von Schwimmdecken kann auf Anlagen mit faserigem Substrat ein Problem darstellen. Schwimmdecken bilden sich, indem faseriges Material aufschwimmt und an der Oberfläche durch Verfilzen eine feste Struktur bildet. Wird die Decke nicht durch geeignete Rührwerke aufgerührt, kann sie bis auf mehrere Meter Stärke anwachsen und muss dann manuell entfernt werden.

Eine gewisse Stabilität der Oberflächenstruktur ist allerdings auf Anlagen, die durch Zugeben von Luft im Gasraum entschwefeln, durchaus erwünscht. Hier dient die Oberfläche als Besiedelungsfläche für die entschwefelnden Bakterien.

Die Schwimmdeckenbehandlung stellt dann ein Optimierungsproblem dar, welches in den meisten Fällen vom Anlagenbetreiber durch visuelle Begutachtung durch das Sichtfenster gelöst wird. Es gibt bisher keine Messtechnik, die die Bildung von Schwimmdecken erfasst.

5.1.11 Schaumbildung

Schaumbildung ist die Folge von reduzierter Oberflächenspannung, die durch oberflächenaktive Substanzen hervorgerufen wird. Die genaue Ursache von Schaumbildung im Biogasbildungsprozess ist nicht bekannt. Sie tritt bei nicht optimalen Bedingungen (z. B. verdorbene Silage, Überlasterscheinungen in Kombination mit hoher Ammoniumkonzentration) auf. Möglich ist, dass eine Anreicherung von oberflächenaktiven Zwischenprodukten oder Bakteriengruppen im Prozess kombiniert mit einer starken Gasbildung die Ursache darstellt.

Schaum kann ein ernsthaftes Problem darstellen, wenn die Gasleitungen verstopft werden und der Druck im Fermenter den Schaum z. B. aus den Überdrucksicherungen herausdrückt. Als kurzfristige Lösung sind Entschäumer hilfreich, langfristig sollte die Ursache identifiziert und beseitigt werden.

Messtechnisch lässt sich Schaumbildung durch die Kombination verschiedener Füllstandsmessgeräte erfassen. So wird ein Drucksensor nicht auf Schaum reagieren, während Ultraschallsensoren den Schaum als Veränderung der Oberfläche detektieren. Die Differenz beider Systeme ergibt die Schaumhöhe.

5.1.12 Prozessbewertung

Die Prozessbewertung erfolgt durch die Auswertung und Interpretation von Messwerten, die erhoben werden. Wie bereits festgestellt, ist dabei eine Bilanzierung der Massenströme die sicherste Methode zur Prozessbeschreibung. Praktisch ist dies aufgrund des damit verbundenen Aufwandes wirtschaftlich nicht realisierbar. In der Praxis ergeben sich zudem bei der Erfassung der Messwerte einige Besonderheiten, daher soll hier kurz auf die Unterschiede von Laboranalyse und online am Prozess installierten Sensoren eingegangen werden. Alle Analysen, die im Labor an Substratproben durchgeführt werden, setzen eine repräsentative Probenahme voraus, dann muss die Probe in ein Labor transportiert werden. Solche Analysen sind aufwändig, verursachen hohe Kosten und die Ergebnisse sind zeitverzögert verfügbar. Sensoren, die direkt am Prozess messen, weisen dagegen eine wesentlich höhere Messdichte auf, die Messwerte sind sofort verfügbar. Die Kosten pro Messwert sind deutlich geringer, die Daten sind einfach in eine Prozessautomation integrierbar.

Leider sind die für eine Massenbilanzierung notwendigen Messgrößen derzeit nicht mit Online-Sensoren erfassbar, ergänzende Laboranalysen sind daher unumgänglich. Die notwendigen Größen und ihre Verfügbarkeit sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Eine permanente Überwachung aller aufgeführten Größen ist zu aufwendig und auf manchen Anlagen auch nicht notwendig. Es sind anlagenspezifisch Teillösungen zu finden, die den Anforderungen genügen. Die Kriterien für die Regelung und die dafür notwendige Messtechnik sind:

- Zulässige Prozessabweichung
- Angestrebter Automatisierungsgrad
- Prozesseigenschaften.

Tabelle 5.4: Messgrößen und ihre Verfügbarkeit

Messgrößen zur Massenbilanzierung	Online verfügbar
Inputzusammensetzung	TS Bestimmung in Entwicklung, alle weiteren Parameter Labo- ranalyse
Zwischenprodukte (organische Säuren)	Laboranalyse notwendig
Menge Output	Online verfügbar
Zusammensetzung Gärrest	TS Bestimmung in Entwicklung, alle weiteren Parameter Laboranalyse
Gebildete Gasmenge	Online verfügbar
Zusammensetzung Biogas	Online verfügbar

Die frühe Erkennung von kritischen Prozesszuständen (Säureanreicherung, mit folgender Hemmung und verminderter Gasproduktion) ist eine Minimalanforderung an jede Prozessüberwachung, damit gravierende Leistungseinbußen vermieden werden können. Darüber hinaus sollte die Überwachung hinreichend genau sein, um eine Regelung der Gasproduktion zu ermöglichen – die Auslastung des BHKW muss gewährleistet sein.

Der Automatisierungsgrad ist sicherlich von der Größe der Anlage abhängig. Je größer die Anlage, je unübersichtlicher werden die vielen Teilprozesse und eine Automatisierung wird unumgänglich. Mit fortschreitender Automatisierung wird auch eine gewisse Unabhängigkeit von Fachpersonal erreicht, Fernüberwachung kann realisiert werden und menschliche Fehler können reduziert werden.

Bezüglich der Prozesseigenschaften ist festzustellen, dass besonders bei Anlagen, die eine hohe Raumbelastung und/oder niedrige Aufenthaltzeiten fahren, hemmende Substanzen in hohen Konzentrationen aufweisen oder wechselnde Substratmischungen nutzen, ein erhöhtes Risiko der Überlastung des Prozesses besteht. Dem sollte durch entsprechenden Aufwand bei der Prozessüberwachung Rechnung getragen werden.

Eine Einschätzung des Aufwandes zur Prozessüberwachung ist in dem Kap. 5.3 zu finden.

5.2 Anlagenüberwachung und Automatisierung

Zur Kontrolle von Prozessen und Anlagen stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Die Bandbreite der in der Praxis üblichen Anwendungen reicht von Betriebstagebüchern bis hin zu vollautomatisierten Datenerfassungs- und Regelungssystemen (Abb. 5.2). Bei der Entscheidung, welcher Automatisierungsgrad realisiert werden soll, ist zu berücksichtigen, welche Verfügbarkeit der Prozesskontrolle erreicht werden soll, inwiefern die Anlage unabhängig von Fachpersonal betreibbar sein soll und welche Prozesseigenschaften eine Automatisierung zwangsläufig erfordern.

Mit steigender Automatisierung steigt auch die Verfügbarkeit der Prozesskontrolle und damit auch der Anlage. So sind bei hochautomatisierten Systemen auch an Wochenenden und Feiertagen die Datenerfassung und ein gleichmäßiger Betrieb gewährleistet. Mit steigender Automatisierung wird der Anlagenbetrieb auch unabhängiger von der per-

manenten Anwesenheit des Betriebspersonals. Hinsichtlich der Prozesseigenschaften ist festzustellen, dass mit steigender Größe der Anlagen, auch die Anzahl der zu überwachenden Prozessparameter steigt. Ab einer gewissen Größe wird eine Automatisierung der Abläufe unumgänglich. Bei Anlagen mit hoher Raumbelastung und Anlagen mit Tendenz zu Mangelerscheinungen (z. B. Spurenelementen) oder hemmenden Substanzen ist das Risiko von gravierenden Störungen erhöht. Hier bietet die automatisierte Datenerfassung und Prozessregelung die Möglichkeit, Prozessstörungen zeitig zu erkennen und zu beheben.

Sehr einfache Lösungen wie die Dokumentation von Daten in Betriebstagebüchern und die manuelle oder zeitgesteuerte Regelung der Teilprozesse werden auf kleinen, güllebasierten Anlagen oft noch angewendet. Werden die Daten allerdings nicht nachträglich in elektronischer Form erfasst, ist die Auswertung und die lückenlose Dokumentation der Daten oft nicht gegeben. Die Optimierung der Prozesse wird dadurch erschwert.

Je nach den Anforderungen der Anwendung stehen unterschiedliche Automatisierungslösungen zur Verfügung. Unter dem Begriff Automatisierung werden Steuerungs-, Regelungs- und Visualisierungsvorgänge zusammengefasst. Voraussetzung für eine Automatisierung ist das Überwachen des Prozesses, d.h. das ständige Erfassen und Speichern der zur Verfügung stehenden Prozessdaten.

Zur Prozesskontrolle auf Biogasanlagen werden in den meisten Fällen speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS) eingesetzt. Diese Geräte übernehmen prozessnah viele Aufgaben der Automatisierung. Für Biogasanlagen sind dies alle anstehenden Steuerungsaufgaben, die zum einen die rein technischen Abläufe wie Pumpenlaufzeiten, Beschickungsintervalle, Rührintervalle etc. überwachen und zum anderen auch die biologischen Prozesse überwachen müssen. Dazu muss die Aufnahme aller benötigten Messgrößen (z. B. Schaltzustände von Motoren, Leistungsaufnahme, Drehzahlen, aber auch Prozessparameter wie pH-Wert, Temperaturen, Gasproduktionsraten, Gaszusammensetzung usw.) gewährleistet sein, sowie das entsprechende Schalten von Aktoren wie Ventilen, Rührwerks- und Pumpenmotoren ausgelöst werden. Zur Erfassung der Messgrößen werden die am Sensor erhobenen Größen durch Wandler in Standardsignale umgewandelt, die von der SPS erfasst werden können.

Die Umsetzung des Schaltens von Aktoren geschieht über Relais, wobei die Ansteuerungen

einfach zeitgesteuert sein können oder als Reaktion auf die eingehenden Messgrößen definiert sein können. Eine Kombination dieser Ansteuermöglichkeiten ist ebenfalls realisierbar. Regelungstechnisch sind bei allen SPS-Typen Standard-PID (Proportional Integral Differential) Regler und z. T. einfache Fuzzy-Logic-Regler implementiert. Es können jedoch auch andere Regelalgorithmen durch eine Programmierung manuell umgesetzt werden.

Eine SPS besteht aus der zentralen Baugruppe (CPU: Central Processing Unit) welche als Herzstück einen Mikrocontroller enthält. Diese Controller sind je Kategorie der SPS in ihrer Leistung unterschiedlich. Die Unterschiede liegen in der Verarbeitungsgeschwindigkeit und der Redundanz der Funktionen. Die Spanne reicht dabei von relativ kleinen CPUs, die dementsprechend günstiger sind, bis hin zu hochverfügbaren Systemen mit leistungsfähigen Controllern und entsprechender Redundanz.

Bei der Auswahl einer SPS spielen Echtzeitschranken eine wichtige Rolle. Echtzeit bedeutet dabei, dass das Automatisierungssystem innerhalb einer vom Prozess vorgeschriebenen Zeit reagieren muss. Ist dies der Fall, so ist das Automatisierungssystem echtzeitfähig. Da der Biogasprozess keine hohen Echtzeitanforderungen aufweist, werden auf Biogasanlagen meist SPS im unteren bis mittleren Preissektor favorisiert.

Neben der CPU wird von allen Herstellern eine große Anzahl von Modulen zur Anschaltung an die CPU angeboten. Zu diesen Modulen gehören analoge und digitale Module zur Eingabe von Signalgebern und Messsonden und zur Ausgabe für diverse Aktoren und analoger Anzeigeelemente. Für den Biogasbereich können spezielle Anschaltungen für Messgeräte interessant sein, die über RS 232-Schnittstellen angesteuert werden.

Zur Kommunikation werden verschiedene Kommunikationscontroller zur Buskommunikation angeboten.

5.2.1 Bussystem

In den letzten Jahren setzte sich die Dezentralisierung in der Automatisierungstechnik immer weiter fort, eine Entwicklung, die durch leistungsfähige Kommunikationstechnik ermöglicht wurde. Bussysteme sind für eine dezentrale Anlagensteuerung heutzutage unverzichtbar, sie dienen zur Kommunikation zwischen einzelnen Teilnehmern. Mit Bussystemen können alle Anlagenkomponenten miteinander vernetzt werden.

Wie auch bei der SPS stehen Bustypen mit verschiedenartigem Aufbau zur Verfügung. Welche Buskommunikation geeignet ist, hängt wiederum vom Prozess und dessen Echtzeitanforderungen zusammen sowie von den Eigenschaften der Umgebung (z. B. Ex-Bereich). Ein etablierter Standard, welcher bei vielen Anlagen eingesetzt wird, ist PROFIBUS-DP. Er ermöglicht das Überbrücken von Strecken von mehreren Kilometern. Viele Geräte unterstützen diese Buskommunikation, wobei immer häufiger die Weiterentwicklungen PROFINET und ETHERNET Anwendung finden.

5.2.2 Projektierung

Eine weitere Komponente der SPS ist das Programm, auf welchem die ablaufende Prozesskontrolle beruht. Dieses Programm wird während der so genannten Projektierung mit einer speziellen Entwicklungsumgebung, der Projektierungssoftware entwickelt und auf der SPS implementiert. Je nach Aufgaben an die SPS beinhaltet dieses Ablaufprogramm einfache Steuerungsaufgaben bis hin zu komplizierten Regelungsmechanismen. Um ein manuelles Eingreifen zu ermöglichen, kann ein Auto- und ein Manuellbetrieb projektiert werden.

Falls Anlagenzustände eintreten, welche vom Programm der Steuerung nicht vorhergesehen sind, muss die Anlage manuell bedienbar sein. Dies können extreme Prozesszustände oder Havarien wie der Ausfall von Pumpen o. ä. sein. Für große Havarien bzw. Unfälle ist eine automatische Abschaltung der Anlage vorzusehen. Dabei fährt die gesamte Anlage, bzw. der betreffende Anlagenteil durch das Auslösen bestimmter Sensoren oder eines Notaus-Tasters in einen sicheren Betriebszustand. Ebenfalls müssen Vorsichtsmassnahmen ergriffen werden, falls die Versorgungsspannung am Steuerungssystem selbst ausfällt. Für diesen Fall bieten die Hersteller der Steuerungen unabhängige Spannungsversorgungen (USV) an, um die Steuerung weiter mit Energie zu versorgen. Somit kann die Steuerung in der verbleibenden Zeit die Anlage kontrolliert abschalten. Damit ist gewährleistet, dass die Anlage nicht in einen undefinierten Zustand fährt.

5.2.3 Anwendungen/Visualisierung

Ein weiterer Bestandteil moderner Automatisierungslösungen sind PCs und Panel-Varianten mit entsprechender Visualisierung. Diese werden über ein Bussystem miteinander verbunden und bilden in Summe



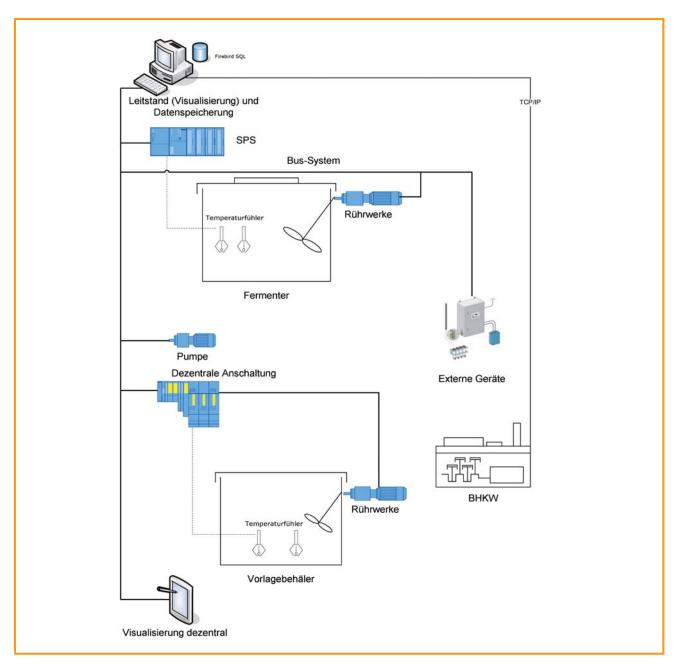


Abbildung 5.2: Schema zur Anlagenüberwachung

die Automatisierungslösung. Visualisierungen werden in nahezu allen Anlagen eingesetzt und sind Stand der Technik. Häufig anzutreffen sind Panels, die in verschiedenen Ausführungen angeboten werden und zur Darstellung eines kleineren Teilbereichs einer Anlage verwendet werden.

Denkbar ist z. B. der Einsatz einer Panellösung bei der dezentralen Visualisierung der Substratförderpumpe. Dabei werden im Autobetrieb vor Ort alle wichtigen Daten (z. B. Motordrehzahl, Motortemperatur, Fördermenge, Störungen, usw.) angezeigt. Nach Umschalten in den manuellen Betrieb kann die Pumpe manuell gesteuert werden. Die Entwicklung der Panel-Technologie geht weiter, so dass mittler-

weile komplexe Visualisierungsaufgaben bis hin zu Steuerungsaufgaben mit Panels gelöst werden können.

Die "klassische" Lösung der Visualisierung ist die PC-basierte Visualisierung. Sie reicht von der Darstellung einzelner Teilprozesse bis hin zu komplexen Leitständen. Als Leitstand werden Einrichtungen bezeichnet, in welchen alle Informationen zusammenlaufen und der Prozess bzw. die Anlage durch menschliche Entscheidungen geleitet wird.

Um mittels der PC-Applikationen auf die Daten der SPS zugreifen zu können, wurde ein Standard eingeführt, welcher die Kommunikation zwischen Windows-Applikation und der SPS regelt. Der OPC-Server ist eine standardisierte Kommunikationsplattform, mit welcher eine herstellerunabhängige Kommunikation aufgebaut werden kann. Dadurch kann ein flexibles Netzwerk zwischen verschiedenen Steuerungs- und Regelungssystemen sowie anderen Applikationen aufgebaut werden, ohne dass die einzelnen Teilnehmer genauere Information der Schnittstellen ihrer Partner benötigen, ebenso braucht die Anwendung keine Information über das Kommunikationsnetz des Steuerungssystems. Dadurch sind herstellerunabhängige Anwendungen wie z. B. Datenerfassungen oder eine speziell angepasste Visualisierung möglich.

5.2.4 Datenerfassung

Zur sicheren Datenerfassung im großtechnischen Bereich werden Datenbanken verwendet. Die SPS-Hersteller bieten eigene Datenerfassungen an, hier sind jedoch herstellerunabhängige Lösungen zu bevorzugen, da diese hinsichtlich der Zugriffsmöglichkeiten flexibler sind.

Aus der Vielzahl der erfassten Daten können die zu speichernden Daten ausgewählt werden. Damit wird eine Auswertung des Anlagenbetriebs über eine längere Zeit möglich. Es können auch Ereignisse wie z. B. Störmeldungen gespeichert werden.

Auf eine detaillierte Beschreibung der Überwachung und Regelung rein technischer Vorgänge wie Füllstände, Pumpenlaufzeiten etc. soll an dieser Stelle verzichtet werden. Die Abstimmung und Kontrolle dieser Prozesse sind Stand der Technik und stellen normalerweise kein Problem dar.

5.2.5 Prozessregelung

Die Prozessregelung dient zur Gewährleistung des Prozesszieles. Der Regler stellt durch Auswertung von Messdaten die Abweichung zum Sollzustand fest und initiiert die notwendigen Maßnahmen zur Rückführung auf den Sollzustand.

Im Gegensatz zum Steuern wird bei einer Regelung die Prozessreaktion in den Kontrollvorgang einbezogen. Reine Steuerungen sind für den anaeroben Abbauprozess nicht geeignet, da bei unvorhergesehenen Störungen der Kontrollmechanismus die Veränderungen im Prozess nicht registriert und so nicht adäquat reagieren kann. Jede Art von Prozesskontrolle – selbst wenn dies durch den Betreiber vorgenommen wird – setzt Messungen voraus, die eine Beschreibung des Prozesszustandes hinreichend genau möglich macht, andernfalls können Prozessstö-

rungen nicht rechtzeitig detektiert werden und bei auftretenden Störungen kann es zu ernsthaften Leistungseinbußen kommen.

In der Praxis von Biogasanlagen wird die Prozessregelung in Bezug auf den biologischen Prozess in den meisten Fällen vom Anlagenbetreiber durchgeführt. Der Betreiber vergleicht die verfügbaren Messwerte mit seinen Erfahrungswerten und Leistungsvorgaben, um zu einer Einschätzung des Prozesszustandes zu kommen. Die Wirksamkeit dieser Methode ist stark von der Verfügbarkeit und dem Wissensstand des Personals abhängig.

Soll eine automatisierte Prozessüberwachung und -regelung aufgebaut werden, sind die Anforderungen an Messwerterfassung und Auswertung größer, da der Anlagenbetreiber als Entscheidungsträger nicht zur Verfügung steht und somit nur die elektronisch verfügbaren Prozessinformationen für die Regelung verwendbar sind.

Automatische Regelungen für die Biologie sind im großtechnischen Anwendungsfall nicht Stand der Technik. Mit einer zunehmenden Industrialisierung des Anlagenbetriebes und einer anzustrebenden Erhöhung der Effizienz werden diese jedoch in Zukunft vermehrt Einsatz finden. Im Folgenden werden einige Möglichkeiten vorgestellt, ohne dabei zu sehr ins Detail zu gehen. Dafür sei auf die entsprechende Fachliteratur verwiesen.

5.2.5.1 Standardverfahren für die Regelung

Für die Regelung des anaeroben Abbauprozesses haben sich bereits verschiedene Verfahren als geeignet erwiesen. Problematisch bei der Prozessregelung sind der nichtlineare Charakter des Prozesses und die Komplexität der ablaufenden Prozesse.

PID Regler

Der Proportional-Integral-Differential Regler (PID) ist der meistverbreitete Algorithmus bei industriellen Anwendungen von feedback control. Dabei werden drei Regelmechanismen kombiniert. Das Proportional Glied repräsentiert den Faktor, der die Amplitude der Stellgrößenänderung bestimmt. Die Stellgröße wird proportional zur Abweichung des Prozesses vom gewünschten Zustand verändert. Der dabei verwendete Faktor ist der Proportionalitätsfaktor. Dieser Regler kann um einen Integral-Bestandteil erweitert werden. Dieser Bestandteil wird notwendig, wenn es bei einer bleibenden Veränderung im System zu einer Abweichung kommt und diese durch den Proportionalitätsfaktor nicht ausgeglichen werden kann. Dieses

Tabelle 5.5: Methoden für die Regelung

Regelmethoden	Anwendung	Bemerkungen
PID (Proportional Integral Differen- tial) Regler	Wenn wenige Daten verfügbar sind, kein Modell verfügbar und wenig über das Regelstreckenver- halten bekannt ist	Gute Ergebnisse, auf einfache Input-Output Strategien und lineares Verhalten beschränkt
Physikalische, pro- zessorientierte Modelle	Kenntnis der internen Prozessabläufe notwendig	Exakte Parameterbestimmung notwendig, dazu sind Messdaten erforderlich, für nichtlineares Verhalten geeignet
Neuronale Netze	Wenn kein Simulationsmodell verfügbar ist, kein Prozessverständnis erforderlich, große Datenmengen notwendig	Sehr gute Ergebnisse, aber Vorsicht bei der Art des Lernens, der Controller bleibt eine black box
Fuzzy logic	Geringe Datenmengen erforderlich, Expertenwissen notwendig, wenn kein Simulationsmodel verfügbar ist	Einsetzbar bei Nichtlinearitäten im Prozess und multiplen In- und Output-Szenarien, Expertenwis- sen integrierbar, einfache Handhabung

Problem wurde mittels eines zum Integral der Abweichung proportionalen Gliedes gelöst. Das differentielle Glied ist proportional zur Steigung der Abweichung und ermöglicht eine schnelle Reaktion auf starke Abweichungen.

$$u = u_0 + k_p e + k_i \int e dt + k_d \frac{de}{dt}$$

Gleichung 5.4: PID Regler (u Reglerausgang, u_0 Basisausgang Regler, e Prozessabweichung, k_p Proportionalitätsfaktor, k_i Faktor des Integral-Gliedes, k_d Faktor des Differentiellen Gliedes)

Der PID Regler weist ein lineares, nichtdynamisches Verhalten auf. Es können keine Zusammenhänge zwischen verschiedenen Messgrößen abgebildet werden.

Der PID Regler ist ein weit verbreiteter Regeltyp, der auch auf Biogasanlagen für viele Anwendungen einsetzbar ist. So kann er zur Einstellung des notwendigen Sauerstoffgehaltes im Biogas zur Entschwefelung oder zur Temperaturregelung im Fermenter verwendet werden. Unter bestimmten Voraussetzungen kann dieser einfache Algorithmus auch zu Regelung des Biogasprozesses verwendet werden [5-35], [5-37].

Grundsätzlich sind Regelungen mit allen genannten Verfahren realisierbar, das ist im Labormaßstab nachgewiesen worden. Regelungen, die auf Basis von physikalischen, prozessorientierten Modellen, wissensbasierten Systemen oder neuronalen Netzen entwickelt wurden, wurden jedoch bisher wenig im praktischen Betrieb eingesetzt.

5.2.5.2 Weitergehende Ansätze

Viele Anlagenbauer bieten auch betriebsbegleitende Beratung und Analysepakete an, die eine Optimierung des biologischen Prozesses zum Ziel haben. Diese Leistungen werden auch von unabhängigen Firmen als Beratungsangebot und Soforthilfe angeboten. Als eine weitere Möglichkeit wird eine direkte Prozessanalyse auf Basis der Prozessdynamik angeboten ("Kommunikation mit dem Prozess"). Hier wird aufgrund der dynamischen Antwort des Prozesses auf eine eingebrachte "Störung" die Leistungsfähigkeit des Prozesses bewertet.

Im Internet sind auch verschiedene Foren verfügbar, in denen Betreiber sich über Probleme austauschen. Zusätzlich werden von einigen Organisationen Schulungen für Anlagenbetreiber und Personal angeboten.

5.3 Prozesskontrolle im Anfahr- und Regelbetrieb

5.3.1 Regelbetrieb

Im Folgenden wird kurz dargelegt, welche Prozessparameter zur Beurteilung der Prozessbiologie erhoben werden sollten, dabei wird zwischen 2 verschiedenen Anlagenszenarien unterschieden, da der notwendige Aufwand vom Anlagentyp und der Betriebsweise abhängig ist. Bei der Erfassung der Daten spielt es erst mal keine Rolle, ob dies online oder manuell geschieht. Wichtig ist, dass die Daten für eine geeignete Auswertung aufbereitet werden.

Szenario 1: normale Anlage, güllebasiert, niedrige Raumbelastung (kleiner 2 kg oTS/m³ · d), keine hem-

Tabelle 5.6: Messprogramm für Biogasanlagen zur Überwachung des biologischen Prozesses (Normalbetrieb)

Größen zur Prozessbewertung	Einheit	Anlagenszenario 1	Anlagenszenario 2
Inputmenge	m³	täglich	täglich
Inputzusammensetzung	kg TS/m³; kg oTS/m³	monatlich	wöchentlich
Temperatur	°C	täglich	täglich
Zwischenprodukte (organische Säuren)	g/l	monatlich	wöchentlich
Menge Output	m³	täglich	täglich
Zusammensetzung Gärrest	kg TS/m³; kg oTS/m³	monatlich	wöchentlich
Gebildete Gasmenge	m³	täglich	täglich
Zusammensetzung Biogas	Vol % Methan, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff, optional Sauerstoff	täglich	täglich
pH-Wert	-lg H₃0⁺	monatlich	wöchentlich
	Zusätzliche Messungen		
Ammoniumkonzentration, Gesamtstickstoff	g/l g/kg	monatlich	wöchentlich
Spurenelemente	g/l	nach Bedarf	nach Bedarf
Spezifische Gasproduktion	l/kg oTS	monatlich	wöchentlich
Raumbelastung	kg oTS/m³ ⋅ d	monatlich	wöchentlich
Verweildauer	d	monatlich	wöchentlich
Spezifische Gasproduktionsrate	$m^3/m^3 \cdot d$	monatlich	wöchentlich

menden Substanzen, Konzentrationen an Säuren im Normalbetrieb kleiner 2 g/l.

Szenario 2: Anlagen mit hoher Raumbelastung, wechselnde Substratzusammensetzung und -qualität, evtl. hemmende Substanzen (z. B. Ammonium größer 3 g/l), Konzentrationen an Säuren im Normalbetrieb größer 2 g/l sowie bei Umstellungen des Beschickungsregimes.

Anlagen mit Störungen, d. h. mit sich ändernden Prozessparametern, sollten mindestens mit einer Messdichte, wie in Szenario 2 angegeben, beprobt werden. Dynamische Prozesszustände bergen immer das Risiko, dass der Prozess den Bereich verlässt, in dem eine Selbst-Stabilisierung möglich ist. Daher sollten auch Umstellungen des Betriebsregimes, Substratwechsel, Erhöhung der Inputmenge u. ä. immer von einer wesentlich größeren Messdichte begleitet werden.

Wenn bekannt ist, dass der Prozess betriebsbedingt potentiell hemmend wirkenden Substanzen (z. B. Ammoniak) ausgesetzt ist, bietet sich eine ergänzende Beobachtung dieser Substanzen an. Damit kann die Ursache einer Störung schneller identifiziert werden.

Wenn die Bilanzierung des Prozesses eine Reduktion der Abbauleistung ergibt, ist der nächste Schritt die Ursachenanalyse. Die Ursachen von Störungen

und deren Behebung werden in Kap. 5.4.1 behandelt. Die Daten sollten elektronisch erfasst oder aufbereitet werden, da auf diese Weise langfristige Trends und Zusammenhänge besser sichtbar gemacht werden können.

Die Prozessbewertung basiert auf den meisten Anlagen auf der Erfahrung des Anlagenbetreibers. Genauer und objektiver kann diese Auswertung durch einen Prozessbeobachter realisiert werden. Prozessbeobachter werten die Daten auf Basis von mathematischen Modellen des Prozesses aus. Vor allem bei dynamischen Prozessveränderungen wie Substratumstellungen oder Änderungen der Beschickungsmenge ist eine Bewertung des Prozessverlaufes ohne Modell nicht möglich. Gleiches gilt für Prognosen des Prozessverhaltens zur Erstellung von zukünftigen Beschickungsmengen.

Aufbauend auf die Prozessbewertung sind nur modellbasierte Regelungen in der Lage, Prognosen zur Prozessentwicklung zu erstellen. Werden die Messwerte nicht in ein Modell integriert, sind sie allenfalls für eine statische Momentaufnahme geeignet und damit nicht für eine dynamische Regelung nutzbar.

Für den Anlagenbetrieb gilt generell, dass das Beschickungsregime, wenn überhaupt, nur so zu ändern ist, dass die Wirkungen nachvollzogen werden können. Das heißt, es sollte ausschließlich ein Parameter verändert werden und alle anderen konstant gehalten werden. Andernfalls können die Wirkungen nicht mehr den Ursachen zugeordnet werden und eine Prozessoptimierung wird unmöglich.

Für den Normalbetrieb sollten Monovergärungen vermieden werden und vielfältige, aber über die Zeit möglichst gleichbleibende Substratzusammensetzung bevorzugt werden. Für eine Optimierung bietet es sich an die Mischungsanteile so zu verändern, dass ein optimales Verhältnis zwischen Raumbelastung und Verweilzeit eingestellt werden kann.

Der biologische Prozess ist am effektivsten unter konstanten Bedingungen. Die Einstellung von konstanten Beschickungsmengen und Substratzusammensetzung mit einer hohen Genauigkeit ist daher ein wichtiger Schritt zur Prozessoptimierung.

5.3.2 Anfahrprozess

Anfahrprozesse unterscheiden sich vom Normalbetrieb dahingehend, dass der stationäre Zustand nicht erreicht ist. Die ablaufenden Vorgänge beinhalten eine ständige Änderung der Prozessparameter. Um in diesem Zustand den Prozess sicher auf Volllast fahren zu können, ist eine größere Messdichte notwendig als im Normalbetrieb, da der Prozess instabil ist und sehr viel schneller zum Umkippen neigt.

Beim Anfahren müssen die Fermenter möglichst innerhalb kurzer Zeit befüllt werden, bis alle Zuund Abläufe (Flüssigkeitsverschlüsse) mit Flüssigkeit abgedichtet sind. Während des Anfahrbetriebs ist besonders zu beachten, dass sich im Gasraum des Fermenters explosionsfähige Gasgemische
bilden können. Daher muss die Befüllung zügig
erfolgen. Sofern für den Anfahrbetrieb nicht
genügend Animpfmaterial zur Verfügung steht,
sollte das Animpfmaterial mit Wasser verdünnt
werden, um den Gasraum klein zu halten. Die Rührwerke müssen während der Anfahrphase abgetaucht betrieben werden, um Funkenbildung zu vermeiden.

Nach der Befüllung wird der Behälterinhalt gleichmäßig temperiert, danach kann mit der Substratbeschickung begonnen werden.

Beim erstmaligen Anfahren kann die Anfahrphase durch die Zugabe einer ausreichenden Menge am Abbauprozess beteiligter Bakterien als Impfmaterial verkürzt werden. Je größer die zugegebene Impfmenge, je kürzer die Einfahrphase. Der Idealfall ist daher, den anzufahrenden Fermenter komplett mit Gärrest aus einer anderen Anlage zu befüllen. Je nach Verfügbarkeit kann auch eine Mischung aus Gärresten verschiedener Anlagen, Gülle und Wasser zum Einsatz kommen. Bei der Zugabe von Wassers ist zu beachten, dass die ursprüngliche Pufferkapazität des Systems mit einer zunehmenden Verdünnung herabgesetzt wird. Als Folge kann es bei einer zu schnell durchgeführten Belastungssteigerung leicht zu Prozessinstabilitäten kommen, wodurch die Gefahr eines "Umkippens" des Fermenters deutlich erhöht wird.

Der Einsatz von Gülle wirkt sich grundsätzlich positiv auf den Anfahrprozess aus. Der Grund hierfür liegt in einer in der Regel hohen Versorgung mit Spurenelementen sowie in einer Vielzahl verschiedener Bakterienpopulationen. Vor allem Rindergülle enthält genügend methanogene Archaeen, so dass sich der Prozess schnell von selbst stabilisiert. Schweinegülle ist dagegen nicht so reich an methanogenen Mikroorganismen, ist aber prinzipiell einsetzbar.

Nach dem Temperieren sollte gewartet werden, bis sich ein stabiler pH-Wert im neutralen Bereich, ein Methangehalt im gebildeten Biogas größer 50 % und eine Konzentration kurzkettiger Fettsäuren kleiner 2.000 mg/l einstellt. Dann kann mit der Beschickung begonnen werden. Die Beschickung sollte sukzessive, stufenweise nach oben gefahren werden, bis Volllast erreicht ist. Nach jeder Erhöhung sollte gewartet werden, bis sich die Prozessparameter Gasproduktionsrate, Methangehalt, FOS/TAC-Wert oder Säurekonzentration und pH-Wert stabilisiert haben, dann kann eine weitere Erhöhung der Raumbelastung vorgenommen werden. Der FOS/TAC-Wert weist eine begrenzte Aussagekraft auf, eignet sich aber für den Einfahrbetrieb als Kontrollparameter zur Beurteilung der Prozessstabilität, da er recht einfach, kostengünstig mit hoher Dichte aufgenommen werden kann. Um zuverlässige Aussagen zur Prozessstabilität zu erhalten, sollte ergänzend gelegentlich das Säurespektrum untersucht werden, um die Art der vorhandenen Säuren zu identifizieren.

Normalerweise folgt einer Belastungssteigerung ein kurzfristig ansteigender FOS/TAC-Wert. Unter Umständen geht die Gasproduktion sogar leicht zurück. Je nach Höhe der Steigerung kann dieser Effekt mehr oder weniger deutlich in Erscheinung treten. Bei dann gleichbleibender Beschickung sollte sich der FOS/TAC-Wert wieder stabilisieren und die Gasproduktion auf einem zum Input passendem Niveau einpendeln. Erst dann sollte mit einer weiteren Belastungssteigerung fortgefahren werden. Fällt bei konstanter Beschickung die Gasproduktion über

einen gewissen Zeitraum ab, bei zusätzlich gestiegenem FOS/TAC-Wert, so liegt bereits eine Prozessstörung vor. In diesem Fall sollte keine weitere Belastungssteigerung durchgeführt werden und unter Umständen, je nach Entwicklung des FOS/TAC-Werts, sogar die Inputmenge reduziert werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass folgende Aspekte sich deutlich positiv auf den Anfahrbetrieb auswirken:

- Verwendung von frischer Rindergülle bzw. aktivem Impfschlamm von gut funktionierenden Biogasanlagen
- Abgestimmtes, dichtes Messprogramm der biologischen Parameter (siehe Tab. 5.6)
- Kontinuität in Substratzufuhr und -qualität
- Störungsfreier Anlagenbetrieb.

Wenn die Volllastbeschickung erreicht ist, liegt noch kein stationärer Zustand vor. Dieser Zustand wird erst nach einem Zeitraum erreicht, der ca. der dreifachen Aufenthaltszeit entspricht.

Besondere Maßnahmen sind bei zu erwartenden hohen Konzentrationen an Ammoniak erforderlich. Der Prozess braucht dann gegebenenfalls lange Adaptionsphasen, die mehrere Monate bis zu einem Jahr dauern können. Dies spielt bis hin zur Planung der Finanzierung eine große Rolle. Hier ist es in jedem Falle anzuraten, Gärrest aus einer Anlage zu verwenden, die bereits ähnliche Substrate benutzt. Es ist zu überlegen, die angestrebte Endkonzentration an Ammonium so schnell wie möglich einzustellen, damit die Bakterien sich sofort an den Endzustand adaptieren können, da sonst für jede Erhöhung eine neue Adaption erforderlich ist. Die Endkonzentration kann schnell erreicht werden, indem von Anfang an die Substratmischung beschickt wird, die auch im Endzustand eingesetzt werden soll.

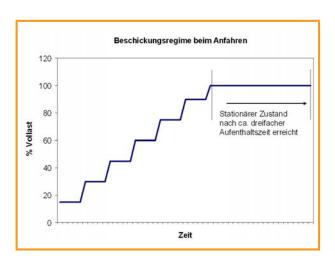


Abbildung 5.3: Beschickungsregime beim Anfahren

Bei Anlagen, die ausschließlich mit NawaRo's betrieben und mit Gülle angefahren werden, treten Mangelerscheinungen bezüglich der Spurenelemente erst nach ca. 6-12 Monaten auf. Daher muss besonders bei diesen Anlagen auch nach erfolgreichem Anfahren der Prozess aufmerksam beobachtet werden.

In jedem Fall ist daher während des ersten Betriebsjahres ein höherer Aufwand an Prozessbeobachtung zu realisieren.

Bei Festoffvergärungsanlagen nach dem Garagenverfahren, die mit Energiepflanzen oder Landschaftspflegematerial betrieben werden, ist zu empfehlen, ausgegorenes Material aus bestehenden Anlagen für das Anfahren zu verwenden. Gülle ist für das Anfahren einer Feststoffvergärung nicht geeignet, da diese aufgrund der Schwebstoffe in den Perkolatdüsen der Boxenfermenter zu Verstopfungen führen können. Stattdessen sollte mit klarem Wasser als Perkolationsflüssigkeit und mit befüllten Boxenfermentern angefangen werden, vorzugsweise sind diese mit ausgegorenem Material befüllt.

Im Folgenden wird beispielhaft der Anfahrbetrieb einer Biogasanlage mit drei Fermentern von je 4.000 m³ Arbeitsvolumen beschrieben. Es werden unterschiedliche Anfahrstrategien bis zum Erreichen des regulären Anlagenbetriebs erläutert.

Fermenter 1	Mischung Gärrest aus zwei Anlagen (je 20 %), Rindergülle (10 %), Wasser (50 %), Trockensubstanzgehalt von ca. 1,5 % FM, Befüllung und Temperierung nahm eine Zeit von etwa 25 Tagen in Anspruch
Fermenter 2	Mischung von Gärresten von 3 verschiedenen Anlagen (ca. 44 %), Rindergülle (6 %), Gärrest aus Fermenter 1 (50 %)
Fermenter 3	Komplettbefüllung mit Gärresten aus Fermenter 1 und 2

Fermenter 1: Nach dem Erreichen der Betriebstemperatur von 37 °C wurde mit der ersten Feststoffdosierung begonnen. Als Substrat kam ausschließlich Maissilage zum Einsatz.

Bei der in diesem Beispiel gewählten Anfahrstrategie erfolgte zunächst eine schubweise Zugabe relativ großer Substratmengen, mit Wartezeiten zwischen den Dosierungen, die von der Höhe der Gasproduktion abhingen. Von Beginn an wurden vergleichsweise hohe Raumbelastungen gewählt und die Zeit zwischen den Substratstößen wurde zunehmend verringert. Der Vorteil dieser Anfahrstrategie liegt darin, dass der Volllastbetrieb in der Regel schneller erreicht

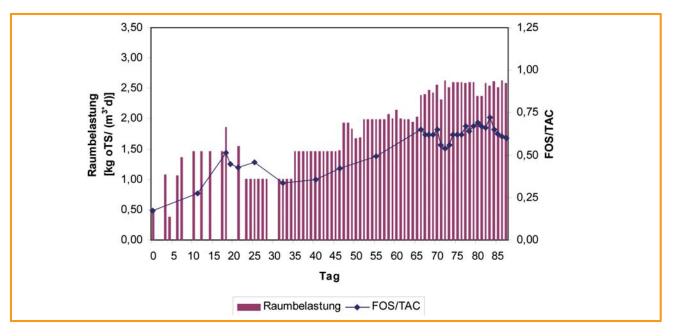


Abbildung 5.4: Verlauf Anfahrphase Fermenter 1

werden kann, als bei einer kontinuierlichen Steigerung in kleinen Schritten. Als Entscheidungsparameter für eine weitere Belastungssteigerung diente hierbei zum einen die Entwicklung des FOS/TAC-Quotienten bei gleichzeitiger Beobachtung der Entwicklung der Fettsäurekonzentrationen sowie der Gasproduktion des Fermenters.

Die Raumbelastung und der FOS/TAC-Wert während des Anfahrbetriebes von Fermenter 1 wird in Abbildung 5.4 grafisch veranschaulicht. Es wird deutlich, dass die stoßweise durchgeführten Belastungsschübe zu erheblichen Prozessstörungen führten. Bereits nach den ersten vergleichsweise niedrigen Belastungsstößen ist eine Verdopplung der FOS/ TAC-Werte zu erkennen. Der Grund für die starken Schwankungen liegt in dem sehr hohen Wasseranteil des Systems und der damit verbundenen niedrigen Pufferkapazität. Letzteres führt zu der Beobachtung, dass der pH-Wert sehr schnell auf jede Substratzufuhr reagiert. Normalerweise ist der pH-Wert ein extrem träger Parameter, an dem im Praxisbetrieb nahezu keine Änderungen feststellbar sind. Aufgrund der aufgetretenen Instabilitäten wurde die Anfahrstrategie ab dem 32. Betriebstag auf eine kontinuierliche Substratzufuhr umgestellt. Durch eine langsame aber stetige Steigerung der Inputmengen gelang es, die Raumbelastung bis zum 110. Betriebstag auf durchschnittlich 2,6 kg oTS/(m³ · d) zu erhöhen. Die Anfahrstrategie der Stoßbelastung kann unter den richtigen Voraussetzungen, wie hohe Impfschlammaktivität und intensive Prozesskontrolle, zu einer schnelleren Erreichung des Volllastbetriebes führen. In dem gezeigten Beispiel hat sich diese Strategie, bedingt durch niedrige Pufferkapazität infolge des hohen Wassergehalts als nicht geeignet herausgestellt.

Die Befüllung von Fermenter 2 erfolgte parallel zum Anfahrbetrieb des ersten Fermenters.

Den Anfahrbetrieb von Fermenter 2 veranschaulicht Abbildung 5.5. Bis zum 50. Betriebstag wurde die Raumbelastung auf ca. 2,1 kg oTS/(m³·d) gesteigert, bei tendenziell steigenden FOS/TAC-Werten. Trotz des steigenden FOS/TAC-Wertes konnte der Fermenter schnell und kontrolliert auf Volllast gefahren werden.

Der Anfahrbetrieb von Fermenter 3 wird in Abbildung 5.6 grafisch veranschaulicht. Hier gelang es innerhalb von 30 Tagen die Raumbelastung auf 2,1 kg oTS/(m³·d) zu steigern, bei konstanten FOS/TAC-Werten. Die Erstbefüllung mit Gärrest erlaubt eine schnelle Steigerung auf Volllast. Die erhöhten FOS/TAC-Werte waren bereits im Gärrest vorhanden.

Die unterschiedlichen Erstbefüllungen zeigen deutliche Auswirkungen auf die Prozessstabilität und Geschwindigkeit bei der Steigerung auf Volllast. Es ist ersichtlich, dass je höher der Anteil an Gärrest ist und je besser die Mikroorganismen an die Substrateigenschaften adaptiert sind, desto schneller und stabiler lässt sich der Fermenter anfahren.

Im Folgenden sei noch ein typischer Verlauf zu einer Hemmung aufgrund Spurenelementemangel dargestellt. Nach erfolgreichem Anfahren konnte die Anlage zwischen Tag 60 und Tag 120 stabil betrieben werden. Mit andauerndem Betrieb wird jedoch das Animpfmaterial (Gärreste und Gülle) ausgewaschen

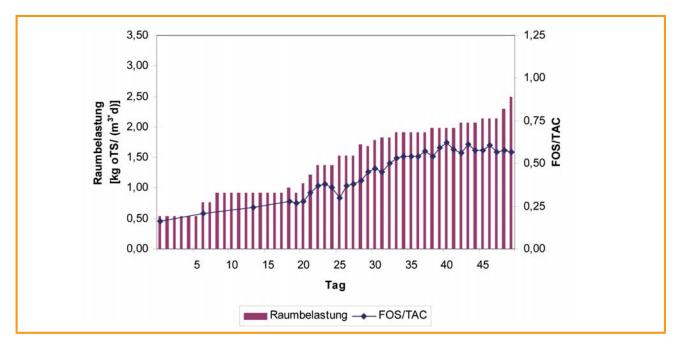


Abbildung 5.5: Verlauf Anfahrphase Fermenter 2

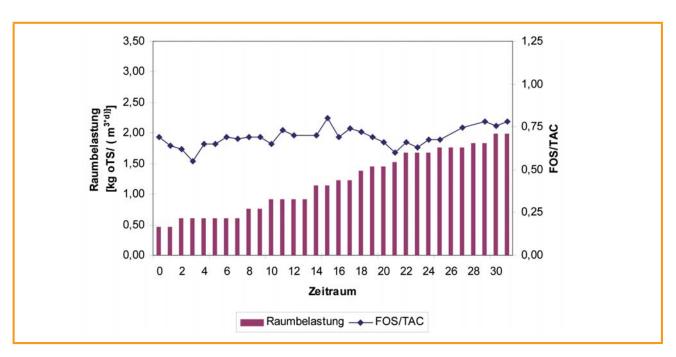


Abbildung 5.6: Verlauf Anfahrphase Fermenter 3

und die dem Substrat (Maissilage) entsprechenden Konzentrationen stellen sich ein. In diesem Falle enthält das Substrat nicht genügend Spurenelemente, dass führt zu einem Mangel, der sich in gehemmter Methanbildung äußert. Als Folge dieser Hemmung können die gebildeten Säuren nicht mehr abgebaut werden und nach ca. 120 Tagen Betrieb steigen die FOS/TAC-Werte bei stabilem Betrieb und später trotz reduzierter Raumbelastung an (siehe Abbildung 5.7).

Die Ursachen und mögliche Gegenmaßnahmen sind ausführlicher in Kapitel 5.4.2 dargestellt. Wenn in dieser Phase nicht eingegriffen wird, kommt es unweigerlich zum "Umkippen" des Fermenters. Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass das Besondere an dieser Prozessstörung ist, dass sie in Abhängigkeit vom Animpfmaterial und der Betriebsführung erst nach einigen Monaten Betrieb auftritt.

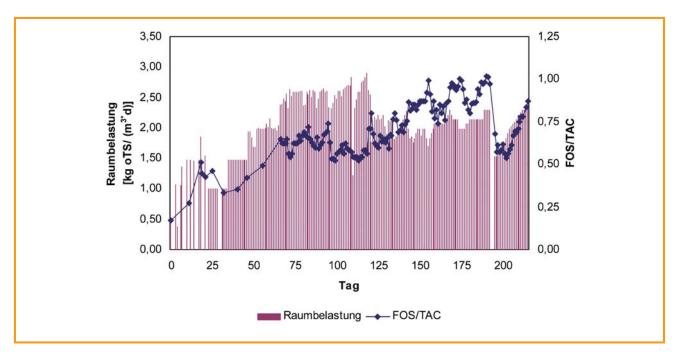


Abbildung 5.7: Verlauf Anfahrphase Fermenter 1 unter Spurenelementemangel

5.4 Störungsmanagement

5.4.1 Ursachen von Prozessstörungen

Man spricht von Prozessstörungen, wenn der anaerobe Abbau in der Biogasanlage negativ beeinflusst ist und somit suboptimal abläuft. Dadurch werden die eingesetzten Substrate nur unzureichend abgebaut. Prozessstörungen, unabhängig von deren Ausmaß, wirken sich folglich immer negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage aus. Aus diesem Grund müssen Prozessstörungen möglichst schnell erkannt und behoben werden.

Prozessstörungen treten die auf, wenn Milieubedingungen der Bakterien bzw. einzelner Bakteriengruppen nicht optimal sind. Je nachdem wie ausgeprägt die Beeinflussung ist bzw. in welchem Zeitraum sich die Milieubedingungen zum Negativen verändert haben, zeigt sich die Prozessstörung mehr oder weniger schnell. In den meisten Fällen deuten sich Prozessstörungen durch einen kontinuierlichen Anstieg der Fettsäurekonzentrationen an. Dieses Verhalten tritt unabhängig von der Ursache auf, was darin begründet ist, dass die essigsäurebildenden und methanbildenden Bakterien empfindlicher auf Milieuschwankungen reagieren als die anderen Bakteriengruppen. Ohne Eingriffe stellt sich der typische Verlauf einer Prozessstörung wie folgt dar:

- Anstieg der Fettsäurekonzentrationen
 - Zunächst Essig- und Propionsäure, bei anhal-

tender Prozessbelastung auch i-Buttersäure und i-Valeriansäure

- Kontinuierlicher Anstieg des FOS/TAC-Verhältnisses (parallel Fettsäureanstieg)
- Verminderung des Methangehaltes
- Verminderung des Gasertrages bei konstanter Fütterung
- Absinken des pH-Wertes, Versäuerung des Prozesses
- Völliger Zusammenbruch des Gasproduktion.

Mögliche Ursachen für Prozessstörungen Mangelerscheinungen (Spurenelemente), Temperaturschwankungen, hemmende Substanzen (Ammoniak, Desinfektionsmittel, Schwefelwasserstoff), Fehler bei der Beschickung und Überlastung des Prozesses werden im Folgenden beschrieben. Für den erfolgreichen Anlagenbetrieb ist es sehr wichtig, Prozessstörungen in einem möglichst frühen Stadium zu erkennen (vgl. Kapitel 5.1). Nur so können die Ursachen rechtzeitig identifiziert und beseitigt werden und der wirtschaftliche Schaden wird minimiert.

Die Problematik des Spurenelementmangels und der Ammoniakhemmung wurden in den Kapiteln 5.1.8 und 5.1.9 behandelt.

Im praktischen Betrieb von Biogasanlagen kann es viele Ursachen für den Abfall der Prozesstemperatur geben. Der Heizung des Fermenters kommt gerade bei den gemäßigten Temperaturen in Deutschland eine zentrale Bedeutung zu und bei einem Ausfall kann die Gärtemperatur relativ schnell um mehrere

Grad abfallen. Dabei muss nicht unbedingt die Heizung an sich defekt sein, was das folgende Szenario zeigt.

Durch Ausfall des BHKW fehlt nach einiger Zeit die nötige Abwärme für die Fermenterheizung. Der Temperaturabfall hemmt die Aktivität der Methanbakterien, da sie nur in einem engen Temperaturfenster überleben [5-1]. Die Bakterien der Hydrolyse und Acidogenese sind in dieser Hinsicht weniger spezialisiert und können auch bei einem Temperaturabfall zunächst überleben. Dadurch kommt es aber zu einer Anreicherung der Säuren im Fermenter, vor allem wenn die Substratzufuhr nicht rechtzeitig gedrosselt oder ausgesetzt wird.

In einem solchen Fall kommt zu der schon vorhandenen Temperaturhemmung auch noch ein Abfall des pH-Wertes mit einer Versäuerung des gesamten Fermenterinhalts.

Aber auch die Zugabe großer Mengen nicht vorgewärmten Substrates oder eine ungenügende Beheizung des Fermenters, z.B. durch Ausfall der Temperatursensoren, können einen Abfall der Fermentertemperatur zur Folge haben. Entscheidend für einen stabilen Prozess ist nicht die absolute Temperatur, sondern ein konstantes Temperaturniveau. Vollzieht sich ein Temperaturwechsel innerhalb kurzer Zeit (nach oben oder unten), so ist meist mit einer Beeinträchtigung des Abbaus zu rechnen. Deswegen ist eine regelmäßige Kontrolle der Gärtemperatur von großer Wichtigkeit für einen erfolgreichen Anlagenbetrieb.

Wie bereits in Kapitel 5.1.3 erläutert, kann es beim Einsatz bestimmter Substrate zu einer Erhöhung der Prozesstemperatur kommen. Dabei "läuft" die Temperatur vom mesophilen in den thermophilen Temperaturbereich, ohne dass zusätzliche Heizenergie aufgewendet werden muss. Bei unsachgemäßer Betriebsführung kann es beim Übergang vom mesozum thermophilen Temperaturbereich im schlimmsten Fall zum vollständigen Erliegen des Prozesses kommen.

Die Betriebsbedingungen einer Biogasanlage sind so konstant wie möglich zu halten. Dies gilt für die Milieubedingungen im Reaktor gleichermaßen wie für Beschaffenheit und Dosierung der Substrate. Fehler bei der Substratzugabe liegen vor, wenn:

- über einen langen Zeitraum zu viel Substrat dosiert wird
- Substrat zu unregelmäßig zugeführt wird
- ein schneller Wechsel von Substraten unterschiedlicher Zusammensetzung erfolgt

 nach einer "Fütterungspause" (z. B. aufgrund technischer Störungen) zu viel Substrat zugeführt wird.

Vor allem beim Anfahrbetrieb und beim Wechsel von Substrat während des Regelbetriebes werden die meisten Fehler bei der Substratzugabe gemacht. Aus diesem Grund muss der Prozess in diesen Phasen besonders intensiv beobachtet werden. Darüber hinaus ist eine Intensivierung der begleitenden Prozessanalytik empfehlenswert. Bei einigen Substraten treten auch chargenweise erhebliche Schwankungen bei der Zusammensetzung auf, die dann zu ungewollten Schwankungen in der Raumbelastung führen.

5.4.2 Handhabung von Prozessstörungen

Wie bereits erwähnt, kann eine Prozessstörung nur nachhaltig beseitigt werden, sofern die Ursache erkannt und eliminiert ist. Allerdings gibt es einige steuerungstechnische Maßnahmen, mit denen eine (kurzfristige) Entspannung der Situation erreicht werden kann. Im Folgenden werden zum einen grundsätzliche Maßnahmen der Prozessstabilisierung genannt und deren Effekte beschrieben. Der Erfolg dieser Maßnahmen hängt grundsätzlich von dem Grad der Prozessstörung ab, d. h. in welchem Ausmaß die Mikroorganismen bereits negativ beeinträchtigt sind. Darüber hinaus muss der Prozess während der Durchführung der Maßnahmen sowie während der anschließenden Erholungsphase genauestens beobachtet werden. Dadurch können Erfolg/Misserfolg erkannt und ggf. weitere Maßnahmen eingeleitet werden. Anschließend werden Möglichkeiten zur Beseitigung der Prozessstörungen analog der im vorangegangen Kapitel beschriebenen Ursachen aufgezeigt.

5.4.2.1 Maßnahmen zur Prozessstabilisierung

Reduktion der Inputmenge

Durch die Reduktion der Inputmenge (bei sonst gleicher Substratzusammensetzung) wird die Raumbelastung herabgesetzt. Dieses schafft eine effektive Entspannung des Prozesses. Abhängig vom Grad der Verminderung der Substratzugabe steigt im Folgenden spürbar der Methangehalt des Biogases. Das ist ein Hinweis auf den Abbau der sich bis dahin angereicherten Fettsäuren, wobei Essigsäure sehr schnell und Propionsäure sehr langsam abgebaut wird. Bei zu hohen Konzentrationen der Propionsäure ist es möglich, dass diese nicht mehr abgebaut wird. Dann müssen andere Maßnahmen zur Prozessentlastung durchgeführt werden.

Bleibt die Gasproduktion nach Reduktion der Inputmenge konstant, so ist dieses ein Hinweis auf einen deutlich überfütterten Fermenter. Die Inputmengen sollten erst nach Kontrolle der Fettsäurekonzentrationen und spürbarer Reduktion der Gasproduktion wieder leicht erhöht werden.

Materialrückführung/Rezirkulation

Die Rezirkulation bedeutet die Rückführung von Material aus einem nachgelagerten Behälter (Nachgärer, Gärrestlager) in den Fermenter. Durch das Umpumpen, soweit verfahrenstechnisch machbar, werden im Wesentlichen zwei positive Effekte erreicht. Zum einen findet eine Verdünnung statt, d.h. abhängig von der Dauer des Rezirkulierens wird die "Schadstoffkonzentration" im Fermenter reduziert. Darüber hinaus werden dem Fermenter "ausgehungerte" Bakterien zugeführt, die sich wiederum effektiv am Abbau beteiligen können.

Dieses Verfahren empfiehlt sich vor allem für mehrstufige Anlagen. Bei einstufigen Anlagen sollte diese Vorgehensweise nur bei gasdichten Gärrestbehältern und auch da nur in Notfällen angewendet werden. Bei der Materialrückführung muss die Temperatur des Rezirkulats beachtet und ggf. durch zusätzliches Heizen ein konstantes Temperaturniveau im Fermenter sichergestellt werden.

Veränderung der Inputzusammensetzung

Die Veränderung der Inputzusammensetzung kann in mehrfacher Hinsicht den Prozess stabilisieren. Zum einen kann die Veränderung der Mischung durch das Ersetzen/Weglassen von energiereichen Bestandteilen (z. B. Körnergetreide) die Raumbelastung verringern und somit zu einer Entlastung führen. Zum anderen kann durch die Ergänzung der Inputzusammensetzung mit flüssigen oder festen Wirtschaftsdüngern (z. B. Rindergülle), wenn diese sonst nicht eingesetzt werden, das zusätzliche Angebot an Spurenelementen und anderen Bakteriengruppen einen deutlich positiven Effekt hervorrufen. Einen gleichermaßen positiven Effekt kann die Zugabe von Gärsubstrat einer anderen Biogasanlage bewirken. In Hinblick auf eine Monovergärung von nachwachsenden Rohstoffen ist anzumerken, dass die Hinzunahme einer weiteren Substratkomponente sich normalerweise positiv auf die Prozessstabilität auswirkt.

5.4.2.2 Mangel an Spurenelementen

In der Regel kann ein Mangel an Spurenelementen durch die Zugabe von Wirtschaftsdüngern (Rinder-, Schweinegülle, Rinder-, Schweinemist) ausgeglichen werden. Sind diese Substrate für den Anlagenbetreiber nicht ausreichend verfügbar oder können aus verschiedenen Gründen nicht eingesetzt werden, sind am Markt verschiedene Anbieter von Spurenelementadditiven vorhanden. In der Regel handelt es sich dabei um komplexe Mischungen. Da es sich bei Spurenelementen jedoch um Schwermetalle handelt, welche bei übermäßiger Dosierung zum einen hemmend auf den Prozess wirken können [5-16] und sich zum anderen auf den landwirtschaftlichen Flächen anreichern, müssen dessen Frachten möglichst gering gehalten werden [5-17]. Es sollten nach Möglichkeit nur die Spurenelemente zudosiert werden, welche tatsächlich im Mangel vorliegen. Hier kann eine Spurenelementanalyse des Fermentermaterials und der Inputstoffe hilfreiche Informationen liefern. Allerdings handelt es sich dabei um eine aufwendige und kostspielige Analytik.

Um die Effizienz der Spurenelementzugabe zu erhöhen, können dem Prozess vor der Dosierung Eisensalze zur chemischen Entschwefelung zugegeben werden (vgl. Kapitel 2.2.4). Dadurch kann ein Großteil des gelösten Schwefelwasserstoffs ausgefällt werden und die Bioverfügbarkeit der Spurenelemente verbessert sich. Es sollten grundsätzlich die Herstellerempfehlungen beachtet und eingehalten werden.

5.4.2.3 Maßnahmen bei Temperaturhemmungen

Liegt eine Temperaturhemmung bedingt durch die Selbsterwärmung des Prozesses vor, so gibt es zwei Möglichkeiten. Entweder wird der Prozess gekühlt oder eine Umstellung der Prozesstemperatur vollzogen. Die Kühlung ist teilweise technisch durch das vorhandene Heizungssystem möglich, jedoch meist schwierig zu realisieren. Durch die Zugabe von kaltem Wasser kann ebenfalls ein Kühleffekt erreicht werden, was allerdings gleichermaßen äußerst vorsichtig erfolgen muss. Wird die Umstellung der Prozesstemperatur vom mesophilen in den thermophilen Bereich angestrebt, so ist eine gezielte biologische Betreuung im Übergangszeitraum erforderlich. Die Mikroorganismen müssen sich erst an das höhere Temperaturniveau adaptieren bzw. neu bilden. In diesem Zeitraum ist der Prozess äußerst instabil und darf auf keinen Fall durch eine übermäßige Substratzugabe zum "Umkippen" gebracht werden.

5.4.2.4 Maßnahmen bei einer Ammoniakhemmung

Maßnahmen zur Minderung einer Ammoniakhemmung erfordern grundsätzliche Eingriffe in den Anlagenbetrieb. In der Regel kommen Ammoniakhemmungen beim Einsatz von proteinreichen Inputstoffen vor. Liegt nachweislich eine Ammoniakhemmung vor, muss entweder die Temperatur abgesenkt oder die Inputzusammensetzung verändert werden. Die Änderung der Inputzusammensetzung sollte eine Senkung der Stickstofffracht zur Folge haben. Damit kann die Konzentration an hemmendem Ammoniak im Fermenter langfristig reduziert werden. Sollte die Versäuerung bereits weit fortgeschritten sein, bietet sich ein Austausch von Gärrest aus einem nachgeschaltetem Fermenter an, um die Säurekonzentration kurzfristig zu senken.

Beides sollte langsam unter intensiver Prozessüberwachung erfolgen. Eine Senkung des pH-Wertes zur Reduktion des undissozierten Ammoniakanteils ist langfristig äußerst schwierig durchzuführen und deshalb nicht zu empfehlen.

5.4.2.5 Maßnahmen bei einer Schwefelwasserstoffhemmung

Schwefelwasserstoffhemmungen kommen bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen äußerst selten vor. Eine Schwefelwasserstoffhemmung ist immer substratbedingt, d. h. auf hohe Schwefelgehalte der Inputstoffe zurückzuführen. Zum einen werden bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen überwiegend Inputstoffe mit vergleichsweise niedrigen Schwefelgehalten eingesetzt. Zum anderen müssen die H₂S-Gehalte im Gas aufgrund deren negativer Auswirkungen auf die Gasverwertung in jedem Fall reduziert werden. Folgende Maßnahmen zur Beseitigung einer Schwefelwasserstoffhemmung können eingeleitet werden:

- Zugabe von Eisensalzen zur Sulfidfällung
- Anteil schwefelhaltiger Inputstoffe reduzieren
- Verdünnung mit Wasser.

Eine Anhebung des pH-Wertes durch Puffersubstanzen kann kurzfristig die Toxizität des H₂S vermindern, sollte jedoch langfristig nicht durchgeführt werden.

5.4.3 Handhabung von technischen Störungen und Problemen

Aufgrund der großen Unterschiede hinsichtlich der Bauart und technischen Ausrüstungen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen kann an dieser Stelle keine generelle Handlungsempfehlung zur Beseitigung von technischen Störungen gegeben werden. Es sei jedoch auf die Betriebsanleitung der Biogasanlage verwiesen, die in der Regel Handlungsempfehlungen und Maßnahmen zur Beseitigung von Störungen einzelner Anlagenkomponenten enthält.

Bei technischen Störungen und Problemen ist es von entscheidender Bedeutung, dass diese rechtzeitig erkannt und beseitigt werden. Hierzu ist ein automatisiertes Alarmsystem zwingend erforderlich. Im Prozessleitsystem wird der Betriebsstatus der wesentlichen Anlagenkomponenten erfasst und überwacht. Liegt eine technische Störung vor, so erfolgt eine Alarmmeldung im System, die wiederum per Telefonanruf oder SMS an den Anlagenbetreiber/ das Betriebspersonal weitergegeben werden kann. Durch dieses Verfahren kann schnell auf Störungen reagiert werden. Um längere Betriebsbeeinträchtigungen zu verhindern ist es wichtig, dass der Anlagenbetreiber ausgewählte Ersatz-/Verschleißteile ständig vorrätig hat. So können Reparatur- und Ausfallzeiten reduziert werden. Darüber hinaus sollte dem Anlagenbetreiber bei Notfällen möglichst jederzeit ein zuverlässiges Serviceteam zur Seite stehen. Dieses wird üblicherweise direkt vom Anlagenhersteller oder externen Fachwerkstätten angeboten. Um das Risiko von technischen Störungen zu minimieren, sind regelmäßige Kontrollen sowie die Einhaltung von Wartungsintervallen durch den Anlagenbetreiber sicherzustellen.

5.5 Betriebssicherheit

5.5.1 Arbeits- und Anlagenschutz

Biogas ist ein Gasgemisch und besteht aus Methan (50-75 Vol.-%), Kohlendioxid (20-50 Vol.-%), Schwefelwasserstoff (0,01-0,4 Vol.-%) sowie weiteren Spurengasen [5-1], [5-6]. Die Eigenschaften von Biogas werden anderen Gasen in Tabelle 5.7 gegenübergestellt. In Tabelle 5.8 werden die Eigenschaften der einzelnen Biogaskomponenten zusammengefasst.

In bestimmten Konzentrationen kann Biogas in Verbindung mit Luftsauerstoff eine explosionsfähige Atmosphäre bilden, weswegen bei der Errichtung und beim Betrieb einer Biogasanlage besondere Sicherheitsvorschriften im Bereich des Anlagenschutzes beachtet werden müssen. Darüber hinaus bestehen weitere Gefahren z. B. der Erstickung oder Vergiftung sowie mechanischer Art (z. B. Quetschgefahr durch Antriebe).

Tabelle 5.7: Eigenschaften von Gasen [5-6]

		Biogas	Erdgas	Propan	Methan	Wasserstoff
Heizwert	kWh/m³	6	10	26	10	3
Dichte	kg/m³	1,2	0,7	2,01	0,72	0,09
Dichteverhältnis zu Luft		0,9	0,54	1,51	0,55	0,07
Zündtemperatur	°C	700	650	470	600	585
Explosionsbereich	Vol%	6-22	4,4-15	1,7-10,9	4,4-16,5	4-77

Tabelle 5.8: Eigenschaften von Biogaskomponenten [5-6], [5-7], [5-8]

		CH ₄	CO ₂	H ₂ S	со	Н
Dichte	kg/m³	0,72	1,98	1,54	1,25	0,09
Dichteverhältnis zu Luft		0,55	1,53	1,19	0,97	0,07
Zündtemperatur	°C	600	-	270	605	585
Explosionsbereich	Vol%	4,4-16,5	-	4,3-45,5	10,9-75,6	4-77
AGW (MAK-Wert)	ppm	n. a.	5000	10	30	n. a.

Der Arbeitgeber bzw. Biogasanlagenbetreiber ist verpflichtet, die mit der Biogasanlage in Zusammenhang stehenden Gefährdungen zu ermitteln, zu bewerten und, falls erforderlich, entsprechende Maßnahmen zu treffen. Die "Sicherheitsregeln für Biogasanlagen" des Bundesverbandes der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften [5-6] geben in diesem Zusammenhang eine kompakte Zusammenfassung der wesentlichen sicherheitsrelevanten Aspekte für Biogasanlagen wieder. Hier werden die Sicherheitsvorschriften im Sinne der Durchführungsanweisung zu §1 der Unfallverhütungsvorschrift, "Arbeitsstätten, bauliche Anlagen und Einrichtungen" (VSG 2.1) [5-9] der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften, erläutert und konkretisiert. Zusätzlich werden Hinweise auf zu beachtende Regelwerke gegeben.

Dieses Kapitel soll einen Überblick über die potentiellen Gefahren während des Betriebes einer Biogasanlage vermitteln und dahingehend sensibilisieren. Die Grundlage für Gefährdungsbeurteilungen und die damit verbundenen sicherheitstechnischen Aspekte des Anlagenbetriebes müssen jeweils die gültigen Fassungen der genannten Vorschriften [5-6], [5-8], [5-9], [5-10] darstellen.

5.5.1.1 Explosions- und Brandgefahr

Wie im vorigen Abschnitt bereits erwähnt, kann Biogas in Verbindung mit Luft unter bestimmten Bedingungen ein explosionsfähiges Gasgemisch bilden. Die Explosionsbereiche von Biogas und dessen Einzelkomponenten sind in Tabelle 5.7 und Tabelle 5.8 dargestellt. Es ist zu beachten, dass oberhalb der Grenzen zwar keine Explosionsgefahr besteht, aber dennoch können durch offenes Feuer, Schaltfunken elektrischer Geräte oder auch Blitzschlag Brände ausgelöst werden.

Beim Betrieb von Biogasanlagen muss daher insbesondere in der näheren Umgebung von Gärbehältern und Gasspeichern mit der Entstehung von explosionsfähigen Gas-Luft-Gemischen sowie mit erhöhter Brandgefahr gerechnet werden. Abhängig von der Wahrscheinlichkeit des Auftretens einer explosionsfähigen Atmosphäre werden die verschiedenen Anlagenbereiche durch die "BGR 104 – Explosionsschutz-Regeln" in sogenannte "Explosionsgefährdete Bereiche" (Ex-Zonen) eingeteilt [5-10], in denen entsprechende Kennzeichnungs-, Vorsorge- und Sicherheitsmaßnahmen getroffen werden müssen.

Zone 0

In Bereichen der Zone 0 tritt eine explosionsfähige Atmosphäre ständig, über lange Zeiträume oder zeitlich überwiegend auf [5-6], [5-10]. Solche Bereiche sind jedoch im Normalfall bei Biogasanlagen nicht zu finden. Auch der/die Gärbehälter stellen keinen solchen Bereich dar.

Zone 1

Die Zone 1 beschreibt Bereiche, in denen sich bei Normalbetrieb gelegentlich eine explosionsfähige Atmosphäre bilden kann. Dies sind Bereiche in der näheren Umgebung von Einstiegsöffnungen des Gasspeichers



oder auf der gasführenden Seite des Gärbehälters sowie in der Nähe von Abblaseinrichtungen, Überdrucksicherungen oder Gasfackeln [5-6]. Um diese Bereiche sind im Umkreis von 1 m (bei freier Lüftung) die Sicherheitsmaßnahmen der Zone 1 zu realisieren. D.h., in diesem Bereich dürfen nur Betriebsmittel und Exgeschützte Geräte mit einer entsprechenden Zulassung für Zone 0 und 1 verwendet werden. In geschlossenen Räumen sind betriebsbedingte Freisetzungen von Biogas grundsätzlich zu vermeiden. Sind diese jedoch möglich, erweitert sich Zone 1 auf den gesamten Raum [5-6].

Zone 2

In diesen Bereichen ist im Normalfall nicht damit zu rechnen, dass explosionsfähige Gas-Luft-Gemische auftreten. Kommt dies aber dennoch vor, so kann man davon ausgehen, dass dies nur selten der Fall und nicht von zeitlich langer Dauer ist (z. B. bei Servicearbeiten oder im Störungsfall) [5-6], [5-10].

Dies betrifft z.B. Einstiegsöffnungen sowie das Innere des Fermenters und bei Gasspeichern die nähere Umgebung der Be- und Entlüftungsöffnungen. In den betreffenden Bereichen müssen im Umkreis von 1 bis 3 m die Maßnahmen der Zone 2 umgesetzt werden [5-10].

In den explosionsgefährdeten Bereichen (Zone 0-2) müssen Maßnahmen gemäß BRG 104, Abschnitt E2 zur Vermeidung von Zündquellen getroffen werden [5-10]. Zündquellen können beispielsweise heiße Oberflächen (Turbolader), offene Flammen oder auch mechanisch und elektrisch erzeugte Funken sein. Zusätzlich sind solche Bereiche mit den entsprechenden Warn- und Hinweisschildern zu versehen.

5.5.1.2 Vergiftungs- und Erstickungsgefahr

Die Freisetzung von Biogasen ist bekanntlich ein natürlicher Prozess und deswegen nicht ausschließlich auf Biogasanlagen beschränkt. Insbesondere in der tierhaltenden Landwirtschaft ist es in der Vergangenheit immer wieder zu teilweise tödlichen Unfällen im Zusammenhang mit biogenen Gasen gekommen (z. B. Güllekeller, Futtersilos etc.).

Liegt Biogas in genügend hohen Konzentrationen vor, kann es beim Einatmen zu Vergiftungs- oder Erstickungserscheinungen bis hin zum Tod führen. Insbesondere der enthaltene Anteil an Schwefelwasserstoff (H₂S) in nicht entschwefeltem Biogas wirkt schon in geringen Konzentrationen stark toxisch (siehe Tabelle 5.9).

Tabelle 5.9: Toxische Wirkung von Schwefelwasserstoff [5-7]

Konzentration (in der Luft)	Wirkung
0,03-0,15 ppm	Wahrnehmungsschwelle (Geruch von faulen Eiern)
15-75 ppm	Reizung der Augen und der Atemwege, Übelkeit, Erbrechen, Kopfschmerzen, Bewusstlosigkeit
150-300 ppm (0,015-0,03 %)	Lähmung der Geruchsnerven
> 375 ppm (0,038 %)	Tod durch Vergiftung (nach mehreren Stunden)
> 750 ppm (0,075 %)	Bewusstlosigkeit und Tod durch Atemstillstand innerhalb 30-60 min.
ab 1000 ppm (0,1 %)	schneller Tod durch Atemlähmung innerhalb weniger Minuten

Darüber hinaus kann es insbesondere in geschlossenen oder tiefer gelegenen Räumen zu Erstickungen durch Verdrängen des Sauerstoffs durch Biogas kommen. Zwar ist Biogas mit einer relativen Dichte (D) von ca. 1,2 kg pro m^3 leichter als Luft, jedoch neigt es zur Entmischung. Dabei sammelt sich das schwerere Kohlendioxid (D = 1,98 kg/ m^3) im Bodenbereich an, während das leichtere Methan (D = 0,72 kg/ m^3) nach oben steigt.

Aus diesen Gründen muss in geschlossenen Räumen, z. B. umbaute Gasspeicher, jederzeit für eine ausreichende Belüftung gesorgt werden. Darüber hinaus muss bei Arbeiten in potenziellen Gefahrenbereichen (Fermenter, Wartungsschächte, Gaslager etc.) die persönliche Schutzausrüstung (z. B. Gaswarngeräte, Atemschutz usw.) getragen werden.

5.5.1.3 Wartung- und Instandhaltung

Bei den Wartungsständen von Rühr-, Pump- und Spüleinrichtungen ist zu beachten, dass diese grundsätzlich über Flur anzuordnen sind [5-6]. Ist dieses nicht möglich, so ist eine fest installierte Zwangslüftung vorzusehen, um der Erstickungs- und Vergiftungsgefahr bei möglichem Gasaustritt entgegenzuwirken.

5.5.1.4 Umgang mit Chemikalien

Es kommen verschiedene Chemikalien auf Biogasanlagen zum Einsatz. Am häufigsten werden diese in Form verschiedener Eisensalze zur chemischen Entschwefelung, als Zusatzstoff zur Stabilisierung des pH-Wertes, als komplexe Spurenelement- oder En-

zymmischung zur Prozessoptimierung eingesetzt. Die genannten Additive sind sowohl in flüssiger als auch fester Form (Pulver) erhältlich. Da diese Produkte in der Regel giftige und ätzende Eigenschaften aufweisen, sind die Produktinformationen vor dem Einsatz zur Kenntnis zu nehmen und den Angaben des Herstellers in Hinblick auf Dosierung und Anwendung (z. B. Staubmaske, säurefeste Handschuhe, etc.) unbedingt Folge zu leisten. Der Einsatz von Chemikalien ist grundsätzlich auf das erforderliche Mindestmaß zu reduzieren.

5.5.1.5 Sonstige potenzielle Unfallgefahren

Neben den bisher beschriebenen Gefahrenquellen bestehen weitere Unfallquellen, z. B. Absturzgefahr an Leitern oder Hineinstürzen in Befüllöffnungen (Feststoffdosierer, Einspültrichter, Wartungsschächte etc.). Hier ist sicherzustellen, dass ein Hineinstürzen durch Abdeckungen (Klappen, Roste) bzw. ausreichende Bauhöhe (> 1,8 m) verhindert wird [5-6]. Zudem stellen bewegte Anlagenteile (Rührwellen, Schnecken etc.) weitere Gefahrenquellen dar, welche durch entsprechende Hinweisschilder deutlich zu kennzeichnen sind.

Im Bereich der Blockheizkraftwerke kann es durch unsachgemäße Bedienung oder durch Defekte zu tödlichen Stromschlägen kommen, da hier elektrische Energie mit Spannungen von mehreren hundert Volt und Stromstärken im dreistelligen Amperebereich erzeugt wird. Dieselbe Gefahr geht auch von Rührwerken, Pumpen, Zuführeinrichtungen etc. aus, da hier ebenfalls mit hohen elektrischen Leistungen gearbeitet wird.

Weiterhin besteht durch die Heiz- bzw. Kühlsysteme (Motorkühler, Fermenterheizung, Wärmetauscher etc.) einer Biogasanlage Verbrühungsgefahr im Fall von Störungen. Dies trifft auch auf Teile der BHKW bzw. evtl. vorhandener Notsysteme (z. B. Gasfackel) zu.

Um Unfälle dieser Art zu vermeiden, müssen an den entsprechenden Anlagenteilen gut sichtbare Warnhinweise angebracht und das Betriebspersonal dementsprechend eingewiesen sein.

5.5.2 Umweltschutz

5.5.2.1 Hygienisierungsanforderungen

Das Ziel der Hygienisierung ist es, mögliche im Substrat vorhandene Keime und Krankheitserreger unwirksam zu machen und damit eine aus seuchen- und phytohygienischer Sicht Unbedenklichkeit herzustellen. Diese wird erforderlich, sobald neben landwirtschaftlichen Roh- und Reststoffen biogene Abfallstoffe weiterer Wirtschaftszweige eingesetzt werden.

Als relevante Rechtsgrundlagen sind in diesem Zusammenhang die EG-Verordnung Nr. 1774/2003 sowie die Bioabfallverordnung zu nennen [5-13]. Die EG-Verordnung beinhaltet Hygienevorschriften für den Umgang mit nicht für den menschlichen Verzehr bestimmten tierischen Nebenprodukten [5-11]. In Biogasanlagen können nach behördlicher Zulassung Material der Kategorie 2 nach Dampfdrucksterilisation (Zerkleinerung < 55 mm, 133 °C bei 3 bar Druck für mind. 20 Minuten [5-12]), Gülle, Magen- und Darminhalt ohne Vorbehandlung sowie Material der Kategorie 3 (z. B. Schlachtabfälle) nach Hygienisierung (Erhitzung auf mind. 70 °C für mindestens 1 Stunde) eingesetzt werden. Die genannte Verordnung findet bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen jedoch kaum Anwendung. Werden als tierische Nebenprodukte ausschließlich Küchen- und Speiseabfälle eingesetzt, so kommt die genannte Verordnung nicht zur Anwendung. Werden Stoffe eingesetzt, welche den Regelungen der Bioabfallverordnung unterliegen, wird eine Hygienisierung erforderlich. Dabei sind eine Mindesttemperatur von 55 °C sowie eine hydraulische Verweilzeit im Reaktor von mindestens 20 Tagen zu gewährleisten.

5.5.2.2 Luftreinhaltung

Beim Betrieb von Biogasanlagen sind diverse Anforderungen zur Luftreinhaltung zu beachten. Dabei handelt es sich vor allem um Anforderungen bezüglich Geruchs-, Schadstoff- und Staubemissionen [5-12]. Die übergeordneten Rechtsgrundlagen bildet das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und dessen Durchführungsbestimmungen sowie die technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft). Das Ziel des Gesetzes ist, die Umwelt vor schädlichen Umweltwirkungen zu schützen sowie deren Entstehung vorzubeugen. Diese Rechtsvorschrift findet im Rahmen des Genehmigungsverfahrens ausschließlich bei großen Biogasanlagen mit einer Gesamtfeuerungsleistung von 1 MW oder mehr und bei Anlagen zur Behandlung von Bioabfällen Anwendung (vgl. Kapitel 7.7.2).

5.5.2.3 Gewässerschutz

Beim Betrieb von Biogasanlagen sollen schädliche Auswirkungen auf die Umwelt möglichst vermieden werden. In Bezug auf den Gewässerschutz bedeutet dieses ganz allgemein, dass die Biogasanlage baulich so gestaltet werden muss, dass es zu keinen Verunreinigungen von Oberflächengewässern sowie des Grundwassers kommt. Die rechtlichen Regelungen können länderspezifisch voneinander abweichen, da die speziellen Anforderungen des Gewässerschutzes u. a. von den natürlichen Standortgegebenheiten (z. B. Wasserschutzgebiet) abhängen und einer behördlichen Einzelprüfung unterliegen.

Die auf landwirtschaftlichen Biogasanlagen überwiegend vorkommenden Stoffe wie Gülle, Jauche und Silagesickersaft werden in die Wassergefährdungsklasse 1 (schwach wassergefährdend) eingestuft, nachwachsende Rohstoffe erhalten die gleiche Einschätzung [5-14]. Folglich müssen Verunreinigungen von Grund- und Oberflächenwasser durch die genannten Stoffe entlang der gesamten Verfahrenskette vermieden werden. Für die Praxis bedeutet das, dass alle Lagerplätze, Lager- und Fermentationsbehälter sowie die verbindenden Rohrund Pumpleitungen flüssigkeitsdicht und in zugelassener Bauweise ausgeführt sein müssen. Ein besonderes Augenmerk ist auf die Silageplätze zu legen, da hier bei ungünstigen Erntebedingungen und sehr hohen Verdichtungsdrücken erhebliche Mengen Silagesickersaft auftreten können. Es besteht die Verpflichtung, die austretenden Gär- und Sickersäfte gesondert zu sammeln und zu verwerten. Da diese in der Regel erhebliche Mengen Organik enthalten empfiehlt sich deren Zuführung in die Gärbehälter. Um nicht unnötig große Mengen von unbelastetem Wasser, vor allem nach erheblichen Niederschlagsereignissen, dem Prozess zuzuführen, ist eine Trennung von verschmutztem und unbelastetem Wasser sinnvoll. Dieses kann durch getrennte Entwässerungssysteme realisiert werden, welche über zwei Leitungssysteme und manuelles Umstellen unbelastetes Wasser dem Vorfluter sowie verschmutztes Wasser und Sickersäfte der Biogasanlage zuführen [5-15].

Darüber hinaus muss den Schnittstellen der einzelnen Verfahrensstufen besondere Beachtung geschenkt werden. Hierzu zählen vor allem die Substratannahme (Feststoffe und Flüssigkeiten) sowie die Abgabe von Gärresten an die Transport-/Ausbringungsfahrzeuge. Ein ungewollter Materialaustritt (z. B. Überlauf- bzw. Restmengen) ist zu vermeiden bzw. das Auffangen von verschmutztem Wasser aus diesen Bereichen muss gewährleistet sein.

Darüber hinaus müssen die Aufstellungsplätze der BHKW, sowie die Lagerung von Frisch-, Alt- und ggf.

Zündöl entsprechend der gültigen Vorschriften gestaltet werden. Mögliche Leckagen von beispielsweise Getriebe- und Motorenöl müssen erkannt und beseitigt werden können [5-14].

5.5.2.4 Lärmschutz

Bei den Lärmquellen von Biogasanlagen handelt es sich überwiegend um Verkehrslärm. Die Häufigkeit und Intensität des Lärmaufkommens hängt entscheidend vom Anlagenkonzept sowie den eingesetzten Inputstoffen ab. Beim Großteil der landwirtschaftlichen Biogasanlagen entsteht Verkehrslärm in Zusammenhang mit der Substrateinbringung (Transport-, Lager-/Dosiersystem) nahezu täglich für einen Zeitraum von 1-2 Stunden. Bei der Ernte bzw. Einlagerung der Substrate sowie dem Abtransport der Gärrückstände ist mit einem erhöhtem Verkehrs- und somit auch Lärmaufkommen zu rechnen.

Weitere lärmintensive Maschinen, z. B. in Zusammenhang mit der Gasverwertung in einem BHKW, sind in der Regel in räumlich abgeschlossenen, schallgedämmten Bereichen aufgestellt. Rechtsgrundlage für Lärmimmissionen bildet die technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA-Lärm) in ihrer gültigen Fassung.

5.6 Hinweise zur Anlagenoptimierung

Das Ziel einer Optimierung besteht darin, den Ist-Zustand eines Prozesses hinsichtlich einer bestimmten Eigenschaft durch gezielte Variation von Einflussfaktoren so zu verändern, dass ein definierter Soll-Zustand (das Optimum) erreicht wird.

Generell kann der Betrieb einer Biogasanlage in den Bereichen Technik, Ökonomie und Auswirkungen auf die Umwelt optimiert werden (Abb. 5.8). Dabei können diese Bereiche nicht unabhängig voneinander optimiert werden, vielmehr beeinflussen sich diese gegenseitig. Bei der Lösung eines Optimierungsproblems ist zudem nicht davon auszugehen, dass es eine einzelne Lösung geben wird, vielmehr ist zu erwarten, dass es eine Schar unterschiedlicher Lösungen gibt.

Die verschiedenen möglichen Lösungen können dann unter Zugrundelegung von Bewertungsmaßstäben miteinander verglichen werden. Zur Bewertung können z. B. die Kosten, der Gasertrag oder die Minimierung der Umweltauswirkungen verwendet werden. Entsprechend einer übergeordneten Zielsetzung müssen die Bewertungsmassstäbe dann gewich-

5000

tet werden, um eine abschließende Beurteilung und Entscheidung für eine Maßnahme zu ermöglichen.

In der Praxis sollte jeder verantwortungsvolle Biogasanlagenbetreiber das unter den gegebenen (auch anlagenspezifischen) Rahmenbedingen zu erreichende Gesamtoptimum anstreben. Ändern sich die Rahmenbedingungen, ist zu prüfen, ob die bisherigen Zielgrößen beibehalten werden können oder angepasst werden müssen.

Die Optimierung setzt voraus, dass Ist- und Soll-Zustand definiert sind. Die Definition des Ist-Zustandes geschieht durch die Erfassung geeigneter Daten im Anlagenbetrieb. Wenn z.B. der Eigenenergiebedarf der Anlage reduziert werden soll, ist zu untersuchen, welche Komponenten zum Energieverbrauch beitragen und welche Energiemengen verbraucht werden. Der Soll-Zustand kann anhand der Planungsdaten, von vergleichbaren Leistungsdaten der eingesetzten Technologien, von Publikationen zum Stand der Technik, Aussagen anderer Betreiber (z.B. Foren, Expertengespräche etc.) oder angefertigten Gutachten definiert werden.

Nach der Definition von Ist- und Soll-Zustand folgt die Definition konkreter Zielwerte, die Umsetzung von Maßnahmen zur Erreichung dieser Zielwerte und die anschließende Validierung der Maßnahmen bezüglich der Zielwerterreichung und möglicher Effekte auf andere Bereiche.

Vor allem im Bereich der Erfassung und Dokumentation relevanter Prozessdaten gibt es auf vielen Anlagen Defizite, so dass oft eine qualifizierte Analyse der Ist-Situation nicht möglich ist. Daraus folgt auch, dass Daten zur Generierung von Vergleichswerten nur in begrenztem Umfang verfügbar sind. Eine umfangreiche Sammlung von prozessrelevanten Daten ist im Rahmen der Bundes-Messprogramme [5-38] realisiert worden, außerdem veröffentlicht das KTBL Kenndaten zum Betrieb von Biogasanlagen.

In der VDI Richtlinie 4631 "Gütekriterien für Biogasanlagen" sind die wesentlichen Kenngrößen zur Bewertung des Prozesses aufgeführt. Hier stehen auch umfangreiche Checklisten zur Verfügung, die für die Datenerfassung von Nutzen sind.

Im Folgenden sollen einige ausgewählte Parameter gelistet werden, die zur Bewertung und folgenden Optimierung der Biogasanlage herangezogen werden können.

Für den Betrieb gilt generell, dass die Betriebsbedingungen so konstant wie möglich zu halten sind. Nur so kann überhaupt ein sinnvoller Ist-Zustand definiert werden. Findet auf der Anlage eine konzep-

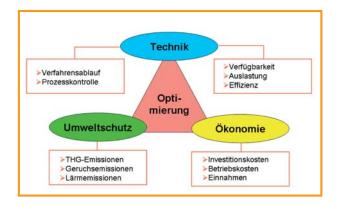


Abbildung 5.8: Möglichkeiten der Optimierung

tionelle Umstellung statt, müssen die Prozessziele entsprechend angepasst werden.

5.6.1 Technische Optimierung

Die Optimierung der technischen Abläufe in einer Biogasanlage zielt auf die hohe Verfügbarkeit der Technologie, d. h. auf eine Minimierung von Ausfallzeiten und einer reibungslosen Prozessführung ab.

Dieses Ziel hat natürlich auch indirekte Auswirkungen auf die Ökonomie der Anlagen, da die Anlage nur mit hoher Auslastung ihre Planungsleistung erfüllen kann, auf der anderen Seite verursacht ein hoher technologischer Aufwand auch hohe Kosten, die entsprechende Kosten-Nutzen-Analyse sollte im Rahmen der ökonomischen Optimierung durchgeführt werden.

Zur Einschätzung der Verfügbarkeit der Gesamtanlage bieten sich generell die Erfassung und Dokumentation der Betriebsstunden sowie der Volllaststunden an. Wenn zusätzlich die Ausfallzeiten und zugeordnet die Ursachen der Störungen sowie die Arbeitszeiten und der finanzielle Aufwand für die Behebung dokumentiert werden, können die Schwachstellen im Prozess identifiziert werden.

Die Verfügbarkeit von technischen Einrichtungen kann ganz allgemein durch folgende Maßnahmen erhöht werden:

- Wartungsintervalle einhalten
- Vorausschauende Wartung
- Installation von Messtechnik zur Detektierung von Störungen
- Vorratshaltung wichtiger Ersatzteile
- Schnell verfügbarer Service vom Hersteller oder regionalen Werkstätten
- Redundante Ausführung für kritische Komponenten
- Einsatz verschleißarmer Technologien und Werkstoffe.

Die Funktionalität der Technik ist Voraussetzung für einen stabilen Abbauprozess. Wenn es zu Ausfallzeiten bei Beschickung oder Durchmischung kommt, ist der biologische Prozess direkt betroffen. Im Hinblick auf die Optimierung der Biologie sei auf Kapitel 2 sowie entsprechende Abschnitte dieses Kapitels verwiesen.

5.6.2 Analyse der Effizienz der Gesamtanlage (Substratausnutzung auf Basis von Energieflüssen)

Wenn eine hohe Auslastung der Technologie gegeben ist, kann unter Umständen die Effizienz erhöht werden, indem der Energiebedarf der Anlage und eventuelle Verluste an Energie untersucht und möglicherweise reduziert werden. Hier bietet es sich an, eine Gesamtbetrachtung der Anlage zu veranlassen, um die wesentlichen Energieflüsse und Schwachstellen zu identifizieren. Folgende Teilbereiche sind dabei zu berücksichtigen:

- Substratbereitstellung (Menge, Qualität des Substrates, Qualität der Silierung, Substrateintrag)
 - Silierverlust (Qualität der Silierung, Vorschub, Größe der Anschnittflächen, Sickerwasser)
- Prozessbiologie (Beschickungsintervalle, erreichter Abbaugrad, spezifische Biogasmenge und Zusammensetzung, Stabilität der Anlage, Substratzusammensetzung, Säurekonzentrationen)
- Gasverwertung (Wirkungsgrad BHKW (elektrisch und thermisch), Methanschlupf, Motoreneinstellungen, Wartungsintervalle)
- Gärrest (Restgaspotential des Gärrestes, Verwertung des Gärrestes)
- Methanverluste (Emissionen durch Leckagen)
- Arbeitsaufwand für Anlagenbetrieb und Störungsbeseitigung, Stillstandzeiten
- Eigenenergieverbrauch
 - Regelmäßige Erfassung von Zählerständen (Energieverbrauch, Laufzeiten)
 - Klare Abgrenzung der Stromverbraucher (z.B. Rührwerke, Eintragssystem, BHKW ...)
 - Rührsysteme, Rührerlaufzeiten und Rührintensität den Bedingungen anpassen
 - Keine unnötigen Mengen pumpen
 - Effiziente und verbrauchsarme Substrataufbereitungs- und Einbringtechniken verwenden
- Wärmenutzungskonzept.

Generell ist bei Biogasanlagen zu berücksichtigen, dass das "System Biogasanlage" aus einer Vielzahl von Einzelkomponenten besteht, welche aufeinander abgestimmt sein müssen. Bereits in der Planungsphase ist daher zu berücksichtigen, dass die Kette als Ganzes funktionieren muss – die Anschaffung von funktionierenden Einzelkomponenten ergibt nicht zwangsläufig eine funktionierende Biogasanlage.

In der Praxis ist häufig zu beobachten, dass innerhalb der Verfahrenskette ein "Flaschenhals" vorliegt, der die Leistung und damit die Wirtschaftlichkeit der nachgeordneten Anlagenelemente begrenzt. Vielfach erreicht z. B. die Gaserzeugungsleistung nicht die Kapazität des BHKW, jedoch könnte z. B. durch eine veränderte Substratmischung oder durch bessere Auslastung der 2. Fermenterstufe die benötigte Gasproduktionsleistung erreicht werden.

Daher sind neben der Bilanzierung von Energieflüssen auch Stoffstrombilanzen ein geeigneter Weg, Defizite im Anlagenbetrieb aufzudecken.

5.6.3 Ökonomische Optimierung

Die ökonomische Optimierung zielt auf die Reduktion der Kosten und Steigerung der Erträge ab. Die ökonomische Optimierung kann wie die technische Optimierung auf alle Teilprozesse angewendet werden. Auch hier gilt, dass in einem ersten Schritt die maßgeblichen Verursacher von Kosten identifiziert werden, um dann entsprechend diese Kosten senken zu können.

Als Basis für eine erste Orientierung der gesamten Anlagenleistung können spezifische Größen wie Stromgestehungskosten (z. B. in €/kWh) oder spezifische Investitionskosten (in €/kW elektr. inst.) dienen. Für diese gibt es vergleichende Untersuchungen (z. B. Bundesmessprogramm, [5-38]), so dass eine Einordnung der Gesamtökonomie der Anlage möglich ist. Für eine detaillierte Untersuchung bieten sich die Analyse und der Vergleich folgender ökonomischer Daten an:

- Betriebskosten
 - Personalkosten
 - Wartungskosten
 - Kosten für Reparaturen
 - Kosten für Energie
 - Instandhaltungskosten
- Investitionskosten (Abschreibung), Tilgung, Zins
- Substratkosten (verbunden mit Substratqualität und Substratmengen)
- Einnahmen für produzierte Elektrizität und Wärme
- Einnahmen für Substrate
- Einnahmen für Gärreste/Dünger.

5000

5.6.4 Minimierung der Umweltauswirkungen

Die Minimierung der Umweltauswirkungen zielt auf eine Reduzierung der Wirkungen auf die Umwelt ab. Hier lassen sich Schadstofffreisetzungen in Luft, Wasser und Boden betrachten.

- Sickerwasser (Fassung und Verwertung von Silagesickerwasser, Ablauf von Lagerflächen)
- Methanemissionen der Biogasanlage (Gärrestlager gasdicht abdecken, Leckagen identifizieren, Schlupf bei Gasverwertung, Motoreinstellungen, Wartungen)
- Formaldehyd, NO_x, Schwefeloxide, Kohlenmonoxid (nur bei BHKW, Motoreinstellungen, Abgasnachreinigung)
- Geruchsemissionen (abgedeckte Beschickung, Lagerflächen und Gärrestlager, separierte Gärreste)
- Lärmemissionen
- nach Ausbringung Gärreste: Ammoniakemissionen, Lachgasemissionen (Ausbringetechnik und Einarbeitung).

Neben den negativen Auswirkungen auf die Umwelt bedeuten unkontrollierte Emissionen beim Silagesickerwasser, Methan und Ammoniak auch eine Einbuße hinsichtlich der Effizienz der Gesamtanlage. Hier kann sich eine bauliche oder betriebliche Maßnahme zur Emissionsminderung durchaus ökonomisch rechnen (z. B. gasdichte Abdeckung Gärrestlager). Grundsätzlich sollte die Anlage regelmäßig auf mögliche Emissionen untersucht werden, hier sind neben Umwelt und Ökonomie oft auch sicherheitsrelevante Aspekte zu berücksichtigen.

5.7 Literaturverzeichnis

- [5-1] Kloss, R.: Planung von Biogasanlagen; Oldenbourg Verlag München, Wien, 1986
- [5-2] Kroiss, H.: Anaerobe Abwasserreinigung; Wiener Mitteilungen Bd. 62; Technische Universität Wien, 1985
- [5-3] Weiland, P.: Grundlagen der Methangärung Biologie und Substrate; VDI-Berichte, Nr. 1620 "Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven"; S. 19-32; VDI-Verlag 2001
- [5-4] Resch, C.; Wörl, A.; Braun, R.; Kirchmayr, R.: Die Wege der Spurenelemente in 100% NAWARO Biogasanlagen;
 16. Symposium Bioenergie-Festbrennstoffe, Flüssigkraftstoffe, Biogas; Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2007
- [5-5] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: Energie aus Biomasse Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer Verlag Berlin, Heidelberg, New York, 2001

- [5-6] Technische Information 4, Sicherheitsregeln für Biogasanlagen; Bundesverband der landw. Berufsgenossenschaften e.V.; Kassel 2008
- [5-7] Falbe, J. et al. (Hrsg); Römpp Chemie Lexikon; Georg Thieme Verlag; 9. Auflage: Stuttgart, 1992
- [5-8] Arbeitsplatzgrenzwerte (TRGS 900); Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin; Download vom 30.06.09; http://www.baua.de/nn_5846/de/
 Themen-von-A-Z/Gefahrstoffe/TRGS/
 TRGS-900__content.html?__nnn=true
- [5-9] "Arbeitsstätten, bauliche Anlagen und Einrichtungen" (VSG 2.1); Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften; Download vom 30.06.09; http://www.lsv.de/lsv_all_neu/uv/3_vorschriften/vsg2 1.pdf
- [5-10] BGR 104 Explosionsschutz-Regeln, Sammlung technischer Regeln für das Vermeiden der Gefahren durch explosionsfähige Atmosphäre mit Beispielsammlung zur Einteilung explosionsgefährdeter Bereiche in Zonen; Carl Heymanns Verlag; Köln, 2009
- [5-11] Verordnung (EG) Nr. 1774 des Europäischen Parlaments und des Rates; Brüssel 2002
- [5-12] Görsch, U.; Helm, M.: Biogasanlagen-Planung, Errichtung und Betrieb von landwirtschaftlichen und industriellen Biogasanlagen; Eugen Ulmer Verlag, 2. Auflage, Stuttgart 2007
- [5-13] Verordnung über Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und g\u00e4rtnerisch genutzten B\u00f6den (Bioabfallverordnung - BioAbfV), 1998
- [5-14] "Errichtung und Betrieb von Biogasanlagen-Anforderungen für den Gewässerschutz"; Anlagenbezogener Gewässerschutz Band 14; Niedersächsisches Umweltministerium, Hannover, 2007
- [5-15] Verhülsdonk, C.; Geringhausen, H.: Cleveres Drainage-System für Fahrsilos; top agrar Nr. 6/2009
- [5-16] Seyfried, C.F. et al.: Anaerobe Verfahren zur Behandlung von Industrieabwässern. Korrespondenz Abwasser 37, S. 1247-1251, 1990
- [5-17] Bischoff, M.: Erkenntnisse beim Einsatz von Zusatzund Hilfsstoffen sowie Spurenelementen in Biogasanlagen; VDI Berichte, Nr. 2057; "Biogas 2009- Energieträger der Zukunft"; VDI Verlag, Düsseldorf 2009, S.111-123
- [5-18] Weißbach, F. und C. Strubelt: Die Korrektur des Trockensubstanzgehaltes von Maissilagen als Substrat für Biogasanlagen. Landtechnik 63 (2008), H. 2. S. 82-83
- [5-19] Kranert, M. Untersuchungen zu Mineralgehalten in Bioabfällen und Gärrückständen in Müll und Abfall Ausgabe 11/2002 S.612-617
- [5-20] Tippe, H. (1999): Prozessoptimierung und Entwicklung von Regelungsstrategien für die zweistufige thermophile Methanisierung ligno-zellulosehaltiger Feststoffsuspensionen, Dissertation an der TU Berlin, Fachbereich 15, Lebensmittelwissenschaften und Biotechnologie.

- [5-21] Kroeker, E.J., Schulte, D. D. (1979): Anaerobic treatment process stability in Journal water pollution control Federation Washington D.C. 51 p. 719-728
- [5-22] Bischofberger, W.; Böhnke, B.; Seyfried, C.F.; Dichtl, N.; Rosenwinkel, K.H. (2005): Anaerobtechnik; Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York;
- [5-23] Braun, R. (1984): Biogas-Methangärung organischer Abfallstoffe, 1. Aufl. Springer-Verlag, Wien, New York.
- [5-24] K. Buchauer; A comparison of two simple titration procedures to determine volatile fatty acids in influents to waste-water and sludge treatment processes; Water SA Vol. 24 No 1; Januar 1998
- [5-25] Rieger, C. und Weiland, P. (2006) : Prozessstörungen frühzeitig erkennen in Biogas Journal 4/06 S. 18-20
- [5-26] Braha, A. (1988): Bioverfahren in der Abwassertechnik: Erstellung reaktionskinetischer Modelle mittels Labor-Bioreaktoren und Scaling-up in der biologischen Abwasserreinigung. Udo Pfriemer Buchverlag in der Bauverlag GmbH, Berlin und Wiesbaden
- [5-27] Sahm, H. Biologie der Methanbildung, Chemie-Ingenieur Technik 53, Nr.11 (1981)
- [5-28] Europäische Patentanmeldung Patentblatt 2008/49, Anmeldenummer 08004314.4. Oechsner, Hans et al. 2008
- [5-29] Mudrack und Kunst: Biologie der Abwasserreinigung Spektrum Verlag 2003
- [5-30] Dornak, C; (2000): Möglichkeiten der Optimierung bestehender Biogasanlagen am Beispiel Plauen/Zobes in Anaerobe biologischen Abfallbehandlung, Tagungsband der Fachtagung 21-22.2. 2000, Beiträge zur Abfall-

- wirtschaft Band 12, Schriftenreihe des Institutes für Abfallwirtschaft und Altlasten der TU Dresden
- [5-31] Resch, C.; Kirchmayer, R.; Grasmug, M.; Smeets, W.; Braun, R. (2005) Optimised anaerobic treatment of houshold sorted biodegradable waste and slaugtherhous waste under high organic load and nitrogen concentration in half technical scale. In conference proceedings of 4 th International symposium of anaerobic digestion of solid waste 31.8.05-2.9.05 Kopenhagen
- [5-32] Mc Carty, P.L.; McKinney (1961): Salt toxiticy in anaerobic digestion Journal water pollution control Federation Washington D.C. 33, 399
- [5-33] Mc Carty, P.L. (1964): Anaerobic waste treatment Fundamentals-Part 3 Toxic material and their controls Pub. Works Nov., 91
- [5-34] Angelidaki, I.; Ahring, B.K. (1994): Anaerobic thermophilic digestion of manure at different ammonia loads: effect of temperature. Wat Res 28: 727–731
- [5-35] Liebetrau, J. Regelungsverfahren für die anaerobe Behandlung von organischen Abfällen, Rhombos Verlag 2008
- [5-36] Holubar, P.; Zani, L.; Hager, M.; Fröschl, W.; Radak, Z.; Braun, R.; (2003): Start up and recovery of a biogas reactor using a hierarchical network based control tool, J.Chem.Technol. Biotechnol. 78 847-854
- [5-37] Heinzle, E.; Dunn, I.J.; Ryhiner,G.B. (1993): Modelling and control for Anaerobic Wastewater treatment, Advances in Biochemical Engineering Biotechnology, Vol 48, Springer Verlag 1993
- [5-38] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Biogas-Messprogramm II, Gülzow, 2009

Gasaufbereitung und Verwertungsmöglichkeiten



Die aktuelle Biogasnutzung in Deutschland zeichnet sich durch die dezentrale Verstromung des Rohgases am Entstehungsort aus. Dabei werden überwiegend Verbrennungsmotoren genutzt, die einen Generator zur Stromerzeugung antreiben. Weiterhin besteht die Möglichkeit, Biogas in Mikrogasturbinen, Brennstoffzellen und Stirlingmotoren zu nutzen. Auch diese Techniken dienen in erster Linie dazu, das gewonnene Biogas zu verstromen, sind bislang jedoch kaum realisiert worden. Eine weitere Nutzungsmöglichkeit besteht in der alleinigen thermischen Nutzung in dafür geeigneten Brennern bzw. Heizkesseln.

Daneben hat sich in den letzten Jahren die Option der Biogasaufbereitung mit anschließender Erdgasnetzeinspeisung zunehmend etabliert. Im August 2010 gab es bereits 38 Anlagen, die das aufbereitete Biomethan in das Erdgasnetz einspeisen [6-9]. Zahlreiche weitere Projekte werden in den nächsten Jahren realisiert werden. Zu erwähnen sind hier die ambitionierten Ziele der Bundesregierung, die vorsehen, bis zum Jahr 2020 jährlich sechs Milliarden Kubikmeter Erdgas durch Biogas zu substituieren. Alternativ zur Netzeinspeisung ist auch eine direkte Kraftstoffnutzung des Biomethans möglich, welche in Deutschland bislang jedoch nur in geringem Umfang realisiert wurde.

Die direkte Nutzung des gewonnenen Rohgases ist wegen verschiedener im Gas vorhandener biogasspezifischer Inhaltsstoffe wie z. B. Schwefelwasserstoff in der Regel nicht möglich. Das Biogas wird aus diesem Grund unterschiedlichen Reinigungsstufen unterzogen, die in verschiedenen Kombinationen als Voraussetzung für die Nutzungsmöglichkeiten am Anfang dieses Kapitels betrachtet werden.

6.1 Gasreinigung und Gasaufbereitung

Rohbiogas ist wasserdampfgesättigt und beinhaltet neben Methan (CH₄) und Kohlenstoffdioxid (CO₂) u. a. auch nicht unerhebliche Mengen von Schwefelwasserstoff (H₂S).

Schwefelwasserstoff ist toxisch und riecht unangenehm nach faulen Eiern. In Verbindung von Schwefelwasserstoff und dem im Biogas enthaltenen Wasserdampf kommt es zur Schwefelsäurebildung. Die Säuren greifen die zur Verwertung des Biogases verwendeten Motoren sowie vor- und nachgeschaltete Bauteile (Gasleitung, Abgasleitung usw.) an. Auch führen die Schwefelkomponenten zu verringerter Leistung der nachgeschalteten Reinigungsstufen (CO₂-Entfernung).

Aus diesen Gründen wird bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen normalerweise eine Entschwefelung Trocknung des gewonnenen **Biogases** durchgeführt. In Abhängigkeit der im Biogas enthaltenen Begleitstoffe oder der verwendeten Nutzungstechnologie (z. B. Substitution von Erdgas) kann es allerdings notwendig sein, eine weiterreichende Gasaufbereitung durchzuführen. Die Hersteller der BHKW stellen Mindestanforderungen an die Eigenschaften der eingesetzten Brenngase. Dies gilt auch bei der Verwendung von Biogas. Die Brenngaseigenschaften sollten eingehalten werden, um erhöhte Wartungsintervalle oder eine Schädigung der Motoren zu vermeiden.

6.1.1 Entschwefelung

Bei der Entschwefelung kommen unterschiedliche Verfahren zum Einsatz. Differenziert werden kann zwischen biologischen, chemischen und physikalischen Entschwefelungsverfahren bzw. nach dem Anwendungsfall zwischen Grob- und Feinentschwefelung. Das angewendete Verfahren, bzw. die

6000

Tabelle 6.1: Verfahrensübersicht Entschwefelungsverfahren [6-32]

Verfahren	Energi	ebedarf	Betriel	osstoffe	Lufteintrag	Reinheit	DVGW	Probleme
veriunien	el.	therm.	Verbrauch	Entsorgung	Loneimag	in ppmv	erfüllt? ^a	riobienie
Biol. Entschwefel- ung im Fermenter	++	0	++	++	Ja	50-2.000	Nein	Ungenaue Prozesssteuerung
Externe biol. Entschwefelung	-	О	+	+	Ja	50-100	Nein	Ungenaue Prozesssteuerung
Biowäscher	-	0	-	+	Nein	50-100	Nein	Hoher Verfahrens- aufwand
Sulfidfällung	o	o		О	Nein	50-500	Nein	Träges Verfahren
Interne chem. Entschwefelung	О	О			Ja	1-100	Nein	Stark abnehmende Reinigungswirkung
Aktivkohle	О	О		-	Ja	< 5	Ja	Hohe Entsorgungs- mengen

a. gemäß DVGW-Richtline G 260

Tabelle 6.2: Kennwerte und Einsatzparameter der biologischen Entschwefelung im Fermenter

Kennwerte	• Luftzufuhr 3-6 Vol% der freigesetzten Biogasmenge
Eignung	alle Fermenter mit ausreichendem Gasraum über dem Fermenteranschließende Erdgasnetzeinspeisung nicht sinnvoll
Vorteile	 + sehr kostengünstig + kein Chemikalieneinsatz notwendig + wartungs- und störfallarme Technik + Schwefel fällt zurück in den Gärrest und kann so als Dünger ausgebracht werden
Nachteile	 keine Orientierung an der real freigesetzten Schwefelwasserstoffmenge keine gezielte Optimierung des Schwefelwasserstoffabbaues möglich mögliche Prozessbeeinträchtigung und Methanoxidation durch Sauerstoffeintrag Tag-Nacht- und jahreszeitliche Temperaturschwankungen im Gasraum können sich ungünstig auf die Entschwefelungsleistung auswirken auf Schwankungen in der freigesetzten Gasmenge kann nicht reagiert werden Korrosionen im Fermenter und Gefahr der Bildung von explosionsfähigen Gasgemischen ungeeignet für eine Aufbereitung auf Erdgasqualität Senkung des Heizwertes/Brennwertes
Besonderheiten	 Aufwuchsflächen für die Schwefelbakterien sollten vorhanden sein oder zusätzlich geschaffen werden, da die vorhandene Oberfläche meist für die Entschwefelung nicht ausreicht Optimierung durch Regelung der Sauerstoffzufuhr in den Reaktor und kontinuierliche Schwefelwasser- stoffmessung möglich
Bauformen	• Kleinstkompressor oder Aquarienpumpe mit nachgeschaltetem Regelventil und Durchflussanzeige zur manuellen Steuerung des Gasflusses
Wartung	• kaum notwendig

Kombination von Verfahren richtet sich nach dem anschließenden Nutzungspfad. Eine vergleichende Übersicht der betrachteten Verfahren ist in Tabelle 6.1 dargestellt.

Neben der Gaszusammensetzung spielt vor allem die Durchströmungsrate des Biogases durch die Entschwefelungseinrichtung eine wesentliche Rolle. Diese kann in Abhängigkeit von der Prozessführung erheblich schwanken. Besonders hohe temporäre Biogasfreisetzungsraten und damit verknüpft hohe Durchströmungsraten können nach der Beschickung des Fermenters mit frischem Substrat und während des Betriebes der Rührwerke beobachtet werden. Kurzfristige Durchströmungsraten von 50 % über dem Mittelwert können auftreten. Um eine zuverlässige Entschwefelung zu gewährleisten, ist es üblich, überdimensionierte Entschwefelungsanlagen einzusetzen bzw. verschiedene Verfahren zu kombinieren.

⁺⁺ besonders vorteilhaft, + vorteilhaft, o neutral, - nachteilig, -- besonders nachteilig

6.1.1.1 Biologische Entschwefelung im Fermenter

Die biologische Entschwefelung wird häufig im Fermenter durchgeführt, wobei auch nachgeschaltete Verfahren denkbar sind. Das Bakterium Sulfobacter oxydans wandelt Schwefelwasserstoff in der Gegenwart von Sauerstoff in elementaren Schwefel um, welcher anschließend über den Gärrest aus dem Reaktor ausgeschleust wird. Dazu benötigt es Nährstoffe, die im ausreichenden Umfang im Fermenter vorhanden sind. Die Bakterien sind omnipräsent, weswegen sie nicht zusätzlich zugeführt werden müssen. Der benötigte Sauerstoff wird über Einblasung von Luft, beispielsweise mittels eines Kleinstkompressors (z. B. Aquariumpumpe), zur Verfügung gestellt und in den Fermenter eingetragen. Für die Verbrennung des entschwefelten Gases in Blockheizkraftwerken ist die erreichte Qualität meistens ausreichend. Nur bei größeren Konzentrationsschwankungen im Rohgas können Durchbrüche der Schwefelkonzentration auftreten, was negative Auswirkungen auf das BHKW haben kann. Dagegen ist dieses Verfahren für die Aufbereitung auf Erdgasqualität ungeeignet, da die erhöhten Konzentrationen an Stickstoff und Sauerstoff nur schwer wieder entfernt werden können und sich somit die Brenneigenschaften des Gases verschlechtern. Die Eigenschaften der biologischen Entschwefelung im Fermenter zeigt Tabelle 6.2, ein Beispiel ist in Abbildung 6.1 dargestellt.

6.1.1.2 Biologische Entschwefelung in externen Reaktoren – Tropfkörperverfahren

Zur Vermeidung der oben genannten Nachteile kann die biologische Entschwefelung auch außerhalb des Fermenters, als sogenanntes Tropfkörperverfahren, durchgeführt werden. Einige Firmen bieten hierfür in separaten Behältern angeordnete biologische Entschwefelungskolonnen an. Es besteht so die Möglichkeit, die für die Entschwefelung notwendigen Randbedingungen wie Luft- bzw. Sauerstoffzufuhr genauer einzuhalten. Um die Düngewirkung des vergorenen Substrats zu erhöhen, kann der anfallende Schwefel dem vergorenen Substrat im Gärrestlager wieder zugeführt werden.

Das Tropfkörperverfahren, bei welchem der Schwefelwasserstoff mit Hilfe eines Waschmediums absorbiert wird (Regeneration der Lösung durch Zumischung von Luftsauerstoff) kann Abbauraten von bis zu 99 % erreichen, was zu Restgaskonzentrationen von unter 50 ppm Schwefel führen kann [6-24].



Abbildung 6.1: Gasregelung für die Lufteinblasung in den Fermentergasraum [DBFZ]

Durch den hohen Lufteintrag von ca. 6 % ist dieses Verfahren für den Einsatz zur Biomethanaufbereitung ungeeignet [6-5].

6.1.1.3 Biochemische Gaswäsche – Biowäscher

Im Gegensatz zum Tropfkörperverfahren und der internen Entschwefelung, ist der Biowäscher als einziges biologisches Verfahren für die Aufbereitung auf Erdgasqualität nutzbar. Das zweistufige Verfahren besteht aus einer Füllkörperkolonne (Absorption des H₂S mittels verdünnter Natronlauge), einem Bioreaktor (Regeneration der Waschlösung mit Luftsauerstoff) und einem Schwefelabscheider (Austrag des elementaren Schwefels) und verhindert durch die separate Regeneration einen Lufteintrag in das Biogas. Zwar können sehr hohe Schwefelfrachten eliminiert werden (bis zu 30.000 mg/m³), bei ähnlichen Ergebnissen wie eine Tropfkörperanlage, ist diese Technologie jedoch aufgrund des hohen apparativen Aufwands nur für Anlagen mit hohen Gasströmen bzw. H₂S-Frachten geeignet. Die Eigenschaften werden in Tabelle 6.4 aufgeführt.

6.1.1.4 Sulfidfällung

Diese Form der chemischen Entschwefelung findet im Fermenter statt. Sie dient wie die biologischen Entschwefelungsverfahren zur Grobentschwefelung (H₂S-Werte zischen 100 und 150 ppm erreichbar [6-35]). Durch die Zugabe von in Tabelle 6.5 genannten Eisenverbindungen in den Fermenter, wird der Schwefel chemisch im Gärsubstrat gebunden, womit eine Freisetzung als Schwefelwasserstoff un-



Tabelle 6.3: Kennwerte und Einsatzparameter externer biologischer Entschwefelungsanlagen

Kennwerte	 Reinigungsleistung über 99 % möglich (z. B. von 6.000 ppm auf < 50 ppm) Technik für alle Biogasanlagendimensionen erhältlich
Eignung	alle BiogasgewinnungssystemeGrobentschwefelungTropfkörperkolonne für Einspeisung ungeeignet
Vorteile	 + Dimensionierung auf die real freigesetzte Schwefelwasserstoffmenge möglich + gezielte automatisierte Optimierung des Schwefelwasserstoffabbaues durch Nährstoff-, Luftzufuhr- und Temperaturmanagement möglich + keine Prozessbeeinträchtigung durch Sauerstoffeintrag in den Fermenter (da Lufteintrag außerhalb des Fermenters stattfindet) + kein Chemikalieneinsatz notwendig + gut nachrüstbare Technologie + bei ausreichender Dimensionierung wirken sich kurzfristige Schwankungen in der Gasmenge nicht negativ auf die Gasqualität aus
Nachteile	 zusätzliches, mit Kosten verbundenes Aggregat (Wärmeoptimum der Tropfkörperanlage bei 28–32 °C) zusätzlicher Wartungsaufwand (Nährstoffbereitstellung) Tropfkörperanlagen mit zu hohem Lufteintrag in das Biogas
Besonderheiten	• externe Entschwefelungsanlagen
Bauformen	• als Säulen, Kessel oder Container aus Kunststoff oder Stahl freistehend gefüllt mit Trägerkörpern, z. T. mit Rückspülung einer Mikroorganismenemulsion (Tropfkörperverfahren)
Wartung	• z. T. sind biologische Mikroorganismenemulsionen in größeren Zeitabständen nachzufüllen oder Träger- körper langfristig auszutauschen



Abbildung 6.2: Externe biologische Entschwefelungskolonnen, rechts neben einem Gasspeicher [S&H GmbH & Co. Umweltengineering KG]

terdrückt werden kann. Aufgrund der in Tabelle 6.5 aufgeführten Eigenschaften, eignet sich dieses Verfahren in erster Linie für kleinere Biogasanlagen, bzw. für Anlagen mit einer geringen H₂S-Belastung (< 500 ppm) [6-35].

6.1.1.5 Adsorption an Aktivkohle

Die als Feinentschwefelungsverfahren verwendete Adsorption an Aktivkohle basiert auf der katalytischen Oxidation des Schwefelwasserstoffs an der Oberfläche der eingesetzten Aktivkohle. Zur verbesserten Reak-

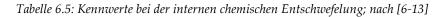
tionsgeschwindigkeit und Erhöhung der Beladungskapazitäten, ist eine Imprägnierung bzw. Dotierung der Aktivkohlen möglich. Als Imprägniermittel kommen Kaliumjodid und Kaliumcarbonat in Frage. Voraussetzung für eine ausreichende Entschwefelung ist dabei das Vorhandensein von Wasserdampf und Sauerstoff. Imprägnierte Aktivkohlen sind somit ungeeignet für die Nutzung luftfreier Gase. Durch die in jüngster Vergangenheit am Markt erschienenen dotierten Aktivkohlen (Kaliumpermanganat) können diese jedoch auch für luftfreie Biogase verwendet werden. Auch verbessert sich hier die Entschwefelungsleistung, da es zu keiner Blockade der Mikroporen kommt [6-35].

6.1.2 Trocknung

Um die Gasverwertungsaggregate vor hohem Verschleiß und Zerstörung zu schützen bzw. den Anforderungen der nachfolgenden Reinigungsstufen zu genügen, muss Wasserdampf aus dem Biogas entfernt werden. Die Menge Wasser bzw. Wasserdampf, die Biogas aufnehmen kann, ist von der Gastemperatur abhängig. Die relative Feuchte von Biogas beträgt im Fermenter 100 %, das Biogas ist somit wasserdampfgesättigt. Zur Trocknung von Biogas kommen die Kondensationstrocknung, die Adsorptionstrocknung (Kieselgel, Aktivkohle) sowie die Absorptionstrocknung (Glykolwäsche) in Frage. Nachfolgend sollen diese Verfahren kurz erläutert werden.

Tabelle 6.4: Kennwerte und Einsatzparameter externer biochemischer Gaswäschen

Kennwerte	 mit Natronlauge oder Eisenhydroxid möglich Systeme für Gasflüsse zwischen 10 und 1.200 Nm³/h verfügbar in Abhängigkeit der Abstimmung von Rohgasmenge und Anlagengröße sehr hohe Reinigungsgrade oberhalb 95 % möglich
Eignung	alle BiogasgewinnungssystemeGrobentschwefelung
Vorteile	 + Dimensionierung auf die real freigesetzte Schwefelwasserstoffmenge möglich + gezielte automatisierte Optimierung der Schwefelwasserstoffabscheidung durch Laugen- und Temperaturmanagement möglich + keine Prozessbeeinträchtigung durch Sauerstoffeintrag + Vermeidung starker Korrosion an Bauteilen im Gasraum des Fermenters (im Vgl. zur internen biologischen Entschwefelung)
Nachteile	 zusätzliches, mit Kosten verbundenes Aggregat (Natronlauge, Frischwasser) es entsteht ein Chemikalienbedarf zusätzlicher Eintrag von Frischwasser zur Laugenverdünnung notwendig (nicht bei Eisenhydroxid) zusätzlicher Wartungsaufwand
Besonderheiten	 Entsorgung der verbrauchten Lauge in Kläranlagen notwendig, aber aus chemischer Sicht unproblematisch (nur bei Natronlauge) Externe Entschwefelungsanlage
Bauformen	• als Säulen oder Kessel aus Kunststoff, freistehend, gefüllt mit Trägerkörpern, mit Rückspülung der Lauge
Wartung	 die Chemikalien sind in größeren Zeitabständen nachzufüllen Eisenhydroxid lässt sich durch Belüftung mit Umgebungsluft mehrfach regenerieren, wobei die starke Wärmefreisetzung bis zur Entzündung führen kann



Kennwerte	 chemische Substanzen zur Abscheidung können Eisensalze (Eisen-III-chlorid, Eisen-II-chlorid, Eisen-(II)-sulfat) in fester oder flüssiger Form sein, es eignet sich auch Raseneisenerz Richtwert nach [6-20]: Zugabe von 33 g Fe pro m³ Substrat
Eignung	 alle Systeme der Nassvergärung Grobentschwefelung
Vorteile	 + Sehr gute Abscheideraten + kein zusätzliches Aggregat zur Entschwefelung notwendig + kein zusätzlicher Wartungsaufwand + auf die Eingangssubstratmasse bezogene Dosierung möglich + keine Prozessbeeinträchtigung durch Sauerstoffeintrag + Vermeidung starker Korrosion an Bauteilen im Gasraum des Fermenters (im Vgl. zur internen biologischen Entschwefelung) + Schwankungen in der Gasfreisetzungsrate verursachen keine Qualitätseinbußen im Biogas + Verfahren mit nachgeschalteter Feinentschwefelung für Biogaseinspeisung geeignet
Nachteile	 Dimensionierung auf den Schwefelgehalt der Eingangssubstrate schwierig (meist Überdosierung notwendig) Erhöhung der laufenden Kosten durch kontinuierlichen Chemikalienverbrauch Erhöhte Investitionskosten durch umfangreichere Sicherheitseinrichtungen
Besonderheiten	 die chemische Entschwefelung im Fermenter wird z. T. eingesetzt, wenn die biologische Entschwefelung im Gasraum des Fermenters nicht ausreicht durch entstehendes Eisensulfid kann die Eisenkonzentration im Boden nach der Ausbringung stark steigen
Bauformen	 manuelle oder automatisierte Dosierung durch zusätzliche Kleinfördertechnik Einbringung als Lösung oder in Form von Presslingen und Körnern
Wartung	• keine bis geringe Wartung notwendig



Tabelle 6.6: Kennwerte bei der Entschwefelung mittels Aktivkohle

Kennwerte	 Verwendung von imprägnierten (Kaliumjodid, Kaliumcarbonat) bzw. dotierten (Kaliumpermanganat) Aktivkohlen
Eignung	alle Biogasgewinnungssystemezur Feinentschwefelung bei Beladungen von 150 bis 300 ppm
Vorteile	 + Sehr gute Abscheideraten (< 4 ppm sind möglich [6-25]) + Moderate Investitionskosten + keine Prozessbeeinträchtigung durch Sauerstoffeintrag bei dotierter Aktivkohle + Vermeidung starker Korrosion an Bauteilen im Gasraum des Fermenters (im Vgl. zur internen biologischen Entschwefelung) + Verfahren für Biogaseinspeisung geeignet
Nachteile	 Nicht für sauerstoff- und wasserdampffreie Biogase geeignet (Ausnahme: imprägnierte Aktivkohlen) Hohe Betriebskosten durch aufwändige Regeneration (Dampf mit Temperaturen über 450 °C [6-4]) Entsorgung der Aktivkohlen Keine Nutzung des selektierten Schwefels möglich
Besonderheiten	Die Entschwefelung mit Aktivkohle erfolgt, wenn besonders schwefelfreie Gase gewünscht werden
Bauformen	• als Säulen aus Kunststoff oder Edelstahl, freistehend, gefüllt mit Aktivkohle
Wartung	Regelmäßiger Austausch der Aktivkohle notwendig

6.1.2.1 Kondensationstrocknung

Das Funktionsprinzip dieses Verfahrens beruht auf dem Abscheiden von Kondensat durch das Abkühlen des Biogases unterhalb des Taupunktes. Die Kühlung des Biogases wird häufig in der Gasleitung durchgeführt. Durch ein entsprechendes Gefälle beim Verlegen der Gasleitung wird das Kondensat in einem, am tiefsten Punkt der Gasleitung eingebauten, Kondensatabscheider gesammelt. Wird die Gasleitung unterirdisch geführt, ist der Kühleffekt höher. Voraussetzung bei der Kühlung des Biogases in der Gasleitung ist allerdings eine für die Kühlung ausreichende Länge der Gasleitung. Neben dem Wasserdampf wird durch das Kondensat ein Teil weiterer unerwünschter Inhaltsstoffe, wie wasserlösliche Gase und Aerosole aus dem Biogas entfernt. Die Kondensatabscheider müssen regelmäßig entleert werden, weshalb sie gut zugänglich sein müssen. Das Einfrieren der Kondensatabscheider muss durch frostfreien Einbau unbedingt verhindert werden. Zusätzliche Kälte wird durch die Übertragung von Kälte durch Kaltwasser erreicht. Nach [6-35] können mit dieser Methode Taupunkte von 3-5 °C erreicht werden, womit sich der Wasserdampfanteil auf bis zu 0,15 Vol.-% (Ausgangsgehalt: 3,1 Vol.-%, 30 °C, Umgebungsdruck) reduzieren lässt. Eine vorherige Kompression kann diese Effekte noch verbessern. Das Verfahren gilt als Stand der Technik bei anschließender Verbrennung des Gases. Den Anforderungen der Gaseinspeisung genügt es jedoch nur bedingt, da die Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G260 und G262 nicht erreicht werden können. Nachgeschaltete adsorptive Reinigungsverfahren (Druckwechseladsorption, adsorptive Entschwefelungsverfahren) können dem aber abhelfen [6-35]. Die Kondensationstrocknung ist für alle Volumenströme geeignet.

6.1.2.2 Adsorptionstrocknung

Deutlich bessere Trocknungsergebnisse können mit Adsorptionsverfahren erreicht werden, welche auf der Basis von Zeolithen, Kieselgelen oder Aluminiumoxid arbeiten. Hierbei sind Taupunkte bis zu -90 °C möglich [6-22]. Die in einem Festbett installierten Adsorber werden wechselseitig bei Umgebungsdruck und 6-10 bar betrieben und eignen sich für kleine bis mittlere Volumenströme [6-35]. Die Regeneration der Adsorbermaterialien kann entweder kalt- oder warmregeneriert erfolgen. Genauere Informationen zu den Regenerationsmaßnahmen sind in [6-22] oder [6-35] nachlesbar. Aufgrund der erreichbaren Ergebnisse ist dieses Verfahren für alle Nutzungsoptionen geeignet.

6.1.2.3 Absorptionstrocknung

Aus der Erdgasaufbereitung stammt die sogenannte Glykolwäsche, ein absorptives und damit physikalisches Verfahren, welches Biogas in einer Absorberkolonne dem Glykol bzw. Triethylenglykol im Gegenstrom zuführt. Dabei können sowohl Wasserdampf als auch höhere Kohlenwasserstoffe aus dem Rohbiogas entfernt werden. Die Regeneration erfolgt bei der

Tabelle 6.7: Gegenüberstellung der Verfahren zur Methananreicherung [6-5],[6-35]

Verfahren	Wirkprinzip/Charakteristika	Erreichbarer CH ₄ -Anteil	Sonstiges
Druckwechsel- adsorption (PSA)	Alternierende physikalische Adsorption und Desorption durch Druckwechsel	> 97 %	Vielzahl realisierter Projekte, vorherige Entschweflung und Trocknung notwendig, geringe Anlagenregulier- barkeit, hoher Strombedarf, kein Wärmebedarf, hoher Methanschlupf, keine Prozesschemikalien
Druckwasser- wäsche (DWW)	Physikalische Absorption mit Wasser als Lösungsmittel; Regeneration durch Druck- reduktion	> 98 %	Vielzahl realisierter Projekte, erfordert keine vorge- schaltete Entschweflung und Trocknung, flexible Anpassung an Gasvolumenstrom, hoher Strombedarf, kein Wärmebedarf, hoher Methanschlupf, keine Pro- zesschemikalien
Aminwäsche	Chemische Absorption mittels Waschlaugen (Amine), Regeneration über H_2O -Dampf	> 99 %	Einige Projekte realisiert, für kleine Gasvolumenströme, geringer Strombedarf (druckloses Verfahren), sehr hoher Wärmebedarf, minimaler Methanschlupf, hoher Waschmittelbedarf
Genosorb-Wäsche	Analog DWW mit Genosorb (bzw. Selexol) als Lösungsmit- tel	> 96 %	Wenige Projekte realisiert, für große Anlagen wirt- schaftlich empfehlenswert, erfordert keine vorgeschal- tete Entschweflung und Trocknung, flexible Anpassung an Gasvolumenstrom, sehr hoher Strombedarf, geringer Wärmebedarf, hoher Methanschlupf
Membrantrenn- verfahren	Bei Porenmembranen Druckgefälle zur Gastrennung, sonst Diffusionsge- schwindigkeit von Gasen	> 96 %	Wenige Projekte realisiert, vorherige Entschweflung und Trocknung notwendig, sehr hoher Strombedarf, kein Wärmebedarf, hoher Methanschlupf, keine Pro- zesschemikalien
Kryogene Verfahren	Gasverflüssigung durch Rektifikation, Tiefentemperaturtrennung	> 98 %	Pilotanlagenstatus, vorherige Entschweflung und Trocknung notwendig, sehr hoher Strombedarf, sehr geringer Methanschlupf, keine Prozesschemikalien

Glykolwäsche durch Erhitzen der Waschlösung auf 200 °C, wodurch ein Verdampfen der Störstoffe erfolgt [6-37]. Als erreichbare Taupunkte werden in der Literatur -100 °C angegeben [6-30]. Geeignet ist dieses Verfahren aus ökonomischen Gesichtspunkten für höhere Volumenströme (500 m³/h) [6-5], womit in erster Linie die Biogaseinspeisung als anschließende Nutzungsoption in Frage kommt.

6.1.3 Kohlendioxidabscheidung

Aufbereitungsschritt Kohlendioxid-Der der abscheidung wird in erster Linie bei nachfolgender Netzeinspeisung des Produktgases benötigt. Durch die Erhöhung des Methangehaltes ist eine Anpassung der Brenneigenschaften an die im DVGW-Arbeitsblatt geforderten Werte möglich. Seit 2006 haben in Deutschland 38 Anlagen ihren Betrieb aufgenommen, die aufbereitetes Biogas in das Erdgasnetz einspeisen. Als Aufbereitungsverfahren kommen sowohl in Deutschland als auch im europäischen Ausland überwiegend Druckwasserwäschen und Druckwechseladsorptionsanlagen zum Einsatz, gefolgt von den chemischen Wäschen. Ausschlaggebend für die Wahl des Verfahrens sind die Gasbeschaffenheit, die erreichbare Produktgasqualität, die Methanverluste und letztendlich die Aufbereitungskosten, welche je nach örtlichen Gegebenheiten schwanken können. In Tabelle 6.7 werden die wesentlichen Eigenschaften der Aufbereitungsverfahren zusammengefasst und in den nachfolgenden Abschnitten näher erläutert.

6.1.3.1 Druckwechseladsorption (PSA)

Die Anwendung von Aktivkohlen, Molekularsieben (Zeolithen) und Kohlenstoffmolekularsieben zur physikalischen Gastrennung wird als Druckwechseladsorptionstechnik verstanden (PSA: Pressure Swing Adsorption). Das Verfahren gilt als Stand der Technik und wird vielfach angewendet. Vor allem in Deutschland wurden bislang viele Projekte mit dieser Technologie realisiert. Je nach Dauer der vier Zyklen für Adsorption (d. h. Aufnahme von H₂O-Dampf und CO₂ bei Druck von ca. 6 bis 10 bar), Desorption (durch Druckentspannung), Evakuierung (d. h. weitere Desorption durch Spülen mit Roh- oder Produktgas) und Druckaufbau werden für Biogasaufbereitungsanlagen vier bis sechs Adsorber parallel geschalten. Bei dieser Anlagenkonfiguration werden CH₄-Ausbeuten von ca. 97 Vol.-% erreicht. Durch die



Einführung weiterer Spülzyklen mit Roh- und/oder Produktgas sowie Teilrückführung des Abgases vor den Verdichter lässt sich die Methanausbeute zu Lasten der Kosten weiter steigern. Die Standzeiten der Adsorbentien sind bei sachgemäßem Gebrauch nahezu unbegrenzt, jedoch bedarf es dazu eines schwefelfreien und getrockneten Rohgases. Wasser, Schwefelwasserstoff und eventuell andere Minorkomponenten würden sonst auf den Kohlenstoffmolekularsieben adsorbieren und die PSA-Trennleistung dauerhaft beeinträchtigen bzw. gänzlich zum Erliegen bringen. Der Gesamtenergiebedarf ist im Vergleich zu anderen Verfahren eher gering, wobei der Strombedarf, aufgrund der ständigen Druckwechsel, als relativ hoch einzustufen ist. Von Vorteil ist auch, dass dieses Verfahren für kleine Kapazitäten prädestiniert ist. Der Nachteil der PSA liegt derzeit in den vergleichsweise hohen Methanverlusten im Abluftstrom (ca. 1-5 %). Dieser muss aufgrund der hohen Treibhausgaswirksamkeit von Methan nachoxidiert werden.

6.1.3.2 Druckwasserwäsche (DWW)

Die Druckwasserwäsche ist das am meisten realisierte Aufbereitungsverfahren für Biogas in Europa (ca. 50 % aller Anlagen). Es nutzt die unterschiedlichen Löslichkeiten von CH₄ und CO₂ in Wasser. Vorgereinigtes Biogas (d. h. Abscheidung eventuell aus dem Fermenter mitgerissener Wassertröpfchen bzw. Nebel in Kiesschüttung) wird zunächst auf ca. 3 bar und in einer anschließenden Kompressorstufe auf ca. 9 bar verdichtet, bevor es die mit H₂O beaufschlagte Absorptionskolonne (Rieselbettreaktor) im Gegenstrom durchströmt [6-5]. In der Kolonne lösen sich im Wasser Schwefelwasserstoff, Kohlendioxid, Ammoniak und eventuell im Rohgas enthaltene Stäube und Mikroorganismen. Diese Stoffe werden nach anschließender Entspannung des Wassers aus dem System entfernt. Eine vorgeschaltete Entschwefelung bzw. Trocknung ist bei diesem Verfahren nicht notwendig. Ein weiterer Vorteil des Verfahrens ist die hohe Flexibilität. Je nach CO₂-Gehalt des Rohgases können der Druck und die Temperatur aber auch der Anlagendurchsatz (40 bis 100 % der ausgelegten Kapazität einstellbar) geregelt werden [6-5]. Daneben sind auch der kontinuierliche und vollautomatische Betrieb, die leichte Wartung, die Möglichkeit der Aufbereitung eines feuchtigkeitsgesättigten Gases (möglich durch nachfolgende Trocknung), die praxiserprobte Zuverlässigkeit, die Koabsorption von H₂S und NH₃ und das Absorbens Wasser (uneingeschränkt verfügbar,

ungefährlich, kostengünstig) als Pluspunkte zu nennen [6-5]. Die Nachteile des Verfahrens liegen im hohen Strombedarf und dem vergleichsweise hohen Methanschlupf (ca. 1 %), der eine Nachoxidation nach sich zieht.

6.1.3.3 Chemische Wäschen (Amin)

Die Aminwäsche ist ein chemisches Absorptionsverfahren, bei dem das Biogas drucklos mit einer Waschflüssigkeit in Kontakt gebracht wird, wobei das Kohlendioxid in das Waschmedium übertritt. Als Waschmedien finden für die CO₂-Abscheidung oft Monoethanolamin (MEA) (in Niederdruckverfahren und wenn nur CO2 ausgewaschen werden soll) oder Diethanolamin (DEA) (in Hochdruckverfahren ohne Regeneration) Verwendung. Für die Abtrennung von CO₂ und H₂S dienen Methyldiethanolamin (MDEA) oder auch Triethanolamin (TEA) [6-5]. Zur Wiedergewinnung des Waschmittels wird der Absorptionsstufe eine Desorptions- bzw. Regenerationsstufe nachgeschaltet, wobei üblicherweise Wasserdampf eingesetzt wird. Hieraus resultiert ein hoher Bedarf an thermischer Energie, was den großen Nachteil des Verfahrens darstellt. In geschickten Wärmekonzepten liegt somit das größte Optimierungspotenzial dieser Technologie. Weiterhin ist hier der kontinuierliche Lösungsmittelverbrauch durch eine unvollständige Regeneration als Nachteil zu nennen. Dagegen besitzt die Aminwäsche den Vorteil, dass sehr hohe Produktgasqualitäten (>99 %) bei einem sehr geringen Methanschlupf (< 0,1 %) erreicht werden können. Während dieses Verfahren in der Vergangenheit in Deutschland und Europa nur vereinzelt eingesetzt wurde, nimmt insbesondere in Deutschland die Anzahl der Aminwäsche-Aufbereitungsanlagen zu. Die Aminwäsche kommt bevorzugt für kleine Volumenströme und an Standorten mit günstigen Wärmequellen zur Anwendung.

6.1.3.4 Physikalische Wäschen (Selexol, Genosorb)

Ähnlich dem Funktionsprinzip der Druckwasserwäsche arbeitet das Genosorb-Verfahren, welches eine Weiterentwicklung des Selexol-Verfahrens darstellt. Statt Wasser wird hier eine Waschlösung (Genosorb) bei 7 bar mit dem Biogas in Kontakt gebracht, wobei neben Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff auch Wasser abgetrennt werden kann. Damit ist die Genosorb-Wäsche das einzige Verfahren, welches alle drei Störstoffe in einem Verfahrensschritt entfernen kann. Aus wirtschaftlichen Gründen sollte jedoch ein ent-





Abbildung 6.3: Biogasaufbereitungsanlage (Genosorb-Wäsche) in Ronnenberg [Urban, Fraunhofer UMSICHT]

schwefeltes und getrocknetes Biogas verwendet werden. Die Regeneration der Waschlösung erfolgt bei 50 °C durch schrittweises Entspannen und abschließendem Spülen mit Umgebungsluft. Die dabei benötigte Wärme kann nach [6-35] mit Hilfe der Abwärmeauskopplung aus der Gasverdichtung bereitgestellt werden. Als Methanschlupf werden vom Hersteller 1 bis 2 % angegeben, welcher mit Hilfe einer thermischen Oxidationsstufe nachbehandelt werden muss. Aus energetischer Sicht hat dieses Verfahren einen leicht höheren Energiebedarf als die Druckwasserwäsche bzw. die Druckwechseladsorption [6-35].

6.1.3.5 Membranverfahren

Die Membrantechnik ist im Bereich der Biogasaufbereitung ein relativ neues Verfahren, welches sich noch im Entwicklungsstadium befindet. Es werden bereits vereinzelt Membrantrennverfahren (Österreich, Kißlegg-Rahmhaus) eingesetzt. Verfahrenstechnisch bewirken Membranverfahren die Trennung von Methan und anderen Gaskomponenten durch die verschieden großen Diffusionsgeschwindigkeiten der unterschied-

lich großen Gasmoleküle. Methan, als relativ kleines Molekül, diffundiert durch die meisten Membranen schneller als beispielsweise Kohlendioxid oder Schwefelwasserstoff. Die Gasreinheit kann dabei durch die Membranart, die Membranoberfläche, die Strömungsgeschwindigkeit und die Anzahl der Trennstufen eingestellt werden.

6.1.3.6 Kryogene Trennung

Die kryogene Gasaufbereitung (d. h. Trennung von CH₄ und CO₂ bei tiefen Temperaturen) umfasst zum einen die Rektifikation (Gasverflüssigung), bei der flüssiges CO₂ entsteht und zum anderen die Tieftemperaturtrennung, die ein Ausfrieren von CO₂ bewirkt [6-5]. Beides sind technisch sehr anspruchsvolle Verfahren, die eine vorherige Entschwefelung und Trocknung des Gases erfordern. Sie sind, besonders in Bezug auf die Anwendung für Biogas, nicht praxiserprobt. Als problematisch gestaltet sich dabei vor allem der hohe Energiebedarf. Die erreichbaren Gasqualitäten (> 99 %) und der geringe Methanverlust (< 0,1 %) sprechen allerdings für eine Weiterentwicklung des Verfahrens.

6.1.4 Sauerstoffentfernung

Die Entfernung von Sauerstoff aus dem Rohbiogas kann bei der Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz von Bedeutung sein. Neben den DVGW-Regelwerken sind hier auch transnationale Vereinbarungen zu berücksichtigen. Als Aufbereitungsverfahren haben sich die katalytische Entfernung an Palladium-Platin-Katalysatoren und die Chemisorption an Kupferkontakten hervorgetan. Nähere Informationen sind in [6-35] zu finden.

6.1.5 Entfernung weiterer Spurengase

Unter den Spurengasen im Biogas zählen u. a. Ammoniak, Siloxane und BTX (Benzol, Toluol, Xylol). In landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist mit dem vermehrten Auftreten dieser Stoffe allerdings nicht zu rechnen. Die Belastungen liegen in der Regel unterhalb den Anforderungen des DVGW-Regelwerkes [6-35], wobei sie in nur wenigen Fällen überhaupt nachweisbar sind. Hinzu kommt dass diese Stoffe in den zuvor beschriebenen Reinigungsverfahren der Entschwefelung, Trocknung und Methananreicherung ebenfalls mit entfernt werden.

6.1.6 Aufbereitung auf Erdgasqualität

Bei der Biogaseinspeisung bedarf es nach dem Durchlaufen der einzelnen Reinigungsstufen einer finalen Anpassung des aufbereiteten Biogases an die geforderten Erdgasqualitäten. Diese werden zwar durch die Eigenschaften des anliegenden Erdgases bestimmt, für den Biogasproduzenten ist jedoch nur die Einhaltung der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 relevant. Für die Feinanpassung ist dagegen der Netzbetreiber verantwortlich, womit er auch die laufenden Betriebskosten zu tragen hat (weitere Informationen siehe Kapitel 7.4.3). Dabei sind folgende Punkte zu beachten:

6.1.6.1 Odorierung

Da das geruchlose Biomethan auch bei Leckagen wahrgenommen werden muss, bedarf es dem permanenten Zusatz von Geruchsstoffen. Überwiegend werden schwefelhaltige organische Verbindungen wie Mercaptane oder Tetrahydrothiophen (THT) verwendet. In den letzten Jahren ist jedoch aus ökologischen und technischen Gründen die Tendenz zu schwefelfreien Odoriermitteln zu erkennen. Die Zumischung kann per Einspritzung oder BypassAnord-

nung erfolgen. Genaue Angaben zur Technik zur Kontrolle der Odorierung finden sich im DVGW-Arbeitsblatt G 280-1.

6.1.6.2 Brennwertanpassung

Das eingespeiste Biomethan muss die gleichen Brenneigenschaften wie das anliegende Erdgas haben. Ein Maß dafür sind der Brennwert, die relative Dichte und der Wobbeindex. Diese Werte müssen innerhalb der zulässigen Schwankungsbereiche liegen, wobei die relative Dichte vorübergehend auch überschritten und der Wobbeindex unterschritten werden darf. Genaue Angaben dazu finden sich in den DVGW-Arbeitsblättern G260 und G685. Eine Einstellung der Kenngrößen kann durch Zugabe von Luft (bei zu hohem Brennwert im Biogas) bzw. Flüssiggas (bei zu niedrigem Brennwert im Biogas), meist ein Propan-Butan-Gemisch, erfolgen. Begrenzt wird die Flüssiggasbeimischung zum einen durch die Gefahr dessen Rückverflüssigung in am Netz angeschlossenen Hochdruckanwendungen (Speicher, CNG-Tank-Stelle) und zum anderen durch die Vorgaben im DVGW-Arbeitsblatt G486. Aufgrund der Grenzen der angewendeten mathematischen Verfahren Mengenumwertung sind hier die maximale Beimischmenge von Propan und Butan auf 5 bzw. 1,5 Mol % begrenzt.

6.1.6.3 Druckanpassung

Zur Einspeisung des Biomethans in die unterschiedlichen Netzebenen ist ein Druck knapp über dem Netzdruck erforderlich. Als Einspeisestufen kommen Niederdruck- (< 0,1 bar), Mitteldruck- (0,1 bis 1 bar) und Hochdrucknetze (ab 1 bar) in Frage. Ab 16 bar spricht man von Höchstdrucknetzen [6-5]. Zur Verdichtung von Biogas werden häufig Schraubenund Kolbenkompressoren verwendet. Zu beachten ist, dass manche Verfahren (PSA, DWW) das aufbereitete Biogas bereits mit einem Betriebsdruck von 5 bis 10 bar abgeben, womit je nach Netzdruck keine zusätzliche Verdichterstation von Nöten ist.

6.2 Nutzung durch Kraft-Wärme-Kopplung

Unter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme verstanden. Je nach Gegebenheiten kann zwischen strom- und wärmegeführter Auslegung von KWK- Anlagen unterschieden werden. Aufgrund der höheren Effizienz sollte die wärmegeführte Auslegung gewählt werden. Fast ausschließlich werden hierzu Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Verbrennungsmotoren, die mit einem Generator gekoppelt sind, verwendet. Die Motoren laufen mit konstanter Drehzahl, damit der direkt gekoppelte Generator elektrische Energie, die kompatibel zur Netzfrequenz ist, bereitstellen kann. Zum Generatorantrieb bzw. zur Stromerzeugung können alternativ und perspektivisch zu den üblichen Zündstrahl- und Gas-Otto-Motoren auch Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren oder Brennstoffzellen eingesetzt werden.

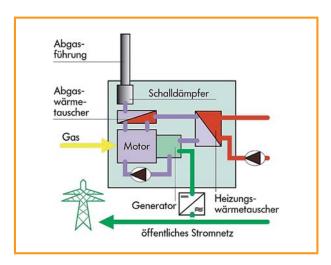


Abbildung 6.4: Schematischer Aufbau eines BHKW [ASUE]



Abbildung 6.5: Biogas-BHKW, Komplettmodul in Kompaktbauweise mit Notfackel [Haase Energietechnik AG]

6.2.1 Blockheizkraftwerke mit Verbrennungs-motoren

Das BHKW-Modul besteht neben dem Verbrennungsmotor und einem darauf abgestimmten Generator aus Wärmeübertragersystemen zur Rückgewinnung der aus Abgas, Kühlwasser-Wärmeenergie Schmierölkreislauf, hydraulischen Einrichtungen zur Wärmeverteilung und elektrischen Schalt- und Steuereinrichtungen zur Stromverteilung und zur BHKW-Steuerung. Als Motor werden Gas-Otto- oder Zündstrahlmotoren eingesetzt. Letztere kamen in der Vergangenheit häufiger zum Einsatz, Neuanlagen werden aber in 2 von 3 Fällen mit Gas-Otto-Motoren bestückt. Diese werden nach dem Ottoprinzip ohne zusätzliches Zündöl betrieben, der Unterschied liegt lediglich in der Verdichtung. Der schematische Aufbau eines Biogas-BHKW und Beispiele sind in Abbildung 6.4 und Abbildung 6.5 dargestellt.

6.2.1.1 Gas-Otto-Motoren

Gas-Otto-Motoren sind speziell für den Gasbetrieb entwickelte Motoren, die nach dem Otto-Prinzip arbeiten. Die Motoren werden zur Minimierung der Stickoxidemissionen als Magermotoren mit hohem Luftüberschuss betrieben. Bei Magerbetrieb kann weniger Brennstoff im Motor umgesetzt werden, was zu einer Leistungsminderung der Motoren führt. Diese wird durch die Aufladung der Motoren mittels Abgasturbolader ausgeglichen. Gas-Otto-Motoren sind auf einen Mindestgehalt an Methan im Biogas von ca. 45 % angewiesen. Bei geringeren Methangehalten schalten sie ab.

Sollte kein Biogas zur Verfügung stehen, können Gas-Otto-Motoren auch mit anderen Gasarten wie z. B. Erdgas betrieben werden [6-12]. Dies kann z. B. zum Anfahren der Biogasanlage nützlich sein, um über die Motorabwärme die benötigte Prozesswärme zur Verfügung zu stellen. Neben der Gasregelstrecke für das Biogas muss dafür zusätzlich eine Strecke für das Ersatzgas installiert werden.

Die wesentlichen Kenndaten von Gas-Otto-Motoren, die für die Anwendung bei der Biogasnutzung relevant sind, werden in Tabelle 6.8 dargestellt.

6.2.1.2 Zündstrahlmotoren

Zündstrahlmotoren arbeiten nach dem Dieselprinzip. Sie sind nicht immer speziell für den Gasbetrieb entwickelt und sind somit Modifizierungen zu unterziehen. Das Biogas wird über einen Gasmischer der



Tabelle 6.8: Kennwerte und Einsatzparameter von Gas-Otto-Motoren

Kennwerte	 elektrische Leistung bis > 1 MW, unter 100 kW nur selten anzutreffen Wirkungsgrade elektrisch 34-42 % (bei elektrischen Nennleistungen > 300 kW) Standzeit: ca. 60.000 Betriebsstunden ab ca. 45 % Methangehalt einsetzbar
Eignung	• grundsätzlich alle Biogasanlagen, wirtschaftlicher Einsatz eher in größeren Anlagen
Vorteile	 + speziell für die Gasverwertung konstruiert + Emissionsgrenzwerte werden weitestgehend eingehalten (Grenzwertüberschreitungen jedoch bei Formaldehyd-Werten möglich) + geringer Wartungsaufwand + Gesamtwirkungsgrad höher als bei Zündstrahlmotoren
Nachteile	 leicht erhöhte Investitionskosten gegenüber Zündstrahlmotoren höhere Kosten durch Fertigung in geringen Stückzahlen geringerer elektrischer Wirkungsgrad als bei Zündstrahlmotoren im unteren Leistungsbereich
Besonderheiten	 um Überhitzung bei geringem Wärmebedarf zu vermeiden, ist ein Notkühler vorzusehen Leistungsregelung in Abhängigkeit der Gasqualität ist möglich und empfehlenswert
Bauformen	• als einzeln stehendes Aggregat in einem Gebäude oder Kompaktbauweise im Container
Wartung	• siehe Kapitel Wartung

Tabelle 6.9: Kennwerte und Einsatzparameter von Zündstrahlmotoren

Kennwerte	 2–5 % Zündölanteil zur Verbrennung elektrische Leistung bis ca. 340 kW Standzeit: ca. 35.000 Betriebsstunden Wirkungsgrade elektrisch 30-44 % (Wirkungsgrade um 30 % nur bei kleinen Anlagen)
Eignung	• grundsätzlich alle Biogasanlagen, wirtschaftlicher Einsatz eher in kleineren Anlagen
Vorteile	+ preisgünstiger Einsatz von Standard-Motoren + erhöhter elektrischer Wirkungsgrad im Vergleich zu Gas-Otto-Motoren im unteren Leistungsbereich
Nachteile	 Verkoken der Einspritzdüsen führt zu erhöhten Abgasbelastungen (NO_X) und häufigeren Wartungsarbeiten keine für Biogas spezifische Entwicklung der Motoren Gesamtwirkungsgrad geringer als bei Gas-Otto-Motoren es muss ein zusätzlicher Brennstoff (Zündöl) eingesetzt werden der Schadstoffausstoß überschreitet häufig die in der TA Luft vorgegebenen Grenzwerte kurze Standzeiten
Besonderheiten	 um Überhitzung bei geringem Wärmebedarf zu vermeiden, ist ein Notkühler vorzusehen Leistungsregelung in Abhängigkeit der Gasqualität ist möglich und empfehlenswert
Bauformen	• als einzeln stehendes Aggregat in einem Gebäude oder Kompaktbauweise im Container
Wartung	• siehe Kapitel Wartung

Verbrennungsluft beigemischt und durch das, über eine Einspritzanlage dem Brennraum zugeführte, Zündöl gezündet. Die Einstellungen werden normalerweise so vorgenommen, dass der Zündölanteil ca. 2-5 % der zugeführten Brennstoffleistung beträgt. Durch die relativ geringe Menge eingespritzten Zündöls besteht wegen fehlender Kühlung der Einspritzdüsen die Gefahr, dass diese verkoken [6-12] und damit schneller verschleißen. Auch Zündstrahlmotoren werden mit hohem Luftüberschuss betrieben. Die Lastregelung wird über die Regelung der zugeführten Zündölmenge oder Gasmenge realisiert.

Bei Ausfall der Biogasversorgung können die Zündstrahlmotoren mit reinem Zündöl oder Diesel betrieben werden. Die Umstellung auf Ersatzbrennstoffe ist problemlos möglich und kann beim Anfahren der Biogasanlage zur Prozesswärmebereitstellung notwendig sein.

Als Zündöl kommen laut dem EEG nur noch regenerative Zündöle wie Raps-Methyl-Ester oder andere anerkannte Biomasse in Frage. Bei der Anwendung sind jedoch die Qualitätsanforderungen der Motorenhersteller einzuhalten. Kennwerte und Einsatzparameter von Zündstrahlmotoren sind Tabelle 6.9 zu entnehmen.

Gas-Otto-Motoren Zündstrahlmotoren Schadstoff Feuerungswärmeleistung Einheit < 3 MW < 3 MW \geq 3 MW \geq 3 MW Kohlenstoffmonoxid mg/m³ 1.000 650 2.000 650 Stickstoffoxid 500 500 1.000 mg/m³ 500 Schwefeldioxid und Schwefeltrioxid mg/m³ 350 350 350 350 angegeben als Schwefeldioxid

mg/m³

mg/m³

20

60

Tabelle 6.10: Emissionsgrenzwerte der TA-Luft vom 30.07.2002 für Verbrennungsmotoranlagen nach Nr. 1.4 (einschl. 1.1 u. 1.2) 4. BImSchV [6-16]

6.2.1.3 Schadstoffreduzierung und Abgasreinigung

Gesamtstaub

Organische Stoffe: Formaldehyd

Verbrennungsmotoranlagen Stationäre Einsatz mit Biogas sind vom Gesetzgeber als genehmigungsbedürftig nach Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) eingestuft, wenn Feuerungswärmeleistung 1 MW oder mehr beträgt. Die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft) gibt für diesen Fall Grenzwerte vor, die eingehalten werden müssen. Liegt die installierte Feuerungswärmeleistung unter 1 MW, handelt es sich um eine nicht nach BImSchG genehmigungsbedürftige Anlage. In diesem Fall sind die in der TA-Luft vorgeschriebenen Werte als Erkenntnisquelle bei der Prüfung der Einhaltung der Betreiberpflichten heranzuziehen. Es besteht also die Pflicht, nach Stand der Technik unvermeidbare schädliche Umwelteinwirkung auf ein Mindestmaß zu beschränken, was durch die Genehmigungsbehörden jedoch unterschiedlich gehandhabt wird [6-33]. Die in der TA-Luft vorgegebenen Grenzwerte nehmen eine Unterscheidung für Zündstrahl- und Gas-Otto-Motoren vor. In Tabelle 6.10 sind die geforderten Grenzwerte der TA-Luft vom 30. Juli 2002 aufgeführt.

Die Bereitstellung eines gut gereinigten Brenngases kann zur Minimierung der Schadstoffgehalte im Abgas führen. Schwefeldioxid entsteht z. B. bei Verbrennung des im Biogas enthaltenen Schwefelwasserstoffs (H₂S). Sind die Konzentrationen nicht erwünschter Spurenstoffe im Biogas gering, ist auch die im Abgas vorhandene Konzentration an deren Verbrennungsprodukten gering.

Zur Minimierung der Stickstoffoxidemissionen werden die Motoren im Magerbetrieb betrieben. Durch Magerbetrieb ist es möglich, die Verbrennungstemperatur abzusenken und dadurch die Entstehung von Stickstoffoxiden zu verringern.

20

60

20 60

20

20

Katalysatoren kommen bei, mit Biogas betriebenen, BHKW normalerweise nicht zum Einsatz. Die im Biogas enthaltenen Begleitstoffe wie z. B. Schwefelwasserstoff führen zur Deaktivierung und Zerstörung der Katalysatoren.

Magerbetriebene Gas-Otto-Motoren halten normalerweise die in der TA-Luft geforderten Grenzwerte problemlos ein. Zündstrahlmotoren haben in der Regel schlechtere Abgaswerte als Gas-Otto-Motoren. Vor allem die Stickstoffoxid- (NO_X) und Kohlenstoffmonoxidemissionen (CO) können u. U. die in der TA-Luft festgelegten Grenzwerte überschreiten. Durch das zur Zündung der Motoren verwendete Zündöl befinden sich im Abgas außerdem Rußpartikel [6-33], [6-7], [6-26]. Probleme gibt es nach neusten Erkenntnissen oftmals bei der Einhaltung der Formaldehyd-Emissionen [6-15]. Zur Einhaltung der Emissionswerte der TA-Luft bzw. des EEG 2009 (40 mg/m³) stehen Nachoxidationssysteme bzw. Aktivkohlefilter zur Verfügung, deren Anwendung sich bisher aber noch nicht durchsetzen konnte.

6.2.1.4 Generatoren

Bei den in Blockheizkraftwerken verwendeten Generatoren handelt es sich um Asynchron- oder Synchrongeneratoren. Der Einsatz von Asynchrongeneratoren ist wegen des hohen Blindstrombedarfs nur bei Aggregaten mit weniger als 100 kW_{el} Leistung sinnvoll [6-27]. Bei Biogasanlagen werden daher normalerweise Synchrongeneratoren verwendet.



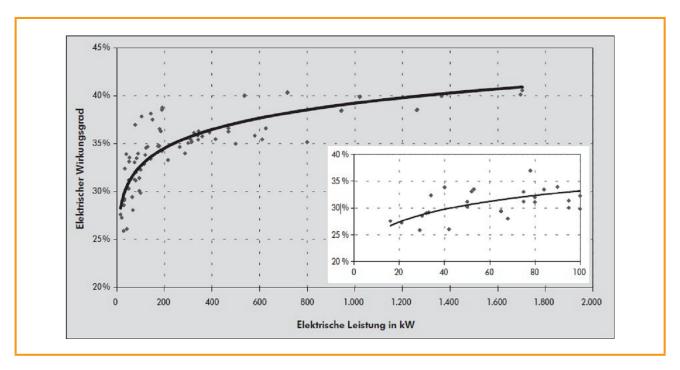


Abbildung 6.6: Elektrischer Wirkungsgrad von Biogas-BHKW [6-41]

6.2.1.5 Elektrische Wirkungsgrade und Leistung

Der Wirkungsgrad eines Blockheizkraftwerks ist ein Maß dafür, wie effektiv die ihm zugeführte Energie genutzt wird. Der Gesamtwirkungsgrad setzt sich aus elektrischem und thermischem Wirkungsgrad zusammen und liegt im Normalfall zwischen 80 und 90 %. Im Optimalfall können also 90 % der insgesamt zugeführten Feuerungswärmeleistung energetisch genutzt werden.

Die Feuerungswärmeleistung errechnet sich nach:

$$\dot{Q}_F = (\dot{v}_B \cdot H_i)$$

Gleichung 6-1: Q_F = Feuerungswärmeleistung [kW]; v_B = Biogasvolumenstrom [m^3/h]; H_i = Heizwert des Biogases [kWh/m^3]

Als Faustzahl für Gas-Otto- und Zündstrahlmotoren kann angenommen werden, dass der elektrische und der thermische Wirkungsgrad jeweils 50 % des Gesamtwirkungsgrades betragen. Der elektrische Wirkungsgrad setzt sich aus dem mechanischen Wirkungsgrad des Motors und dem Wirkungsgrad des Generators zusammen und ergibt sich durch Multiplikation der beiden Wirkungsgrade. Eine Übersicht der erreichbaren Wirkungsgrade gibt Abbildung 6.6.

Die elektrischen Wirkungsgrade von mit Zündstrahlmotoren betriebenen BHKW liegen zwischen 30

und 43 % und sind zumindest im unteren Leistungsbereich bei gleicher elektrischer Leistung höher als die von mit Gas-Otto-Motoren betriebenen BHKW. Die Wirkungsgrade von mit Gas-Otto-Motoren betriebenen BHKW liegen zwischen 34 und 40 %. Mit zunehmender elektrischer Leistung nehmen die elektrischen Wirkungsgrade sowohl bei Zündstrahl- als auch bei Gas-Otto-Motoren zu. Da die Wirkungsgrade von den BHKW-Herstellern unter Prüfstandsbedingungen (Dauerlauf mit Erdgas) ermittelt werden, sind die im praktischen Einsatz an der Biogasanlage erzielten Werte meist geringer als die Herstellerangaben. Insbesondere ist zu beachten, dass in der Praxis nur in den seltensten Fällen durchgängig Volllast gefahren werden kann und die Wirkungsgrade im Teillastbetrieb geringer als im Volllastbetrieb sind. Diese Abhängigkeit ist aggregatspezifisch und kann aus den technischen Datenblättern abgeleitet werden.

Eine Vielzahl von Faktoren können den elektrischen Wirkungsgrad, die Leistungsfähigkeit sowie die Schadgasemissionen eines BHKW beeinflussen. Insbesondere unterliegen sowohl die Motorkomponenten, wie zum Beispiel die Zündkerzen, das Motoröl, die Ventile und die Kolben als auch die Luft-, Gasoder Ölfilter, einem altersbedingten Verschleiß. Mit dem Ziel, die Lebensdauer des BHKW zu verlängern, sollten diese verschleißbehafteten Komponenten in regelmäßigen Zyklen ersetzt werden. In der Regel wer-

den die einzuhaltenden Wartungszyklen vom BHKW-Hersteller vorgegeben. Weiterhin bestimmt die Einstellung des BHKW, wie beispielsweise der Lambda-Wert, der Zündzeitpunkt und das Ventilspiel, maßgeblich den elektrischen Wirkungsgrad und die Leistung, aber auch die Höhe der Schadgasemissionen. Die Durchführung der Wartung und Einstellung unterliegt dem Anlagenbetreiber in Form von Eigenleistung oder bestehenden Wartungsverträgen mit einem Serviceteam des BHKW-Herstellers als auch durch ein vom Anlagenbetreiber beauftragtes Unternehmen. Allgemein lässt sich feststellen, dass die Einstellung des BHKW im Bereich der Grenzwerte der TA-Luft einen erheblichen Einfluss auf die Güte der Verbrennung, die elektrische Leistung und den elektrischen Wirkungsgrad hat [5-26].

6.2.1.6 Wärmeauskopplung

Zur Nutzung der bei der Stromproduktion anfallenden Wärme ist es notwendig, eine Auskopplung über Wärmeübertrager vorzusehen. In einem mit Verbrennungsmotor betriebenen BHKW fällt die Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus an. Die größte Wärmemenge kann über das Kühlwassersystem des Verbrennungsmotors gewonnen werden. Aufgrund ihres Temperaturniveaus kann sie zur Bereitstellung von Heiz- bzw. Prozessenergie verwendet werden. Einen Heizverteiler zeigt Abbildung 6.7. Zur Auskopplung der Wärme aus dem Kühlwasserkreislauf kommen meist Plattenwärmeübertrager zum Einsatz [6-13]. Die ausgekoppelte Wärme wird anschließend über einen Verteiler an die einzelnen Heizkreisläufe verteilt.



Abbildung 6.7: Heizverteiler [MT-Energie-GmbH]

Das Temperaturniveau der Abgase beträgt ungefähr 460 bis 550 °C. Zum Auskoppeln der Abgaswärme kommen Abgaswärmeübertrager aus Edelstahl, die meistens als Rohrbündelwärmeübertrager ausgeführt sind, zum Einsatz [6-13]. Typischerweise eingesetzte Wärmeträger sind Dampf in verschiedenen Druckstufen, Heißwasser und Thermoöl.

Im eigenen Betrieb kann der Wärmebedarf aus der Abwärme der BHKW recht schnell gedeckt werden. Er ist in der Regel nur im Winter hoch, im Sommer dagegen muss der Notkühler die meiste Überschusswärme abführen, wenn keine externe Wärmenutzung verfügbar ist. Neben der für die Fermenterheizung benötigten Wärme, die ca. 20 bis 40 % der gesamten anfallenden Wärmemenge beträgt, können zusätzlich z. B. Betriebs- oder Wohnräume beheizt werden. BHKW sind voll kompatibel mit der üblichen Heiztechnik und daher leicht an den Heizkreislauf anzuschließen. Für den Fall des Ausfalles des BHKW sollte der oft bereits vorhandene Heizkessel zum Notbetrieb vorgehalten werden.

Neben anderen betriebsinternen Wärmesenken (z. B. Stallheizung, Milchkühlung) kann die externe Wärmeabgabe außerhalb der Grenzen des eigenen Betriebes zum wirtschaftlichen Erfolg führen. Unter Berücksichtigung der steigenden Substratkosten für NawaRo, kann der Absatz von Wärme erst zur Wirtschaftlichkeit einer Anlage führen. Begünstigt wird dies durch den KWK-Bonus des EEG. Altanlagen erhalten hierdurch 2 Cent pro kWh produzierten Strom, wenn die Wärmenutzung den Vorgaben des EEG 2004 entspricht. Für Neuanlagen erhöht sich dieser Bonus auf 3 Cent pro kWh, wenn die Wärmenutzung im Sinne der Positivliste des EEG 2009 erfolgt. Dies gilt auch für Bestandsanlagen, die dem EEG 2009 genügen.

Wenn sich günstige Möglichkeiten für den Wärmeabsatz bieten, kann auch durch bessere Fermenterdämmung oder effektiveren Wärmeeintrag in den Fermenter eine Wärmeeinsparung im Betrieb sinnvoll sein. Zu beachten ist beim Wärmeverkauf jedoch die z. T. notwendige Kontinuität der Wärmelieferung, die häufig Wartungsintervalle und Ausfallzeiten überbrücken muss. Potenzielle Wärmenutzer sind nahegelegene gewerbliche und kommunale Einrichtungen (Gartenbaubetriebe, Fischzuchtbetriebe, Holztrocknung u. a.) oder Wohnhäuser. Ein besonderes Potenzial für die Wärmenutzung bieten Veredlungs- und Trocknungsprozesse mit hohem Wärmeenergieeinsatz. Eine weitere Alternative stellt die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung dar (siehe 6.2.5.2).



6.2.1.7 Gasregelstrecke

Um das Biogas effektiv nutzen zu können, stellen Gasmotoren Anforderungen in Bezug auf die physikalischen Eigenschaften des Gases. Dies sind insbesondere der Druck, mit dem das Biogas dem Gasmotor zugeführt wird (meist 100 mbar) und ein definierter Volumenstrom. Falls diese Parameter die Vorgaben nicht erfüllen können, beispielsweise wenn nicht ausreichend Gas im Fermenter freigesetzt wird, werden die Motoren mit Teillast betrieben oder abgeschaltet. Um die Vorgaben sehr konstant einzuhalten und Sicherheitsanforderungen gerecht zu werden, wird eine Gasregelstrecke direkt vor dem BHKW installiert.

Die Gasregelstrecke sollte einschließlich der gesamten Gasleitung nach den Richtlinien der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. (DGVW) zugelassen sein. Alle Gasleitungen müssen entweder durch gelbe Farbe oder gelbe Pfeile kenntlich gemacht werden. Die Regelstrecke muss zwei selbständig schließende Ventile (Magnetventile), ein Absperrventil außerhalb des Aufstellraumes, eine Flammendurchschlagsicherung und einen Unterdruckwächter enthalten. Sinnvoll ist es, einen Gaszähler zur Bestimmung der Gasmenge und einen Feinfilter zum Abtrennen von Partikeln aus dem Biogas mit in die Gasstrecke zu integrieren. Wenn notwendig, wird ein Verdichter in die Strecke eingebaut. In Abbildung 6.8 ist ein Beispiel für eine Gasregelstrecke zu sehen.

Von besonderer Bedeutung für Installationen der Gasleitungen ist die Integration von Einrichtungen zum Kondensatablass, da bereits geringe Kondensatmengen aufgrund der kleinen Gasdrücke zum Verschluss der Gasleitung führen können.

6.2.1.8 Betrieb, Wartung und Aufstellräume

Die Nutzung von Biogas in BHKW setzt bestimmte Rahmenbedingungen voraus, die eingehalten und beachtet werden müssen. Neben dem eigentlichen Betrieb sind hierbei auch vorgegebene Wartungsintervalle und Anforderungen an den Aufstellraum der BHKW-Anlage zu beachten.

Betrieb

BHKW-Anlagen arbeiten aufgrund von verschiedenen Regel-, Überwachungs- und Steuerungsmaßnahmen im Normalfall weitgehend vollautomatisch. Um eine Beurteilung des Betriebes des BHKW sicherzustellen, sollten folgende Daten zur Erstellung von Trends in einem Betriebstagebuch festgehalten werden:



Abbildung 6.8: BHKW mit Gasregelstrecke [DBFZ]

- erreichte Betriebsstunden,
- Anzahl der Starts,
- Motorkühlwassertemperatur,
- Vor- und Rücklauftemperatur des Heizwassers,
- Kühlwasserdruck,
- Öldruck,
- Abgastemperatur,
- Abgasgegendruck,
- Brennstoffverbrauch,
- erzeugte Leistung (thermisch und elektrisch).

Die Daten können in der Regel über die BHKW-Steuerung erfasst und dokumentiert werden. Eine Kopplung der BHKW-Steuerung mit den Regelkreisen der Biogasanlage sowie der Datenaustausch mit einem zentralen Leitsystem bzw. die Datenfernübertragung per Internet, die auch die Ferndiagnose durch den Hersteller ermöglicht, kann häufig realisiert werden. Eine tägliche Begehung und Sichtkontrolle der Anlage sollte allerdings trotz aller elektronischen Überwachungen durchgeführt werden. Bei BHKW mit Zündstrahlmotoren sollte neben der verbrauchten Gasmenge auch der Zündölverbrauch gemessen werden.

Um eine Aussage über den thermischen Wirkungsgrad des BHKW machen zu können, sollte neben der produzierten Strommenge auch die produzierte Wärmemenge durch Wärmemengenzähler gemessen werden. So ist es außerdem möglich, eine relativ genaue Aussage über die benötigte Prozesswärme oder über die von anderen an den Heizkreislauf des BHKW angeschlossenen Verbrauchern (ggfs. Ställe usw.) benötigte Wärmemenge zu treffen.

Damit die Motoren ausreichend mit Gas versorgt werden, muss ein entsprechender Fließdruck vor Eintritt in die eigentliche Gasregelstrecke gewährleistet sein. Bei druckloser Biogasspeicherung ist hierfür eine Gasdruckerhöhung durch entsprechende Gasverdichter vorzunehmen.

Eine große Rolle für den sicheren Betrieb der Motoren spielt das Schmieröl. Durch das Schmieröl werden die im Motor entstehenden Säuren neutralisiert. Ein Austausch des Schmieröls ist infolge von Alterung, Verschmutzung und Nitrierung bzw. der Abnahme Neutralisationsvermögens in regelmäßigen Abständen in Abhängigkeit von der Motorart, des Öls und der Betriebsstundenanzahl durchzuführen. Neben regelmäßigen Olwechselintervallen sollte vor dem Ölwechsel eine Ölprobe entnommen werden. Diese Ölprobe kann in einem darauf spezialisierten Labor untersucht werden. Anhand der Laborergebnisse kann eine Aussage über die Länge der nötigen Ölwechselintervalle sowie über den Verschleiß des Motors getroffen werden [6-12]. Oftmals werden diese Aufgaben durch Wartungsverträge abgegeben. Um die Ölwechselintervalle zu verlängern, wird häufig die verwendete Ölmenge durch Ölwannenvergrößerungen erhöht, die von vielen Herstellern angeboten werden.

Wartung

Der Betrieb eines BHKW mit Biogas setzt voraus, dass die vorgegebenen Wartungsintervalle eingehalten werden. Dazu zählt auch die vorbeugende Instandhaltung wie z.B. Ölwechsel und Austausch von Verschleißteilen. Eine ungenügende Wartung und Instandhaltung kann zur Schädigung des BHKW führen und somit erhebliche Kosten verursachen [6-12], [6-23].

Jeder BHKW-Hersteller stellt einen Inspektionsund Wartungsplan zur Verfügung. Anhand dieser Pläne ist zu erkennen, welche Tätigkeiten in welchen Zeitabständen zur Instandhaltung und Pflege der Module durchgeführt werden müssen. Der zeitliche Abstand der verschiedenen Maßnahmen ist von Faktoren wie dem Motortyp etc. abhängig. Durch Schulungen, die vom BHKW-Hersteller angeboten werden, besteht die Möglichkeit, einige Arbeiten in Eigenregie durchzuführen [6-12].

Neben den Wartungsplänen werden auch Serviceverträge angeboten. Vor dem Kauf des BHKW sollten die Einzelheiten der Serviceverträge geklärt sein, wobei insbesondere folgende Punkte beachtet werden sollten:

- welche Arbeiten führt der Betreiber durch,
- welche Form des Servicevertrages wird vereinbart,
- wer liefert die Betriebsmaterialien,
- welche Laufzeit hat der Vertrag,
- schließt der Vertrag eine große Revision mit ein,

- wie werden außerplanmäßige Probleme behandelt. Welche Leistungen in den Servicevertrag aufgenommen werden, ist unter anderem auch davon abhängig, welche Eigenleistungen vom Betreiber ausgeführt werden können. Von der Fachgemeinschaft Kraftmaschinen des VDMA wurden eine Spezifikation und ein Vertragsmuster für Wartungs- und Instandhaltungsverträge entwickelt. Basierend auf dieser Spezifikation entstand die VDI-Richtlinie 4680 "BHKW-Grundsätze für die Gestaltung von Serviceverträgen". Hier können entsprechende Informationen über Inhalt und Aufbau der Verträge eingeholt werden [6-2]. Gemäß VDMA können verschiedene Vertragsformen von Serviceverträgen definiert werden.

Der Inspektionsvertrag umfasst alle Maßnahmen zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes der zu inspizierenden Anlage. Die Vergütung kann in Form einer Pauschale geleistet werden oder wird nach Aufwand bemessen, wobei zu klären ist, ob Inspektionen einmalig oder regelmäßig stattfinden.

Der Wartungsvertrag enthält erforderliche Maßnahmen zur Erhaltung des Soll-Zustandes. Die durchzuführenden Tätigkeiten sollten in einer Liste beschrieben werden, die durch Bezugnahme Vertragsbestandteil wird. Die Tätigkeiten können periodisch oder zustandsabhängig durchgeführt werden. Die Vertragspartner können eine Vergütung nach Aufwand oder als Pauschale vereinbaren. Je nach Vertragsvereinbarung kann auch das Beheben von Störungen, die nicht vom Bediener beseitigt werden können, mit zu den Leistungen gehören.

Der Instandsetzungsvertrag umfasst alle erforderlichen Maßnahmen zum Wiederherstellen des Soll-Zustandes. Die durchzuführenden Tätigkeiten ergeben sich aus den Bedingungen des Einzelfalls. Die Vergütung wird normalerweise nach Aufwand festgelegt [6-1].

Der Instandhaltungsvertrag, auch Vollwartungsvertrag genannt, umfasst Maßnahmen, die zur Erhaltung eines sicheren Betriebs notwendig sind (Wartungs- und Reparaturarbeiten, Ersatzteilinstallation und Betriebsstoffe außer Brennstoff). Eine sogenannte Generalüberholung ist aufgrund der Vertragsdauer (in der Regel 10 Jahre) ebenfalls enthalten. Dieser Vertrag entspricht weitestgehend einer Garantieleistung. Die Vergütung erfolgt meistens in Form einer Pauschale [6-1].

Die Standzeit von Zündstrahlmotoren beträgt durchschnittlich 35.000 Betriebsstunden [6-28] [6-29], was bei 8.000 Betriebsstunden im Jahr ca. 4 1/2 Jahren entspricht. Danach ist eine Generalüberholung des Motors nötig, wobei meist der gesamte Motor





Abbildung 6.9: Aufbau eines BHKW in einem Gebäude bzw. BHKW-Container [Seva Energie AG]

getauscht wird, da sich eine Generalüberholung wegen der niedrigen Motorpreise nicht lohnt. Bei Gas-Otto-Motoren kann von einer durchschnittlichen Standzeit von 60.000 Betriebsstunden bzw. ca. 7 1/2 Jahren ausgegangen werden. Danach wird eine Generalüberholung des Motors durchgeführt. Hier werden fast alle Teile bis auf Motorblock und Kurbelwelle ausgetauscht. Nach der Generalüberholung ist eine Laufzeit in gleicher Höhe zu erwarten [6-2]. Die Standzeiten sind u. a. sehr von der Wartung und Pflege der Motoren abhängig, weswegen sie sehr stark variieren können.

Aufstellräume

Blockheizkraftwerke sollten nur in dafür geeigneten Gebäuden aufgestellt werden. Zur Verringerung der Geräuschemissionen sollten die Gebäude mit Schalldämmmaterial und die BHKW-Module selbst mit einer Schallschutzhaube versehen werden. Neben ausreichend Platz zum Durchführen von Wartungsarbeiten muss auf eine ausreichende Luftversorgung geachtet werden, um den Luftbedarf der Motoren decken zu können. Hierfür kann es notwendig sein, entsprechende Zu- und Abluftgebläse zu verwenden. Weitere detaillierte Anforderungen an Aufstellräume von BHKW können den Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen entnommen werden.

Für die Aufstellung im Freien werden BHKW-Module, die in schallgedämmte Container eingebaut sind, angeboten. In diesen Containern sind normalerweise die Anforderungen an Aufstellräume vom BHKW-Hersteller realisiert. Ein weiterer Vorteil der Containerbauweise stellt die Komplettmontage der Anlage beim BHKW-Hersteller mit einem anschließenden Test dar. So lassen sich die Zeiten von der Aufstellung bis zur Inbetriebnahme auf ein bis zwei Tage

reduzieren. Beispiele für die Aufstellung von BHKW zeigt Abbildung 6.9.

6.2.2 Stirlingmotoren

Der Stirlingmotor gehört zu den Heißgas- oder Expansionsmotoren. Hier wird der Kolben nicht - wie bei Verbrennungsmotoren – durch die Expansion von Verbrennungsgasen aus einer inneren Verbrennung bewegt, sondern durch die Ausdehnung (Expansion) eines eingeschlossenen Gases, welches sich infolge Energie- bzw. Wärmezufuhr einer externen Energiequelle ausdehnt. Durch diese Entkopplung der Energie- bzw. Wärmequelle von der eigentlichen Krafterzeugung im Stirlingmotor kann die benötigte Wärme aus unterschiedlichen Energiequellen, wie z. B. einem Gasbrenner, der mit Biogas betrieben wird, zur Verfügung gestellt werden.

Das grundlegende Prinzip des Stirlingmotors basiert auf dem Effekt, dass ein Gas bei einer Temperaturänderung eine gewisse Volumenänderungsarbeit verrichtet. Wird dieses Arbeitsgas zwischen einem Raum mit konstant hoher Temperatur und einem Raum mit konstant niedriger Temperatur hinund herbewegt, ist ein kontinuierlicher Betrieb des Motors möglich. Damit wird das Arbeitsgas im Kreislauf geführt. Das Arbeitsprinzip ist in Abbildung 6.10 dargestellt.

Aufgrund der kontinuierlichen Verbrennung weisen Stirlingmotoren geringe Schadstoff- und Geräuschemissionen sowie einen geringen Wartungsaufwand auf. Sie lassen wegen der geringen Bauteilbelastungen und des geschlossenen Gaskreislaufs geringe Wartungskosten erhoffen. Die elektrischen Wirkungsgrade sind im Vergleich mit herkömmlichen Gas-Otto-Motoren geringer und liegen zwischen 24

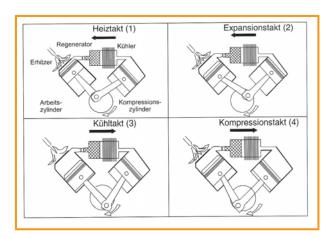


Abbildung 6.10: Arbeitsweise eines Stirlingmotors aus [6-14] nach [6-21]

und 28 %. Die Leistung von Stirlingmotoren ist vorrangig im Bereich unter 100 kW_{el} angesiedelt [6-34]. Wegen der äußeren Verbrennung werden nur geringe Ansprüche an die Qualität des Biogases gestellt, weshalb auch Gase mit geringen Methangehalten verwendet werden können [6-14]. In dem Verzicht auf eine Vorreinigung des Biogases könnte der größte Vorteil des Stirling-Motors gegenüber herkömmlichen Biogas-Verbrennungsmotoren liegen. Als Nachteil ist die Trägheit bei Lastwechseln zu nennen, was bei stationären Anlagen wie Blockheizkraftanlagen jedoch weniger ins Gewicht fällt als beispielsweise in Kraftfahrzeugen.

Erdgasbetriebene Stirlingmotoren sind in sehr kleinen Leistungsklassen am Markt verfügbar. Um sie jedoch konkurrenzfähig in der Biogastechnologie einzusetzen, bedarf es noch diverser technischer Weiterentwicklungen. Der Stirlingmotor kann wie Zündstrahl- oder Gas-Otto-Aggregate als BHKW eingesetzt werden. Derzeit gibt es jedoch erst wenige Pilotprojekte in Deutschland.

6.2.3 Mikrogasturbinen

Als Mikrogasturbinen oder Mikroturbinen werden kleine, schnelllaufende Gasturbinen mit niedrigen Brennkammertemperaturen und -drücken im unteren elektrischen Leistungsbereich bis 200 kW_{el} bezeichnet. Momentan gibt es verschiedene Hersteller von Mikrogasturbinen in den USA und in Europa. Mikrogasturbinen besitzen zur Verbesserung des Wirkungsgrades im Gegensatz zu "normalen" Gasturbinen einen Rekuperator, in dem die Verbrennungsluft vorgewärmt wird. Der Aufbau einer Mikrogasturbine ist in Abbildung 6.11 dargestellt.

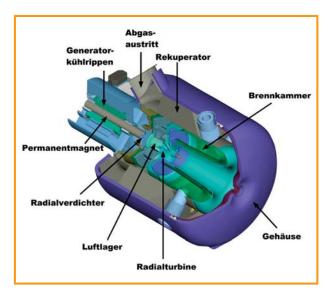


Abbildung 6.11: Aufbau einer Mikrogasturbine [Energietechnologie GmbH]

In Gasturbinen wird Luft aus der Umgebung angesaugt und durch einen Verdichter komprimiert. Die Luft gelangt in eine Brennkammer, wo sie unter Zugabe von Biogas verbrannt wird. Die dabei stattfindende Temperaturerhöhung bewirkt eine Volumenausdehnung. Die heißen Gase gelangen in eine Turbine, wo sie entspannt werden. Dabei wird deutlich mehr Leistung abgeben als für den Antrieb des Verdichters benötigt wird. Mit der nicht zum Verdichterantrieb benötigten Energie wird ein Generator zum Zweck der Stromerzeugung angetrieben.

Bei einer Drehzahl von ca. 96.000 U/min wird ein hochfrequenter Wechselstrom erzeugt, der über eine Leistungselektronik so bereitgestellt wird, dass er in das Stromnetz eingespeist werden kann. Sollen Mikrogasturbinen für Biogas verwendet werden, sind gegenüber dem Erdgasbetrieb u. a. Änderungen an der Brennkammer und den Brennstoffdüsen erforderlich. [6-8]. Die Schallemissionen der Mikrogasturbinen liegen in einem hohen Frequenzbereich und lassen sich gut dämmen.

Da das Biogas in die Brennkammer der Mikrogasturbine eingebracht werden muss, in der ein Überdruck von mehreren bar herrschen kann, ist eine Gasdruckerhöhung notwendig. Neben dem Brennkammerdruck sind strömungs- und massenstrombedingte Druckverluste über die Gasleitung, Ventile und Brenner zu berücksichtigen, so dass die Druckerhöhung bei bis zu 6 bar atmosphärischem Überdruck liegt. Hierzu wird der Mikrogasturbine brennstoffseitig ein Verdichter vorgeschaltet.



Unerwünschte Begleitstoffe im Biogas (vor allem Wasser und Siloxane) können die Mikrogasturbinen schädigen, weshalb eine Gastrocknung bzw. Filterung (bei Siloxangehalten über $10 \text{ mg/m}^3 \text{ CH}_4$) durchgeführt werden muss. Eine höhere Toleranz als Gas-Motoren weist die Mikrogasturbine dabei gegenüber Schwefelgehalten auf. Mikrogasturbinen können Biogas mit Methangehalten von 35 bis 100 % verarbeiten [6-7], [6-8].

Durch kontinuierliche Verbrennung mit Luftüberschuss und geringen Brennkammerdrücken weisen Mikrogasturbinen deutlich geringere Abgasemissionen als Motoren auf. Dies ermöglicht neue Wege der Abgasnutzung wie z. B. die direkte Futtermitteltrocknung oder CO₂-Düngung von Pflanzen im Unterglasanbau. Die Abwärme ist auf einem relativ hohen Temperaturniveau verfügbar und wird nur über die Abgase transportiert. Damit kann die anfallende Wärme kostengünstiger und technisch einfacher genutzt werden als bei Verbrennungsmotoren [6-8], [6-39], [6-37].

Die Wartungsintervalle sind zumindest bei mit Erdgas betriebenen Mikrogasturbinen deutlich länger als bei Motoren. Als Wartungsintervall werden von den Herstellern 8.000 Stunden angegeben, bei einer Lebensdauer von rund 80.000 Stunden. Nach ca. 40.000 Stunden ist eine Generalüberholung mit Austausch des Heißgasteiles vorzusehen.

Ein Nachteil der Mikrogasturbinen ist der mit knapp 30 % relativ geringe elektrische Wirkungsgrad. Der im Vergleich zu herkömmlichen Biogas-Motoren recht niedrige Wert wird jedoch durch gutes Teillastverhalten (50-100 %) und konstante Wirkungsgrade zwischen den Wartungsintervallen relativiert. Die Investitionskosten liegen, verglichen mit leistungsäquivalenten, auf Motoren basierenden Biogas-Nutzungskonzepten, um 15 bis 20 % höher [6-39]. Es wird allerdings eine Kostensenkung erwartet, wenn Mikrogasturbinen stärker im Markt vertreten sind. Finanzielle Unterstützung ergibt sich durch das EEG 2009, welches für die Nutzung von Mikrogasturbinen einen Technologiebonus von 1 ct/kWhel gewährt. Zurzeit werden Versuche mit biogasbetriebenen Mikrogasturbinen durchgeführt, die praktische Relevanz ist jedoch noch nicht gegeben.

6.2.4 Brennstoffzellen

Die Wirkungsweise der Brennstoffzelle unterscheidet sich grundsätzlich von den herkömmlichen Arten der Energiegewinnung aus Biogasen. Die Umwandlung der chemischen Energie in Strom findet hier direkt statt. Die Brennstoffzelle garantiert hohe elektrische Wirkungsgrade von bis zu 50 % bei nahezu emissionsfreier Betriebsweise. Auch im Teillastverhalten sind gute Wirkungsgrade erreichbar.

Das Funktionsprinzip der Brennstoffzelle ist mit der Umkehrung der Elektrolyse des Wassers vergleichbar. Bei der Elektrolyse wird unter Zufuhr elektrischer Energie das Wassermolekül in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) aufgespaltet. In einer Brennstoffzelle reagieren hingegen H2 und O2 unter Abgabe von elektrischer Energie und Wärme zu Wasser (H₂O). Sie benötigt somit für die elektrochemische Reaktion Wasserstoff und Sauerstoff als "Brennstoff" [6-17]. Der Aufbau der Brennstoffzellen ist dabei prinzipiell immer gleich. Die eigentliche Zelle besteht aus zwei gasführenden Platten (Anode und Katode), die von einem Elektrolyt getrennt werden. Als Elektrolyte können in den unterschiedlichen Brennstoffzellentypen verschiedene Stoffe verwendet werden. Ein Funktionsbeispiel zeigt Abbildung 6.12.

Biogas muss grundsätzlich für den Einsatz in Brennstoffzellen aufbereitet werden. Vor allem Schwefel muss mit den in den Kapiteln 6.1.1 dargestellten Verfahren entfernt werden. Mit Hilfe der Reformierung des Biogases wird Methan in Wasserstoff überführt, wobei für die verschiedenen Brennstoffzellen-Typen unterschiedliche durchzuführen sind, welche in [6-31] detailliert zusammengefasst werden. Die Brennstoffzellen-Typen sind nach Art der verwendeten Elektrolyten benannt und lassen sich in Nieder- (AFC, PEMFC, PAFC, DMFC) und Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC) unterteilen. Welche Zelle am besten für den Einsatz geeignet ist, hängt von der Art der Wärmeverwertung und den verfügbaren Leistungsklassen ab.

Die Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) Brennstoffzelle stellt eine erfolgversprechende Möglichkeit für den Einsatz in kleinen Biogasanlagen dar. Durch ihre Betriebstemperatur (80 °C) lässt sich die Wärme direkt in ein vorhandenes Warmwassernetz einspeisen. Die Art des verwendeten Elektrolyts lässt eine hohe Lebensdauer der PEM erwarten, sie ist jedoch sehr empfindlich gegenüber Verunreinigungen im Brenngas. Vor allem die Entfernung des bei der Reformierung entstehenden Kohlenmonoxides wird derzeit noch als kritisch angesehen.

Am weitesten entwickelt ist die PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell). Sie wird unter Verwendung von Erdgas weltweit am häufigsten eingesetzt und ist derzeit die einzige kommerziell verfügbare Brennstoffzelle, die in Praxistests bis zu 80.000 Betriebsstunden

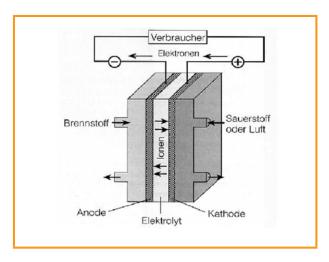


Abbildung 6.12: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle [vTI]

erreicht hat [6-31]. Derzeit sind PAFC-Zellen für die Biogasnutzung verfügbar, die den Leistungsbereich von 100-200 kW_{el} abdecken. Elektrische Wirkungsgrade von bis zu 40 % sind möglich. Die PAFC ist weniger empfindlich gegenüber Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffmonoxid.

Die MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) wird mit einer Karbonatschmelze als Elektrolyt betrieben und ist unempfindlich gegenüber Kohlenstoffmonoxid und toleriert Kohlenstoffdioxid bis 40 % Volumenanteil. Aufgrund ihrer Arbeitstemperatur (600–700 °C) kann die Reformierung zellintern stattfinden. Ihre Abwärme kann beispielsweise in nachgeschalteten Turbinen weiter genutzt werden. Die MCFC-Anlagen können elektrische Wirkungsgrade von bis zu 50 % für einen Leistungsbereich von 40-300 kW_{el} erreichen und befinden sich derzeit in der Markteinführung [6-31].

Eine weitere Hochtemperatur-Brennstoffzelle ist die SOFC (Solid Oxide Fuel Cell). Sie arbeitet bei Temperaturen zwischen 600 und 1.000 °C. Sie hat hohe elektrische Wirkungsgrade (bis 50 %) und auch hier kann die Reformierung von Methan zu Wasserstoff zellintern stattfinden. Sie weist eine geringe Empfindlichkeit gegenüber Schwefel auf, was einen Vorteil bei der Verwertung von Biogas darstellt. Die Biogasanwendung befindet sich hier jedoch noch im Forschungs- bzw. Pilotprojektstadium. Ein Einsatz ist im Kleinstbereich für Mikrobiogasnetze denkbar.

Derzeit wird von den Herstellern die PEMFC bevorzugt, wobei diese in kleinen Leistungsbereichen mit der SOFC konkurriert (höhere Wirkungsgrade aber auch höhere Kosten der SOFC) [6-31]. Marktdominanz wird bislang jedoch durch die PAFC ausgeübt.

Für alle Brennstoffzellentypen sind die Investitionskosten derzeit noch sehr hoch und noch weit von motorisch betriebenen BHKW entfernt. Laut [6-31] kostet die PEMFC zwischen 4.000 und 6.000 €/kW. Zielsetzung liegt hier zwischen 1.000 und 1.500 €/kW. Inwieweit sich die Investitionskosten nach unten entwickeln und noch z. T. bestehende technische Probleme vor allem bei der Nutzung von Biogas ausgeräumt werden können, wird in verschiedenen Pilotvorhaben untersucht.

6.2.5 Abwärmenutzung stromgeführter KWK

Regeltechnische Führungsgröße von BHKW im Erdgas/Biomethan-Bereich ist in den überwiegenden Fällen der Wärmebedarf. Dies bedeutet, dass der Strom uneingeschränkt abgegeben werden kann, während das BHKW je nach Wärmebedarf betrieben wird. Dabei sollen wärmegeführte BHKW in den meisten Fällen die Grundlast des Wärmebedarfes eines Versorgungsobjektes abdecken (70-80 % des Jahresbedarfes), während der Spitzenbedarf durch zusätzliche Kessel bereitgestellt wird. Von stromgeführter KWK spricht man dagegen dann, wenn die Lastkurven des BHKW aus dem Strombedarf definiert werden. Dies kann der Fall sein, wenn keine Stromeinspeisung erfolgt oder ein relativ konstanter Strombedarf vorhanden ist. Prädestiniert dafür sind große Anlagen bzw. Industriestandorte mit ausreichenden Wärmesenken. Um hohe Laufzeiten erreichen zu können, sollten Wärmespeicher vorhanden sein und ausschließlich die Grundlast abgedeckt werden. Oftmals sind Anlagen mit einem Lastmanagement ausgestattet. Dies bedeutet, dass das BHKW in der Lage ist, im Bedarfsfall zwischen beiden Nutzungsoptionen zu wechseln, was z. B. in Wohnsiedlungen oder Krankenhäusern von Vorteil sein kann.

Praktisch handelt es sich bei Biogasanlagen mit dezentraler Verstromung in der Mehrzahl der Fälle um eine stromgeführte KWK, bei der sich die produzierte Strommenge an der maximal einspeisbaren orientiert. Diese wird nur durch die zur Verfügung stehende Gasmenge bzw. der BHKW-Größe limitiert. Eine Übersicht über die Wirtschaftlichkeit möglicher Wärmenutzungskonzepte wird in Kapitel 8.4 dargestellt

Als dritte, zukunftsorientierte, hier aber nicht näher beleuchtete Betriebsweise, kommt noch die netzgeführte Nutzung in Frage. Dabei wird für mehrere Anlagen, von zentraler Stelle aus, ein Leistungsniveau vorgegeben (virtuelles Kraftwerk). Die grundsätzliche Wahl zwischen beiden Betriebsweisen erfolgt in erster Linie nach wirtschaftlichen Aspekten.



6.2.5.1 Wärmebereitstellung/Wärmeverteilung (Nahwärmenetze)

Ein entscheidender Faktor für den wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage mit Vorortverstromung ist der Verkauf der bei der Verstromung anfallenden Wärme. Vor allem im ländlichen Raum bietet es sich an, diese Wärme an anliegende Bewohner zu verkaufen. Für einen flächendeckenden Verkauf könnte sich in diesen Fällen die Installation von Nahwärmenetzen anbieten. Dieses Netz besteht aus einem Doppelstrang isolierter Stahl bzw. Kunststoffröhren, die das Wasser mit 90 °C (Vorlauf) und 70 °C (Rücklauf) transportieren. Die Übergabe der Wärme von der Biogasanlage in das Netz erfolgt per Wärmeübertrager, die einzelnen Gebäude sind mit Übergabestationen und Wärmemengenzählern ausgerüstet. Die Nahwärmerohre sollten über ein Leckageerkennungssystem verfügen und ausreichend tief verlegt werden (1 m), um Verkehrsbelastungen und tiefen Temperaturen stand zu halten. Weiterhin sollten folgende Punkte beachtet werden:

- Rechtzeitige Vorplanung und Konzeption
- ein hoher Grad an Mindestwärmeabnahme
- eine ausreichende Anzahl an angeschlossenen Wohneinheiten (mind. 40)
- eine möglichst hohe Flächendichte der angeschlossenen Wohneinheiten.

Für die angeschlossenen Wärmeabnehmer ergeben sich die Vorteile der Unabhängigkeit von den großen Energiemärkten, damit verbunden eine hohe Versorgungssicherheit und letztendlich eine Senkung der Energiekosten. Bisher wurde diese Form der Wärmevermarktung in mehreren sogenannten Bioenergiedörfern (z. B. Jühnde, Freiamt oder Wolpertshausen) realisiert. Die Leitungslängen schwanken zwischen 4 und 8 km. Die Wirtschaftlichkeit von Nahwärmenetzen wird in Kapitel 8.4.3 näher beleuchtet.

6.2.5.2 Kälteerzeugung

Eine weitere Nutzungsmöglichkeit der anfallenden Wärme aus dem Verbrennungsprozess von Biogas, ist die Umwandlung dieser Wärme in Kälte. Dies geschieht durch das sogenannte Sorptionsverfahren, welches in Adsorptions- und Absorptionskälteverfahren unterschieden wird. Beschrieben werden soll aufgrund der höheren Relevanz das Absorptionsverfahren bzw. eine Absorptionskältemaschine, wie sie prinzipiell aus alten Kühlschränken bekannt ist. Das Verfahrensprinzip wird in Abbildung 6.13 dargestellt.

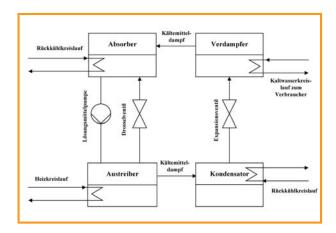


Abbildung 6.13: Funktionsschema einer Absorptionskältemaschine



Abbildung 6.14: Beispiel einer Absorptionskältemaschine an einer Biogasanlage [DBFZ]

Ein Realisierungsbeispiel an einer Biogasanlage ist in Abbildung 6.14 zu sehen.

Zur Kälteerzeugung wird ein Arbeitsstoffpaar bestehend aus Kälte- und Lösungsmittel verwendet. Das Lösungsmittel absorbiert ein Kältemittel und wird anschließend wieder von ihm getrennt. Als Arbeitsstoffpaar können Wasser (Kältemittel) und Lithiumbromid (Lösungsmittel) für den Temperaturbereich 6/12 °C oder Ammoniak (Kältemittel) und Wasser (Lösungsmittel) für einen Temperaturbereich von bis zu -60 °C verwendet werden.

Lösungs- und Kältemittel werden im Austreiber voneinander getrennt. Dafür muss die Lösung erhitzt werden, wofür die vom BHKW zur Verfügung gestellte Wärme verwendet wird. Das Kältemittel verdampft aufgrund seines niedrigeren Siedepunktes zuerst und gelangt in den Kondensator. Das jetzt kältemittelarme Lösungsmittel gelangt in den Absorber. In dem Kondensator wird das Kältemittel abgekühlt

und dadurch verflüssigt. Anschließend wird es in einem Expansionsventil auf den der gewünschten Temperatur entsprechenden Verdampfungsdruck entspannt. Im Verdampfer wird das Kältemittel anschließend unter Aufnahme von Wärme verdampft. Hier findet die eigentliche Kühlung des Kältekreislaufes statt, an den die Verbraucher angeschlossen sind. Der dabei entstehende Kältemitteldampf strömt zum Absorber. Im Absorber wird das Kältemittel vom Lösungsmittel aufgenommen (absorbiert), womit der Kreislauf geschlossen ist [6-13], [6-38].

Das einzige mechanisch bewegliche Bauteil ist die Lösungsmittelpumpe, wodurch der Verschleiß und damit der Wartungsaufwand dieser Anlagen sehr gering ist. Ein weiterer Vorteil von Absorptionskälteanlagen besteht in ihrem geringeren Stromverbrauch gegenüber Kompressionskälteanlagen, welche jedoch auch tiefere Temperaturen erzeugen können. Das Verfahren wird heute in verschiedenen landwirtschaftlichen Bereichen wie der Milchkühlung oder der Stallklimatisierung eingesetzt.

6.2.5.3 Nachverstromungskonzepte

Mit der ORC-Technik (Organic Rankine Cycle) steht eine Technologie zur Verfügung, welche Teile der überschüssigen BHKW-Abwärme, auch mit niedrigen Temperaturen, in elektrische Energie überführen kann. Das Prinzip dieser Technologie ist an den Dampfkraftprozess angelehnt (vergleiche [6-14]), nur dass hier als Arbeitsmedium nicht Wasser sondern Stoffe mit geringen Siede- bzw. Kondensationstemperaturen ihre Anwendung finden. Der Prozess stammt aus der geothermischen Stromerzeugung und wird dort bereits sei Jahren erfolgreich angewendet. Als Arbeitsmedium sind derzeit umweltverträgliche Stoffe (Silikonöl) in der Erprobung, womit die bisher eingesetzten, leicht entzündlichen (z. B. Tuluol, Pentan, Propan) bzw. umweltschädlichen (FCKW) vom Markt verdrängt werden sollen [6-14]. Zwar wurde der ORC-Prozess bisher schon oftmals in Kombination mit Holzheizkraftwerken realisiert, jedoch befindet sich diese Technologie in Kombination mit der motorischen Biogasverbrennung noch in der Entwicklungsphase.

Schätzungsweise kann aus einem BHKW mit $1~\mathrm{MW_{el.}}$ ein zusätzlicher Strom von $70\text{-}100~\mathrm{kW_{el.}}$ (7-10 %) mittels eines ORC-Prozesses gewonnen werden [6-28].

Nach [6-19] konnte bisher ein ORC-Prototyp mit ca. $100\,\mathrm{kW_{el}}$ Auslegungsleistung bei einer Effizienz

von 18,3 % entwickelt werden. Mittlerweile gibt es einige wenige Biogasanlagen mit nachgeschalteter ORC-Technologie, die ihren Betrieb aufgenommen haben.

Alternativ zur ORC-Technik gibt es Entwicklungen, einen zusätzlichen Generator direkt an die Abgasturbine zu setzen und somit eine zusätzliche elektrische Leistung zu generieren und den Motorenwirkungsgrad zu steigern.

6.3 Gaseinspeisung

6.3.1 Einspeisung in das Erdgasnetz

Einspeisung des Biomethans erfolgt Deutschland in ein gut ausgebautes Erdgasnetz. Sowohl in West- als auch in Ostdeutschland existieren große Erdgassysteme, die eine flächendeckende Versorgung der Bevölkerung aber auch die Abnahme von Biomethan ermöglichen. Die Gesamtnetzlänge ist mit rund 375.000 km zu beziffern [6-5]. Die Bereitstellung von Erdgas erfolgt zu einem überwiegenden Teil durch Importe aus dem europäischen Ausland (85 %). Dabei spielen vor allem Russland (35 %), Norwegen (27 %) und Dänemark (19 %) eine tragende Rolle [6-10]. Aufgrund der unterschiedlichen Lieferanten, haben sich in Deutschland fünf verschiedene Erdgasnetze herausgebildet, welche sich in der transportierten Gasqualität unterscheiden (H- und L-Gasnetze).

Die Einspeisung des aufbereiteten Biogases kann in unterschiedliche Netztypen mit verschiedenen Druckstufen erfolgen. So unterscheidet man zwischen Nieder- (bis 100 mbar), Mittel- (100 mbar bis 1 bar) und Hochdrucknetzen (1 bis 120 bar). Oftmals wird auch zwischen den vier Versorgungsebenen internationales Ferntransportnetz, überregionales Transportnetz, regionales Transportnetz und regionales Verteilungsnetz differenziert [6-5]. Für die Optimierung der Bereitstellungskosten sollte das Aufbereitungsverfahren mit seinem Ausgangsdruck an den vorhandenen Netzdruck angepasst sein, um die Kosten der Nachverdichtung zu minimieren. Für die Einleitung des aufbereiteten Biogases ist eine Druckerhöhung über den in der Transportleitung am Einspeisepunkt vorliegenden Druck erforderlich. Jeder Einspeisepunkt muss somit eine eigene Druck-Regel- Messstation zur Überwachung des Druckniveaus aufweisen.

Für die Biogaseinspeisung wurden im letzten Jahr eine Reihe gesetzlicher Erleichterungen geschaffen. Neben der Novellierung des Erneuerbare-Energien-



Gesetzes (01.01.2009) konnten mit Hilfe der GasNZV (Gasnetzzugangsverordnung) und der GasNEV (Gasnetzentgeltverordnung), welche 2008 und 2010 novelliert wurden, wirtschaftlich und technisch umstrittene Fragestellungen zugunsten der Biogaseinspeisung beantwortet werden. Unter anderem wurde festgelegt, dass die Investitionskosten des Netzanschlusses, d. h. insbesondere der Gasdruckregelmessanlage, der Kompressoren und der Verbindungsleitung zum öffentlichen Erdgasnetz, bei einer Entfernung der Biogasanlage zum Gasnetz von bis zu zehn Kilometern zu 75 bzw. 25 vom Netzbetreiber und Biogaseinspeiser zu tragen sind. Darüberhinaus ist der Anteil an den Netzanschlusskosten für den Einspeiser bei einer Entfernung von bis zu einem Kilometer auf 250.000 € begrenzt. Weiter liegen die laufenden Betriebskosten auf Seiten des Netzbetreibers. Wichtigste Neuerung durch die erste Novellierung in 2008 war, dass dem Produzenten von Biomethan zukünftig ein vorrangiger Netzanschluss und Transport des Gases gewährt wird [6-11]. In durchflussschwachen Netzgebieten (Verteilernetz) bzw. Zeiten ("laue Sommernacht") kann die einzuspeisende Menge über Aufnahmekapazität liegen, womit der Netzbetreiber das überschüssige Gas verdichten und in das übergeordnete Netz speisen muss. Die Einspeisung in Hochdrucknetze ist bislang nicht Stand der Technik. Kompressoren mit unterschiedlicher Auslegung für unterschiedliche Volumenströme sind jedoch am Markt verfügbar. Genauere Informationen zu den rechtlichen Rahmenbedingungen sind Kapitel 7 zu entnehmen.

Die qualitativen Anforderungen an das einzuspeisende Biogas werden ebenfalls geregelt und durch die einschlägigen DVGW-Regelwerke dokumentiert. Dabei gibt das Arbeitsblatt G262 Anweisungen zur Beschaffenheit von Gasen aus regenerativen Quellen, G260 regelt die Gasqualität und G685 die Abrechnung von eingespeistem Biomethan. Der Einspeiser hat das Biomethan auf die in diesen Regelwerken geforderten Qualitäten aufzubereiten, die Feinanpassung (Brennwerteinstellung, Odorierung, Druckanpassung) ist vom Netzbetreiber durchzuführen. Diese sollte auch möglichst genau erfolgen, um sogenannte Misch- und Pendelzonen zu vermeiden.

Bei einer beabsichtigten Einspeisung des Biogases würde sich grundsätzlich an der Konfiguration der Biogasanlage, bis auf den Wegfall des BHKW, nichts ändern. Durch das fehlende BHKW müssten Alternativen bei der Bereitstellung von Prozessstrom und -wärme berücksichtigt werden. Der Prozessstrom

kann aus dem Netz entnommen, die Beheizung des Fermenters und die gegebenenfalls notwendige Prozesswärme der Aufbereitungstechnologien (z. B. Aminwäschen) könnten beispielsweise über Heizkessel bereitgestellt werden. Eine weitere Möglichkeit wäre der parallele Betrieb eines BHKW, das so ausgelegt ist, dass die benötigte Prozessenergie zur Verfügung gestellt werden kann. Das verbleibende Biogas würde zur Einspeisung genutzt werden können.

6.3.2 Einspeisung in Mikrogasnetze

Ein Mikrogasnetz ist eine Verbindung der Biogasanlage mit einer bzw. mehreren Gasverwertungsanlage(n) (Satelliten-BHKW) durch Rohrleitungen. Es kommt dann in Frage, wenn Biogas vor Ort nicht komplett genutzt werden kann, in akzeptabler Nähe jedoch Wärmeabnehmer vorhanden sind. Vom Prinzip her ähnelt dieses Verfahren der Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz. Der Unterschied liegt dabei im geringeren Reinigungsaufwand. Da der Energiegehalt des Gases nicht verändert werden muss, bedarf es nur einer Gastrocknung und Entschwefelung mit den unter 6.1.1 und 6.1.2 beschriebenen Verfahren. Ein weiterer Vorteil ist die verbesserte Wärmenutzung und die damit verbundene Steigerung des Gesamtwirkungsgrades.

Prinzipiell kommen zwei Verfahrensvarianten zum Einsatz: zum einen der ausschließliche Betrieb mit Biogas, zum anderen die permanente (Einstellung einer geforderten Gasqualität) bzw. zeitweise (Bedarfsspitzen) Zumischung mit Erdgas. Als präferierte Anwendungsgebiete kommen geschlossene Abrechnungseinheiten, kommunale Einrichtungen, industrielle Prozesse und landwirtschaftliche Großbetriebe in Frage.

Eine Förderung von Mikrogasnetzen nach EEG ist bisher nicht möglich, da die finanzielle Belastung sich hier überwiegend aus den Investitionskosten ergibt. Betriebskosten fallen dagegen nur in geringem Maße an. Eine Investitionsförderung ist aber über das Marktanreizprogramm möglich, welches einen Zuschuss von 30 % auf Rohbiogasleitungen ab einer Länge von 300 m gewährt [6-6].

Mikrogasnetze wurden bislang mehrfach in Deutschland realisiert, gute Beispiele sind dabei die Biogasnetze in Braunschweig bzw. am Landwirtschaftszentrum Eichhof. Da in einem Mikrogasnetz sämtliche Boni nach EEG 2009 erhalten bleiben, stellt diese Nutzungsform des Biogases somit eine effiziente Option zur Biogaseinspeisung dar.

6.4 Treibstoff für Kraftfahrzeuge

In Schweden und der Schweiz wird Biogas schon seit vielen Jahren als Treibstoff für Busse, Lastkraftwagen aber auch im privaten Bereich eingesetzt. Auch in Deutschland wurden mehrere Projekte durchgeführt, die allerdings noch keine breite Umsetzung gefunden haben. Neben der Biomethantankstelle in Jameln, welche reines Biomethan verkauft, wird seit 2009 in über 70 Tankstellen Biomethan dem Erdgas beigemischt [6-3]. Dies erfolgt derzeit eher noch aus politischen (Werbung) als aus wirtschaftlichen Gründen.

Soll Biogas als Treibstoff für Fahrzeuge eingesetzt werden, muss es auf eine für den Einsatz in derzeit üblichen Kfz-Motoren akzeptable Qualität aufbereitet werden. Neben den auf den Motor korrosiv wirkenden Stoffen wie z. B. Schwefelwasserstoff muss auch der Kohlenstoffdioxidanteil (CO₂) sowie Wasserdampf aus dem Biogas entfernt werden. Da es sich bei den angebotenen Fahrzeugen meist um Erdgasfahrzeuge handelt, ist eine Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität (vgl. Kapitel 6.3.1) ratsam.

Grundsätzlich sind gasbetriebene Fahrzeuge am weltweiten Markt verfügbar und werden von allen namhaften Kfz-Herstellern angeboten, jedoch ist das Angebot in Deutschland noch begrenzt. Die Auswahl erstreckt sich hierbei auf Modelle mit monovalenter oder bivalenter Betriebsweise. Monovalente Fahrzeuge werden nur mit Gas betrieben, besitzen aber einen kleinen Benzin-Notfalltank. Bei bivalenter Betriebsweise kann der Motor mit Gas oder wahlweise mit Benzin angetrieben werden. Mit unkomprimiertem Biogas ist wegen der beträchtlichen Volumina keine nennenswerte Reichweite zu erzielen. Aus diesem Grund wird das Biogas in Druckgasbehältern bei ungefähr 200 bar im Heck bzw. am Fahrzeugboden gespeichert.

Seit Juni 2002 sind Biotreibstoffe steuerbefreit, wodurch die notwendige Planungssicherheit für den Bau von Biogastankstellen besteht. Die Aufbereitungskosten des Biogases liegen im Bereich der Einspeiseanlagen. Hinzu kommen hier erhöhte Aufwendungen für die Verdichtung des Biomethans auf die notwendige Druckstufe.

6.5 Thermische Nutzung von Biogas

Die Verbrennung von aufbereitetem Biogas zur Wärmebereitstellung ist problemlos möglich. Die hierfür eingesetzten Brenner sind meistens Allgasgeräte, die auf verschiedene Brennstoffe umgestellt werden



können. Bei Biogas, welches nicht auf Erdgasqualität aufbereitet wurde, muss eine Anpassung der Geräte an den Biogasbetrieb erfolgen. Bei Geräten, die Teile aus Buntmetall und niederen Stahllegierungen enthalten, ist durch den im Biogas enthaltenden Schwefelwasserstoff mit Korrosion zu rechnen, weswegen diese Metalle ausgetauscht werden müssen bzw. das Biogas zu reinigen ist.

Es kann zwischen atmosphärischen Brennern und Gebläsebrennern unterschieden werden. Atmosphärische Geräte beziehen die Verbrennungsluft durch Selbstansaugung aus der Umgebung. Der benötigte Gasvordruck liegt bei ungefähr 8 mbar und kann häufig von der Biogasanlage bereitgestellt werden. Bei Gebläsebrennern wird die Verbrennungsluft durch ein Gebläse zugeführt. Der benötigte Vordruck des Brenners liegt bei mindestens 15 mbar. Zur Bereitstellung des benötigten Gasvordruckes ist u. U. die Verwendung von Gasverdichtern notwendig [6-13].

Die Nutzung von Biogas zur Wärmeerzeugung hat durch die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz an Bedeutung gewonnen. Das Gesetz schreibt dem Eigentümer von nach dem 01.01.2009 errichteten Gebäuden vor, dass die Wärmeerzeugung über erneuerbare Energien zu erfolgen hat. Allerdings ist dieses Gesetz neben der Begrenzung auf Neubauten (mit Ausnahme von Baden-Württemberg) bei der Verwendung von Biogas auf Wärme aus KWK-Anlagen beschränkt.

°°

6.6 Literaturverzeichnis

- [6-1] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE), Energiereferat der Stadt Frankfurt Referat 79A.2, BHKW-Kenndaten 2001
- [6-2] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE), Energiereferat der Stadt Frankfurt Referat 79A.2, BHKW-Kenndaten 2005
- [6-3] Bio-Erdgas an Karlsruher Erdgas-Tankstellen, http://www.stadtwerke-karlsruhe.de/swka/aktuelles/2009/07/20090711.php, zuletzt besucht: 06.08.2009
- [6-4] Brauckmann, J.: Planung der Gasaufbereitung eines mobilen Brennstoffzellenstandes. Diplomarbeit, Fraunhofer UMSICHT und FH Münster, 2002
- [6-5] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Leipzig, 2006
- [6-6] Daniel, J.; Scholwin, F., Vogt, R.: Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und – nutzung in Deutschland, Materialband:D - Biogasnutzung, 2008
- [6-7] Dielmann, K. P.; Krautkremer, B.: Biogasnutzung mit Mikrogasturbinen in Laboruntersuchungen und Feldtests, Stand der Technik und Entwicklungschancen, Elftes Symposium Energie aus Biomasse Biogas, Pflanzenöl, Festbrennstoffe, Ostbayrisches Technologie-Transfer-Institut e. V. (OTTI) Regensburg, Tagungsband, 11/2002
- [6-8] Dielmann K. P.: Mikrogasturbinen Technik und Anwendung, BWK Das Energie- Fachmagazin, 06/2001, Springer VDI Verlag., 2001
- [6-9] Einspeiseatlas, http://www.biogaspartner.de/index.php?id=10104 zuletzt besucht: 07/2010
- [6-10] FORUM ERDGAS: Sichere Erdgasversorgung in Deutschland. http://www.forum-erd-gas.de/Forum_Erdgas/Erdgas/ Versorgungssicherheit/Sichere_Erdgasversorgung/ index.html, (letzter Zugriff: 06.08.2009)
- [6-11] Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2210), zuletzt geändert durch Artikel 2 Abs. 3 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006
- [6-12] Heinze, U.; Rockmann, G.; Sichting, J.: Energetische Verwertung von Biogasen, Bauen für die Landwirtschaft, Heft Nr. 3, 2000
- [6-13] Jäkel, K.: Managementunterlage "Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung", Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 1998/2002
- [6-14] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: Energie aus Biomasse Grundlagen, Techniken und Verfahren, Springer-Verlag, 2009

- [6-15] Neumann, T.; Hofmann, U.: Studie zu Maßnahmen zur Minderung von Formaldehydemissionen an mit Biogas betriebenen BHKW; erschienen in der Schriftenreihe des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie, Heft 8/2009, Dresden
- [6-16] Novellierung der TA-Luft beschlossen, Biogas Journal Nr. 1/2002, Fachverband Biogas e.V., 2002
- [6-17] Mikro-KWK Motoren, Turbinen und Brennstoffzellen, ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V., Verlag Rationeller Erdgaseinsatz
- [6-18] Mitterleitner, Hans: persönliche Mitteilung 2004
- [6-19] ORC-Anlage nutzt Abwärme aus Biogasanlagen, http://www.energynet.de/2008/04/23/ orc-anlage-nutzt-abwarme-aus-biogasanlagen/ zuletzt besucht: 05.08.2009
- [6-20] Polster, A.; Brummack, J.; Mollekopf, N.: Abschlussbericht 2006 - Verbesserung von Entschwefelungsverfahren in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, TU Dresden
- [6-21] Raggam, A.: Ökologie-Energie; Skriptum zur Vorlesung; Institut für Wärmetechnik; Technische Universität Graz, 1997
- [6-22] Ramesohl, S.; Hofmann, F.; Urban, W.; Burmeister, F.: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Studie im Auftrag von BGW und DVGW. 2006.
- [6-23] Rank, P.: Wartung und Service an biogasbetriebenen Blockheizkraftwerken, Biogas Journal Nr. 2/2002, Fachverband Biogas e. V., 2002
- [6-24] Richter, G., Grabbert, G., Shurrab, M.: Biogaserzeugung im Kleinen. Gwf-Gas Erdgas (1999), Nr. 8, S.528-535
- [6-25] Swedish Gas Center: Report SGC 118 Adding gas from biomass to the gas grid. Malmö, 2001, verfügbar unter: http://www.sgc.se/dokument/sgc118.pdf
- [6-26] Schlattmann, M.; Effenberger, M.; Gronauer, A.: Abgasemissionen biogasbetriebener Blockheizkraftwerke, Landtechnik, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 06/2002
- [6-27] schmittenertec GmbH,
 http://www.schmitt-enertec.de/deutsch/bhkw/
 bhkw_technik.htm
 Zugriff 31.07.09
- [6-28] Schneider, M.: Abwärmenutzung bei KWK innovative Konzepte in der Verbindung mit Gasmotoren, Kooperationsforum Kraft-Wärme-Kopplung Innovative Konzepte für neue Anwendungen, Nürnberg, 28. September 2006
- [6-29] Schnell, H-J.: Schulungen für Planer- und Servicepersonal, Biogas Journal Nr. 2/2002, Fachverband Biogas e. V.,
- [6-30] Schönbucher, A.: Thermische Verfahrenstechnik: Grundlagen und Berechnungsmethoden für Ausrüstungen und Prozesse. Springer-Verlag, Heidelberg, 2002

- [6-31] Scholz, V; Schmersahl, R.; Ellner J.: Effiziente Aufbereitung von Biogas zur Verstromung in PEM-Brennstoffzellen, 2008
- [6-32] Solarenergieförderverein Bayern e. V.: Biogasaufbereitungssysteme zur Einspeisung in das Erdgasnetz Ein Praxisvergleich, München, 2008
- [6-33] Termath, S.: Zündstrahlmotoren zur Energieerzeugung Emissionen beim Betrieb mit Biogas, Elftes Symposium Energie aus Biomasse Biogas, Pflanzeöl, Festbrennstoffe, Ostbayrisches Technologie-Transfer-Institut e. V. (OTTI) Regensburg, Tagungsband, 11/2002
- [6-34] Thomas, B.: Stirlingmotoren zur direkten Verwertung von Biobrennstoffen in dezentralen KWK-Anlagen, Vortrag Staatskolloquium BWPLUS, Forschungszentrum Karlsruhe, 7. März 2007
- [6-35] Urban, W., Girod, K., Lohmann, H.: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007–2008
- [6-36] Weiland, P.: Neue Trends machen Biogas noch interessanter, Biogas Strom aus Gülle und Biomasse, top agrar Fachbuch, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 2002

- [6-37] Weiland, P.: Notwendigkeit der Biogasaufbereitung, Ansprüche einzelner Nutzungsrouten und Stand der Technik. Vortrag im Rahmen des FNR-Workshops "Aufbereitung von Biogas" vom 17./18.06.2003 in Braunschweig.
- [6-38] Wie funktioniert eine Absorptionskältemaschine, http://www.bhkw-info.de/kwkk/funktion.html Zugriff 05.08.2009
- [6-39] Willenbrink, B.: Einsatz von Micro-Gasturbinen zur Biogasnutzung, Erneuerbare Energien in der Land(wirt)schaft 2002/2003 – Band 5, 1. Auflage Dezember 2002, Verlag für land(wirt)schaftliche Publikationen, Zeven
- [6-40] Willenbrink, B.: Einsatz von Micro-Gasturbinen zur Biogasnutzung, Firmenschrift PRO2
- [6-41] ASUE (2005): BHKW Kenndaten
- [6-42] Aschmann V., Kissel R., Gronauer, A.: Umweltverträglichkeit biogasbetriebener BHKW in der Praxis, Landtechnik 2/2008, S. 77-79







Quelle: Paterson (links), Schüsseler (FNR)



Rechtliche und administrative Rahmenbedingungen

Sowohl bei der Planung als auch beim Betrieb von Biogasanlagen stellt sich für den Anlagenbetreiber eine Vielzahl rechtlicher Fragen. Bereits vor der Anlagenerrichtung muss er sich über den Netzanschluss, die Vertragsgestaltung und die genehmigungsrechtlichen Anforderungen Gedanken machen. Bei der Anlagenkonzeption sind unter Berücksichtigung der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorgesehenen Vergütungssätze und Boni verschiedene Möglichkeiten bei der Anlagengestaltung, der Auswahl der Einsatzstoffe, der eingesetzten Technologie und der Wärmenutzung gegeneinander abzuwägen. Schließlich muss der Anlagenbetreiber im laufenden Betrieb alle einschlägigen öffentlich-rechtlichen Anforderungen einhalten, die Anlage im Einklang mit den Vorgaben des EEG betreiben und alle gesetzlich geforderten Nachweise erbringen.

7.1 Förderung für Strom aus Biomasse

Der Betrieb von Biogasanlagen wird in Deutschland maßgeblich durch das EEG gefördert.

Sinn und Zweck des zuletzt zum 1. Januar 2009 novellierten EEG ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent zu erhöhen. Gerade die dezentrale Stromerzeugung aus Biomasse – hierzu zählt nach der Biomasseverordnung (BiomasseV) auch das aus Biomasse gewonnene Biogas – kann hierzu einen entscheidenden Beitrag leisten.

Nach dem EEG ist der Betreiber einer Biogasanlage berechtigt, die Anlage an das öffentliche Stromnetz anzuschließen und den in der Anlage erzeugten Strom einzuspeisen. Dabei ist er gegenüber konventionellen Stromerzeugern nicht nur beim Netzanschluss privilegiert: Für den eingespeisten Strom erhält der Anlagenbetreiber zudem über einen

Zeitraum von 20 Jahren eine gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung. Die Höhe der Vergütung bestimmt sich unter anderem nach der Anlagengröße, dem Inbetriebnahmezeitpunkt und den Einsatzstoffen. Bei der Ermittlung der Einspeisevergütung kommt den verschiedenen im EEG 2009 vorgesehenen Boni besondere Bedeutung zu.

7.1.1 Das Bonussystem im EEG

Die im EEG vorgesehenen Boni dienen dazu, über ein ausgeklügeltes Anreizsystem eine klima- und umweltfreundliche, innovative und effiziente Biomasseverstromung sicherzustellen. Besondere Förderung erhält so beispielsweise die Stromerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo). Mit dem im Jahr 2004 eingeführten NawaRo-Bonus möchte der Gesetzgeber im Interesse des Klimaschutzes sowohl den Anbau von Energiepflanzen als auch die Gülleverwertung gezielt fördern. Dem Klimaschutz tragen auch zahlreiche weitere Regelungen im EEG Rechnung, so zum Beispiel der Bonus für den Betrieb in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Bonus). Danach erhalten Anlagenbetreiber, die die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme einer sinnvollen Nutzung zuführen und so die mit CO₂-Emissionen verbundene Verbrennung fossiler Energie vermeiden, eine deutlich höhere Vergütung. Innovative Technologien, die mittel- oder langfristig eine effizientere Stromerzeugung versprechen, derzeit aber noch nicht konkurrenzfähig sind, werden über den Technologie-Bonus gezielt gefördert.

7.1.2 Marktanreizprogramm und Erneuerbare-Energien- Wärmegesetz

Zusätzlich zu der Einspeisevergütung nach dem EEG können Biogasanlagen auch im Rahmen des Marktanreizprogramms eine Förderung erhalten. Nach dem Marktanreizprogramm werden im Zusammenhang mit Biogasanlagen zum einen Nahwärmenetze, die mit Wärme aus erneuerbaren Energien gespeist werden, und zum anderen Rohbiogasleitungen mit Investitionskostenzuschüssen gefördert. Auch für Projekte zur Gasaufbereitung ist in den einschlägigen Richtlinien die Gewährung von Investitionskostenzuschüssen vorgesehen.

Investitionskostenzuschüsse für Wärmenetze und Rohbiogasleitungen

Nach Ziffer 14.1.4.1 der Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 9. Juli 2010 (Marktanreizprogramm) ist ein Wärmenetz förderfähig, wenn es

- zu mindestens 50 Prozent mit Wärme aus erneuerbaren Energien gespeist wird und
- der durchschnittliche Mindestwärmeabsatz 500 kWh pro Jahr und Meter Trasse beträgt.

Der Höhe nach beträgt die Förderung im Rahmen einer erstmaligen Erschließung $60 \ \in$ je neu errichtetem Meter Trassenlänge und andernfalls $80 \ \in$ je neu errichtetem oder verstärktem Meter Trassenlänge. Kann auch eine Förderung nach dem KWKG beantragt werden, beträgt die zusätzliche Förderung nach dem Marktanreizprogramm indes nur $20 \ \in$ je Trassenmeter. Auch Hausübergabestationen sind in Höhe von je $1.800 \ \in$ förderfähig, wenn für sie bereits bei der Inbetriebnahme des Nahwärmenetzes ein Anschlussvertrag geschlossen wurde und kein Anschlusszwang besteht. Diese Förderung ist indessen vollständig an den Eigentümer des Gebäudes weiterzugeben.

Nach Ziffer 14.1.5 der Richtlinien werden außerdem auch Wärmespeicher, Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und Biogasleitungen für unaufbereitetes Biogas gefördert. Rohbiogasleitungen einschließlich des Gasverdichters, der Gastrocknungseinrichtung und der Kondensatschächte werden mit bis zu 30 Prozent der förderfähigen Nettoinvestitionskosten unterstützt, wenn sie mindestens 300 m Luftlinie lang sind und das Biogas einer KWK-Nutzung oder einer Aufbereitung auf Erdgasqualität zugeführt wird.

Eine indirekte Förderung für Biogas ergibt sich aus dem Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG). Danach muss die Wärmeversorgung für neue Gebäude zu einem bestimmten Anteil durch Erneuerbare Energien erfolgen (sog. Nutzungspflicht). Die Nutzungspflicht kann auch durch den Einsatz von Biogas erfüllt werden. Voraussetzung ist bislang, dass das Biogas in einer hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage genutzt wird und dass hierdurch mindestens 30 Prozent des Wärmebedarfs abgedeckt werden. Zudem gilt die Nutzungspflicht als erfüllt, wenn der Wärmebedarf des Gebäudes über ein Nahwärmenetz gedeckt wird, welches zu einem wesentlichen Anteil aus Erneuerbaren Energien – etwa aus der

Abwärme biogasverstromender BHKW – gespeist wird.

7.2 Netzanschluss und Stromeinspeisung

Um in den Genuss der Förderung nach dem EEG zu gelangen, muss der Anlagenbetreiber den in der Anlage erzeugten Strom in das öffentliche Stromnetz einspeisen und dem Stromnetzbetreiber zur Verfügung stellen. Hierzu ist zunächst ein physischer Netzanschluss erforderlich, über den die Anlage mit dem Stromnetz verbunden wird.

7.2.1 Netzanschluss

Für den Anlagenbetreiber ist es bei der Planung und Errichtung seiner Biogasanlage besonders wichtig, frühzeitig mit dem jeweiligen Netzbetreiber in Kontakt zu treten und alle Modalitäten des Netzanschlusses zu klären. Hierzu wird der Anlagenbetreiber den Netzbetreiber zunächst über seine Absicht informieren, an einem bestimmten Standort ein Biogas-BHKW zu errichten. Dabei sollte dem Netzbetreiber auch die voraussichtliche installierte elektrische Leistung mitgeteilt werden.

Bevor der Netzanschluss in Angriff genommen werden kann, muss im Regelfall eine sog. Netzverträglichkeitsprüfung erfolgen. Ziel der Netzverträglichkeitsprüfung ist es, festzustellen, ob, wo und ggf. unter welchen Voraussetzungen eine Einspeisung mit der vom Anlagenbetreiber beabsichtigten elektrischen Leistung in das Netz physikalisch und netztechnisch möglich ist. Die Netzverträglichkeitsprüfung führt in der Praxis zumeist der Netzbetreiber durch, allerdings kann der Anlagenbetreiber auch einen Dritten damit beauftragen. Der Netzbetreiber ist in diesem Fall verpflichtet, alle für die Prüfung erforderlichen Daten an den Anlagenbetreiber zu übermitteln.

Der Anlagenbetreiber ist grundsätzlich bestrebt, die Kosten für den Netzanschluss möglichst gering zu halten und an der Stelle in das Netz einzuspeisen, die der Anlage am nächsten gelegen ist. Dies entspricht auch dem im Gesetz vorgesehenen Regelfall. Allerdings kann der Netzverknüpfungspunkt, d. h. die Stelle, an der in das Stromnetz eingespeist wird, unter Umständen auch weiter entfernt sein. Die Ermittlung des gesetzlichen Netzverknüpfungspunktes ist für die Aufteilung der damit zusammenhängenden Kosten zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber von maßgeblicher Bedeutung und führt daher oft zu rechtlichen Auseinandersetzungen



(vgl. zur Ermittlung des Netzverknüpfungspunkts 7.2.1.1).

Unter Umständen muss das Netz optimiert, ausgebaut oder verstärkt werden, um den einzuspeisenden Strom am Netzverknüpfungspunkt problemlos aufnehmen und transportieren zu können. Das Gesetz spricht insoweit von einer Kapazitätserweiterung. Der Anlagenbetreiber hat einen Anspruch darauf, dass der Netzbetreiber im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren umgehend eine Kapazitätserweiterung vornimmt, wenn dies zur Aufnahme des in dem Biogas-BHKW erzeugten Stroms erforderlich ist. Kommt der Netzbetreiber dem Verlangen des Anlagenbetreibers nicht nach, kann letzterer ggf. Schadensersatzansprüche geltend machen (vgl. zur Kapazitätserweiterung im Einzelnen 7.2.1.2).

Sobald sich der Anlagen- und der Netzbetreiber auf den Netzverknüpfungspunkt geeinigt haben, sollte der Anlagenbetreiber einen Antrag auf verbindliche Reservierung der Netzanschlusskapazität stellen. Danach kann – auch schon vor Anlagenerrichtung – mit der Herstellung des Netzanschlusses begonnen werden. Oft beauftragt der Anlagenbetreiber hiermit den Netzbetreiber. Er kann den Netzanschluss aber auch durch einen fachkundigen Dritten vornehmen lassen. Gleiches gilt für die Messung des eingespeisten Stroms. Die Kosten für Maßnahmen des Netzanschlusses trägt grundsätzlich der Anlagenbetreiber (vgl. zur Kostentragung aber auch 7.2.1.3).

Der Anspruch des Anlagenbetreibers auf den Netzanschluss ergibt sich unmittelbar aus dem EEG. Ein Netzanschlussvertrag ist daher nicht unbedingt erforderlich. Der Abschluss eines Netzanschlussvertrages kann aber sinnvoll sein, um vor allem technische Fragen zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber zu klären. Der Anlagenbetreiber sollte den Vertrag vor der Unterzeichnung rechtlich prüfen lassen.

7.2.1.1 Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes

Die Stelle, an der der Anschluss an das Stromnetz zu erfolgen hat, wird im Gesetz als Netzverknüpfungspunkt bezeichnet. Nach dem EEG ist der Anschluss grundsätzlich an der Stelle vorzunehmen, die im Hinblick auf die Spannungsebene zur Aufnahme des Stroms technisch geeignet ist und die kürzeste Entfernung (Luftlinie) zur Biogasanlage aufweist. Zeigt sich jedoch, dass der Netzanschluss an einer anderen, weiter entfernten Stelle eines anderen Netzes insgesamt mit geringeren Kosten verbunden ist, so hat er an die-

ser Stelle des anderen Netzes zu erfolgen. Unklar ist nach dem zum 1. Januar 2009 novellierten EEG noch, ob dies auch gilt, wenn der Anschluss an einer weiter entfernten Stelle desselben Netzes insgesamt günstiger ist.

Beim Kostenvergleich ist eine Gesamtbetrachtung vorzunehmen, bei der zunächst unerheblich ist, ob in den alternativ in Betracht zu ziehenden Optionen der Netzbetreiber oder der Anlagenbetreiber die Kosten tragen müsste. Vielmehr ist der gesetzliche Netzverknüpfungspunkt anhand eines gesamtwirtschaftlichen Vergleichs zu ermitteln. Erst in einem zweiten Schritt ist darüber zu entscheiden, für welche der danach erforderlichen Maßnahmen der Anlagenbetreiber und für welche Maßnahmen der Netzbetreiber aufzukommen hat.

Dieser Grundsatz soll anhand eines Beispiels veranschaulicht werden: Der Anlagenbetreiber A errichtet in unmittelbarer Nähe zu seinem Hof eine Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von 300 kW und möchte die Anlage an das öffentliche Stromnetz anschließen. Die kürzeste Entfernung (15 m) zum Standort des Blockheizkraftwerks weist eine Niederspannungsleitung auf. Die Niederspannungsleitung ist allerdings im Hinblick auf die Spannungsebene technisch nicht zur Aufnahme des Stroms geeignet. Es ist deshalb der nächstgelegene Verknüpfungspunkt mit einem Mittelspannungsnetz zu suchen. Wäre der Anschluss dort jedoch – z. B. wegen eines erforderlichen kostenträchtigen Netzausbaus - teurer als an einem weiter entfernten anderen Mittelspannungsnetz, ist die Anlage an dem letztgenannten Punkt anzuschließen. Die Frage nach der Kostenverteilung bleibt dabei zunächst außen vor (vgl. hierzu näher 7.2.1.3).

Dem Anlagenbetreiber steht es allerdings frei, einen anderen als den nach den vorgenannten Grundsätzen zu ermittelnden Netzverknüpfungspunkt zu wählen. Dies kann insbesondere sinnvoll sein, wenn der Anlagenbetreiber dadurch einen deutlich rascheren Anschluss und damit eine frühere Einspeisung erreichen kann. Er hat in diesem Fall die Mehrkosten zu tragen.

Letztlich hat aber der Netzbetreiber das Letztentscheidungsrecht und kann einen definitiven Netzverknüpfungspunkt zuweisen. Macht er hiervon Gebrauch, so hat er allerdings die Mehrkosten zu tragen, die im Vergleich zu einem Anschluss am gesetzlichen, das heißt am nächstgelegenen und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt entstehen.

7.2.1.2 Kapazitätserweiterung

Kann der Strom an dem gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt wegen zu geringer Netzkapazität
nicht aufgenommen werden, so kann der Anlagenbetreiber verlangen, dass der Netzbetreiber das Netz unverzüglich nach dem Stand der Technik optimiert,
verstärkt oder ausbaut. Dieser Anspruch besteht auch
schon vor dem Vorliegen einer bau- oder immissionschutzrechtlichen Genehmigung oder eines Vorbescheides. Erforderlich ist aber, dass die Planung der
Anlage schon fortgeschritten ist. Das ist z. B. dann der
Fall, wenn Aufträge für Detailplanungen bereits erteilt sind oder Verträge zur Herstellung vorliegen.

Der Netzbetreiber muss mit dem Ausbau erst und nur dann beginnen, wenn der Anlagenbetreiber ihn ausdrücklich hierzu auffordert.

7.2.1.3 Kostentragung für Netzanschluss und Netzausbau

Hinsichtlich der Kosten, die durch den Anschluss der Biogasanlage an das öffentliche Stromnetz verursacht werden, unterscheidet das Gesetz zwischen Netzanschluss- und Netzausbaukosten. Der Anlagenbetreiber trägt danach die Kosten für den Anschluss der Anlage an das Netz, während der Netzbetreiber für die Optimierung, die Verstärkung und den Ausbau des Netzes aufzukommen hat. In der Praxis ist oft strittig, ob eine bestimmte Maßnahme - beispielsweise das Verlegen einer Stromleitung oder die Errichtung eines Umspannwerkes - als Maßnahme des Netzanschlusses oder des Netzausbaus zu werten ist. Entscheidend ist dabei zum einen, ob die Maßnahme für den Betrieb des Netzes notwendig ist und wer das Eigentum an den errichteten Leitungen oder sonstigen Anlagenteilen hat oder erwirbt. Dies kann im Einzelfall schwierige Abgrenzungsfragen aufwerfen. Der Anlagenbetreiber sollte es jedenfalls vermeiden, für Leitungen, Transformatoren oder andere Anlagen, die seiner Meinung nach zum Netz und nicht zu seinen Anschlussanlagen gehören, das Eigentum zu übernehmen.

Da die Kosten für bauliche Maßnahmen, die zur Verbindung der Anlage mit dem Netz erforderlich sind, sehr unterschiedlich ausfallen können und maßgeblich vom Netzverknüpfungspunkt abhängen, zeigt sich auch hier, dass die Wahl des Verknüpfungspunktes für den Anlagenbetreiber von besonderer Bedeutung ist.

Checkliste "Netzanschluss"

- Frühzeitige Anschlussanfrage an den Netzbetreiber
- Netzverträglichkeitsprüfung durch den Netzbetreiber oder einen Dritten
- Wichtig: Bestimmung des richtigen Netzverknüpfungspunktes
- Ggf. Geltendmachung des Anspruchs auf Netzausbau
- Ggf. Abschluss eines Netzanschlussvertrages
- Anschluss- und ggf. Ausbauarbeiten

7.2.2 Einspeisemanagement

Nach dem EEG sind Betreiber von Biogas- oder anderen EEG-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 100 kW verpflichtet, die Biogasanlage mit bestimmten technischen Vorrichtungen zu versehen, um ein effektives Einspeisemanagement durch den Netzbetreiber zu ermöglichen. Das Einspeisemanagement dient dazu, eine Netzüberlastung zu verhindern. Zu diesem Zweck ist der Netzbetreiber berechtigt, Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW in den gesetzlich bestimmten Fällen zu drosseln oder vom Netz zu nehmen. Dabei muss er aber stets den Vorrang, den der Strom aus erneuerbaren Energien und aus der Kraft-Wärme-Kopplung vor konventionell erzeugtem Strom genießt, berücksichtigen. Bei einer drohenden Netzüberlastung muss der Netzbetreiber daher zuerst konventionelle Stromerzeugungsanlagen regeln.

Im Detail sieht das Gesetz vor, dass Biogasanlagen mit einer Leistung von über 100 kW mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung ausgestattet sein müssen, die eine ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung ermöglicht und zugleich die jeweilige Einspeisung misst und diese Daten dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt. Biogasanlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, müssen spätestens bis Ende 2010 nachgerüstet werden.

Drosselt der Netzbetreiber eine Anlage für einen bestimmten Zeitraum, so hat er den Anlagenbetreiber für die entgangene EEG-Vergütung und ebenso für gegebenenfalls entgangene Wärmeerlöse zu entschädigen. Der Anlagenbetreiber seinerseits muss sich dabei allerdings ersparte Aufwendungen – insbesondere Brennstoffkosten – anrechnen lassen.

7.2.3 Stromeinspeisung und Direktvermarktung

Voraussetzung für den Erhalt der EEG-Vergütung ist, dass der Strom in das öffentliche Netz eingespeist und dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt wird. Bei



dem Anschluss der Anlage an ein eigenes Netz (z. B. ein Werksnetz) oder das Netz eines Dritten kann die Einspeisung in das öffentliche Netz auch kaufmännisch-bilanziell erfolgen.

Es steht dem Anlagenbetreiber zwar frei, den erzeugten Strom oder einen Teil des Stroms zur Deckung seines Eigenbedarfs zu nutzen oder unmittelbar an die Anlage angeschlossene Dritte mit Strom zu versorgen. In beiden Fällen erhält der Anlagenbetreiber jedoch keine EEG-Vergütung.

Der Anlagenbetreiber kann auch zeitweilig auf die EEG-Vergütung verzichten und den in das öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom selbst direkt vermarkten, indem er den Strom im Stromgroßhandel (beispielsweise an der Leipziger Strombörse EEX) oder direkt an Dritte veräußert. Im Fall der Veräußerung des Stroms an einer Strombörse erfolgt eine Veräußerung des Stroms unabhängig von seiner Erzeugungsweise, also als "Graustrom". Daneben hat der Anlagenbetreiber jedoch die Möglichkeit, den ökologischen Mehrwert der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Form von Grünstromzertifikaten (z. B. RECS) zu vermarkten. In bilateralen Lieferverträgen kommt hingegen auch eine direkte Veräußerung als "Grünstrom" in Betracht. Die Direktvermarktung ist wirtschaftlich allerdings nur sinnvoll, wenn die Erlöse aus dem eigenhändigen Stromverkauf über den Erlösen liegen, die der Anlagenbetreiber aufgrund der EEG-Vergütung generieren könnte.

Im Fall der Direktvermarktung muss sich der Anlagenbetreiber jeweils für volle Kalendermonate festlegen. Er darf monatsweise zwischen der EEG-Vergütung und der Direktvermarktung wechseln, muss den Wechsel aber jeweils vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats dem Netzbetreiber anzeigen. Möchte ein Anlagenbetreiber beispielsweise zum Oktober 2010 auf die Direktvermarktung umsteigen, so muss er dies dem Netzbetreiber spätestens zum 31. August 2010 mitteilen. Möchte er dann zum November 2010 wieder die EEG-Vergütung geltend machen, muss er dies dem Netzbetreiber gegenüber spätestens bis zum 30. September 2010 erklären.

Dem Anlagenbetreiber steht es dabei frei, in einem Kalendermonat statt des gesamten Stroms nur einen bestimmten Prozentsatz direkt zu vermarkten und für den restlichen Strom weiterhin die EEG-Vergütung geltend zu machen. Voraussetzung hierfür ist, dass er den Prozentsatz des direkt zu vermarktenden Stroms dem Netzbetreiber ebenfalls vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats mitteilt und ihn dann nachweislich jederzeit einhält.

Der Prozentsatz muss für jede Viertelstunde des Monats gewahrt sein.

7.3 EEG-Vergütung

Sobald erstmals Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird, der ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, entsteht der Anspruch auf die EEG-Vergütung. Der Anspruch steht dabei dem Anlagenbetreiber zu, d. h. demjenigen, der unabhängig von der Eigentumssituation die Anlage für die Stromerzeugung nutzt, und richtet sich gegen den Betreiber des aufnehmenden Stromnetzes.

7.3.1 Grundlagen für die Vergütungsermittlung

Nachfolgend wird detailliert erläutert, wie sich die Vergütungshöhe und der Vergütungszeitraum im Einzelnen bestimmen. Dabei werden zunächst die Grundlagen dargestellt, um dann im Einzelnen auf den für die Vergütungshöhe und -dauer maßgeblichen Anlagen- und Inbetriebnahmebegriff und schließlich auf die verschiedenen im EEG vorgesehenen Boni für die Biogasverstromung einzugehen.

7.3.1.1 Höhe der Vergütung

Die Höhe der EEG-Vergütung bestimmt sich unter anderem nach der Anlagengröße, dem Inbetriebnahmedatum und der Energiequelle. Zudem setzt der Gesetzgeber mittels eines ausdifferenzierten Bonussystems verschiedene Anreize für den Einsatz bestimmter Einsatzstoffe, die Verwendung innovativer Technologien und eine effiziente Wärmenutzung.

Zu beachten ist bei der Vergütungsermittlung zunächst die Größe der Biogasanlage: je größer die installierte elektrische Leistung einer Anlage ist, desto geringer fällt die Vergütung für den erzeugten Strom aus. Damit trägt der Gesetzgeber dem Umstand Rechnung, dass sich die spezifischen Kosten für jede erzeugte Kilowattstunde Strom mit zunehmender Anlagengröße verringern. Zum Ausgleich erhalten die vom Gesetzgeber für besonders förderungswürdig befundenen kleineren Anlagen eine höhere Vergütung.

Bei dieser Differenzierung nach der Anlagengröße sieht das EEG eine "gleitende" Staffelung der Vergütung anhand gesetzlich vorgegebener Leistungsschwellen vor. Übersteigt die elektrische Leistung der Anlage eine Leistungsschwelle, so ist bei der Vergütungsermittlung die Stromerzeugung ins Verhältnis

zu den jeweiligen Leistungsschwellen zu setzen. Der durchschnittliche EEG-Vergütungssatz für Strom aus einer Biogasanlage errechnet sich damit aus dem Mittel der jeweils für die einzelnen Leistungsanteile gewährten Vergütung. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass sich die Durchschnittsvergütung bei einem unwesentlichen Überschreiten eines Schwellenwertes auch nur in geringem Maße verringert und der Betrieb einer standortangepassten Biogasanlage wirtschaftlich sinnvoll ist.

Für die Zuordnung der Stromeinspeisung zu den verschiedenen Leistungsschwellen ist nicht die installierte elektrische Leistung der Anlage, sondern die Jahresdurchschnittsleistung maßgeblich. Zur Ermittlung der Jahresdurchschnittsleistung ist die in einem Kalenderjahr insgesamt eingespeiste Strommenge durch die Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres – in der Regel also durch 8.760 – zu dividieren. Dies führt als Nebeneffekt dazu, dass Anlagen, die beispielsweise aufgrund von Revisionsarbeiten eine Zeitlang keinen Strom erzeugt haben, eine höhere Durchschnittsvergütung je Kilowattstunde erhalten, als ihnen bei durchgehendem Volllastbetrieb zustehen würde.

7.3.1.2 Dauer der Vergütung

Der Anspruch auf die EEG-Vergütung besteht in zeitlicher Hinsicht nicht unbegrenzt, sondern ist beschränkt auf einen Zeitraum von 20 Kalenderjahren zuzüglich des verbleibenden Restanteils des Jahres, in dem die Biogasanlage in Betrieb genommen wird. Wird eine Anlage beispielsweise am 1. Juli 2010 in Betrieb genommen, so beginnt der Vergütungszeitraum am 1. Juli 2010 und endet am 31. Dezember 2030. Das Inbetriebnahmedatum einer Anlage ist dabei unabhängig von dem eingesetzten Energieträger. Wird eine Anlage z. B. zunächst mit Erdgas oder Heizöl betrieben und später auf Biogas umgestellt, läuft der Vergütungszeitraum bereits ab der Inbetriebnahme mit Erdgas bzw. Heizöl.

Der gesetzliche Vergütungszeitraum läuft auch dann weiter, wenn der Anlagenbetreiber den Strom direkt vermarktet. Eine Verlängerung des gesetzlichen Vergütungszeitraums ist im Gesetz nicht vorgesehen und kann – da im EEG seit 1. Januar 2009 eine Neuinbetriebnahme von Anlagen nicht mehr möglich ist – auch nicht durch erhebliche Zusatzinvestitionen erreicht werden. Auch der Austausch des Generators führt nicht zu einem Neubeginn des Vergütungszeitraums.

Nach Ablauf des gesetzlichen Vergütungszeitraums entfällt der Anspruch auf die EEG-Vergütung. Der Anlagenbetreiber bleibt zwar berechtigt, den Strom vorrangig einzuspeisen, er muss sich allerdings nunmehr selbst um den Verkauf des Stromsbemühen.

7.3.1.3 Degression

Die für eine Anlage im Jahr ihrer Betriebnahme geltende Vergütungshöhe bleibt für die gesamte gesetzliche Vergütungsdauer konstant.

Für in einem späteren Jahr in Betrieb genommene Anlagen gelten jedoch niedrigere Vergütungssätze als für in einem früheren Jahr in Betrieb genommene Anlagen. Das EEG sieht je nach erneuerbarem Energieträger eine mehr oder weniger starke jährliche Absenkung der gesetzlichen Mindestvergütung vor. Dadurch soll der mit dem technischen Fortschritt einhergehenden wachsenden Profitabilität der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ebenso Rechnung getragen werden, wie den Produktionszuwächsen im Anlagenbau, die im Regelfall zu sinkenden Preisen führen.

Die jährliche Absenkung für Strom aus Biogas – sowohl hinsichtlich der Grundvergütung als auch hinsichtlich der Boni – bewegt sich mit 1,0 Prozent am unteren Ende der Degressionsskala. Sie setzt gleichwohl einen wirtschaftlichen Anreiz für den Anlagenbetreiber, die Biogasanlage noch bis zum Ende des jeweils in Betracht kommenden Jahres in Betrieb zu nehmen. Andererseits ist bei einer Inbetriebnahme kurz vor einem Kalenderjahresende der wirtschaftliche Vorteil im Hinblick auf die hierdurch vermeidbare Degression gegenüber dem wirtschaftlichen Nachteil eines – aufgrund des vergleichsweise nur sehr kurzen Rest-Inbetriebnahmejahres – insgesamt deutlich kürzeren garantierten EEG-Vergütungszeitraumes abzuwägen

So erhält z. B. der Betreiber einer Anlage mit einer Leistung von 150 kW, die am 31. Dezember 2009 in Betrieb genommen wird, je kWh eine Grundvergütung von 11,67 Cent. Nimmt er die Anlage erst am 1. Januar 2010 in Betrieb, erhält er nur einen Betrag von 11,55 Cent je kWh. Im ersten Fall wird die Vergütung allerdings für einen Zeitraum von zwanzig Jahren und nur einem Tag gezahlt, im zweiten hingegen zwanzig Jahre und 364 Tage lang. Insgesamt steigt damit trotz der leicht reduzierten Vergütungshöhe das Volumen der EEG-Vergütung. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass die Entwicklung der Strompreise nicht vorhersehbar ist. So könnte beispielsweise schon

in zehn Jahren die Eigenvermarktung attraktiver als die EEG-Vergütung sein und der Vorteil einer längeren Vergütungsdauer dadurch hinfällig werden.

7.3.2 Anlagenbegriff und Inbetriebnahme – Die richtige Ermittlung der Vergütungshöhe

Sowohl der Anlagenbegriff als auch das Inbetriebnahmedatum der Anlage sind von entscheidender Bedeutung für die jeweils maßgeblichen Vergütungssätze.

Tabelle 7.1: Vergütungssätze für im Jahr 2011 in Betrieb genommene Biogasanlagen

	Anlagenleistung im Sinne des § 18 Abs. 2 EEG	Vergütungssätze in Cent pro kWh (Inbetriebnahme 2011) ^a
Grundvergütung für Strom aus Biomasse	bis 150 kW bis 500 kW bis 5 MW bis 20 MW	11,44 9,00 8,09 7,63
Luftreinhaltungs- bonus	bis 500 kW	+0,98
NawaRo-Bonus Gülle-Bonus Landschafts-	bis 500 kW bis 5 MW bis 150 kW bis 500 kW	+6,86 +3,92 +3,92 +0,98 +1,96
pflege-Bonus KWK-Bonus	bis 20 MW	+2,94
Technologie- Bonus	bis 5 MW	+1,96 / +0,98 ^b

- a. Ausweislich der Gesetzesbegründung werden die im EEG genanten Vergütungssätze zunächst addiert, dann mit der 1-prozentigen jährlichen Degression verrechnet und erst am Ende auf zwei Stellen hinter dem Komma gerundet. Die jeweilige Vergütung kann daher im Einzelfall von der Summe der hier genannten Vergütungssätze abweichen.
- b. Bei einer maximalen Kapazität der Gasaufbereitungsanlagen von mehr als 350 Normkubikmetern und maximal 700 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde.

7.3.2.1 Anlage im Sinne des EEG

Nach dem EEG gilt als "Anlage" jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, also grundsätzlich auch jede Biogasanlage mit BHKW. Dabei ist im Gegensatz zu der vor 2009 geltenden Rechtslage nicht mehr erforderlich, dass die Anlage "selbstständig" zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in der Lage ist. Damit soll ausweislich der Gesetzesbegründung ein weiter Anlagenbegriff eingeführt werden.

Anlagenkonstellationen, bei denen mehr als nur ein BHKW mit einer Biogasanlage verbunden sind, sind rechtlich nicht einfach zu kategorisieren. Hier sind – trotz einer Empfehlung der Clearingstelle EEG vom 1. Juli 2010 (Az. 2009/12) – viele Fragen umstritten und noch nicht abschließend geklärt. Die nachfolgenden Ausführungen geben ausschließlich die persönliche Auffassung des Autors wieder, haben keine allgemeine Verbindlichkeit und können eine rechtliche Beratung im Einzelfall nicht ersetzen.

Mehrere BHKW, die am Standort der Biogasanlage betrieben werden und gemeinsam dieselben Einrichtungen zur Biogaserzeugung nutzen Gärrestbehälter etc.), gelten nach (Fermenter, Auffassung des Autors entgegen der Empfehlung 2009/12 der Clearingstelle EEG schon aufgrund des weiten Anlagenbegriffs nicht als jeweils eigene Anlagen, sondern als Teil einer gemeinsamen Anlage; auf die Frage, ob auch die zusätzlichen Voraussetzungen des § 19 Abs. 1 EEG erfüllt sind, kommt es nach dieser Auffassung gar nicht an. Somit ist die für die Vergütungshöhe maßgebliche durchschnittliche Anlagenleistung anhand der insgesamt in einem Kalenderjahr eingespeisten Strommenge zu ermitteln. Mit anderen Worten: Bei der Vergütungsermittlung wird die - im Regelfall ohnehin über eine gemeinsame Leitung eingespeiste – Leistung der einzelnen BHKW zusammengezählt. In der Folge erhält - vergleichbare Betriebsstunden vorausgesetzt - beispielsweise eine Biogasanlage mit 300 kW-BHKW dieselbe Einspeisevergütung wie eine Biogasanlage mit zwei 150-kW-Modulen.

Einen Sonderfall bilden sogenannte "Satelliten-BHKW". Dabei handelt es sich um zusätzliche BHKW, die über eine Rohbiogasleitung direkt mit der Biogaserzeugungsanlage verbunden sind. Bei ausreichender räumlicher Entfernung zu dem an der Biogaserzeugungsanlage bereits befindlichen BHKW ist bei Satelliten-BHKW von einer eigenständigen Anlage auszugehen. Das EEG enthält jedoch keine konkreten Anhaltspunkte, unter welchen Voraussetzungen von einer anlagenrechtlichen Selbstständigkeit auszugehen ist. In der Praxis hatte sich für das insoweit maßgebliche Kriterium der "unmittelbaren räumlichen Nähe" zunehmend eine Anlagendistanz von etwa 500 m als Maßstab herausgebildet. Oberhalb dieser Distanz sollte ein Satelliten-BHKW stets als selbständige Anlage gelten. Diese Grenzziehung findet jedoch keine Grundlage im Gesetzestext, was auch von der Clearingstelle EEG in einer Empfehlung vom 14. April 2009 (Az. 2008/49) ausdrücklich betont wurde. Nach Auffassung des Autors wird daher auf die Sicht eines objektiven Dritten abzustellen und eine wertende Entscheidung im Einzelfall zu treffen sein. So spricht beispiels-

weise eine effiziente Wärmenutzung für eine anlagenrechtliche Selbstständigkeit des ausgelagerten BHKW.

Vor der Errichtung eines Satelliten-BHKW sollte dessen anlagenrechtlicher Status mit dem zuständigen Netzbetreiber geklärt werden.

7.3.2.2 Zusammenfassung mehrerer Anlagen

Unter bestimmten Umständen sind mehrere Biogasanlagen bei der Vergütungsermittlung zusammenzufassen, obwohl sie nach dem zuvor erläuterten Anlagenbegriff jeweils als Einzelanlagen gelten.

Ziel dieser Regelung ist es, missbräuchliche Anlagengestaltungen zu vermeiden. Der Gesetzgeber möchte hiermit ein volkswirtschaftlich unsinniges Aufspalten einer potentiell größeren Biogasanlage in mehrere kleinere Biogasanlagen zum Zwecke der Vergütungsoptimierung verhindern. Hintergrund ist, dass aufgrund der gleitenden Vergütungssätze mehrere kleine Anlagen eine deutlich höhere Vergütung erhalten als eine Gesamtanlage (vgl. 7.3.1.1).

Für die Zusammenfassung zu einer Anlage stellt das EEG klare rechtliche Vorgaben auf. Bei Vorliegen aller dieser Voraussetzungen kommt es zu einer Zusammenfassung mehrerer Anlagen.

Mehrere selbstständige Biogasanlagen werden nach § 19 Abs. 1 EEG unabhängig von der Eigentumslage bei der Vergütungsermittlung zu einer Anlage zusammengefasst, wenn

- sie auf demselben Grundstück oder in unmittelbarer räumlicher Nähe errichtet wurden,
- sie jeweils Strom aus Biogas oder Biomasse erzeugen,
- der in den einzelnen Biogasanlagen erzeugte Strom in Abhängigkeit von der Anlagenleistung gemäß dem EEG vergütet wird, und
- die einzelnen Biogasanlagen innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb gesetzt worden sind.

Nach dem Wortlaut des § 19 Abs. 1 EEG erfolgt die Zusammenfassung allerdings nur zum Zweck der Vergütungsermittlung für den jeweils zuletzt in Betrieb genommenen Generator. Der Generator entspricht dabei im Regelfall dem BHKW.

Beispiel: Im Falle von drei vergütungsrechtlich zusammenzufassenden Anlagen bleibt der Vergütungsanspruch der zuerst in Betrieb genommenen Anlage auch nach Inbetriebnahme der zweiten Anlage unverändert.

Bei der Ermittlung des Vergütungsanspruchs der zweiten Anlage findet hingegen bei kumulativem Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen § 19 Abs. 1 EEG Anwendung, beide Anlagen sind damit zusammenzufassen.

Der Vergütungsanspruch auch der zweiten Biogasanlage bleibt wiederum bei Inbetriebnahme der dritten Anlage unverändert. Für die Vergütungsermittlung der dritten Biogasanlage gelten bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen alle drei Biogasanlagen als eine Anlage.

Die Wirkung des § 19 Abs. 1 EEG betrifft sowohl den Anspruch auf die Grundvergütung als auch den Anspruch auf all jene Boni, deren Höhe gleichfalls an bestimmte Leistungsschwellen geknüpft ist. Dies ist beim Luftreinhaltungs-, NawaRo-, Gülle-, Landschaftspflege- und beim Technologiebonus der Fall.

7.3.2.3 Einzelbeispiele Anlagenkonstellationen

Einige anschauliche Beispiele sollen Anhaltspunkte dafür geben, wie sich verschiedene Anlagengestaltungen auf den Anlagenstatus und damit auf die Vergütung auswirken. Die Beurteilung der Beispiele entspricht dabei allein der persönlichen Auffassung des Autors dieses Beitrags, hat keinen Anspruch auf allgemeine Verbindlichkeit und kann eine rechtliche Beratung im Einzelfall nicht ersetzen.

Beispiel 1: Eine Biogasanlage besteht aus einem Fermenter, einem Nachgärer, einem Gärrestlager und mehreren direkt am Standort der Biogasanlage betriebenen BHKW.

Hier liegt nach Auffassung des Autors unabhängig von der Anzahl der BHKW und deren Inbetriebnahmezeitpunkt nur eine Anlage vor. Nach Ansicht der Clearingstelle EEG gilt das hingegen nur, wenn die BHKW innerhalb von 12 aufeinander folgenden Monaten in Betrieb gesetzt worden sind (§ 19 Abs. 1 EEG).

Beispiel 2: Eine Biogasanlage ist über Rohbiogasleitungen mit zwei BHKW unmittelbar am Standort der Biogasanlage und einem dritten, in 150 Metern Entfernung auf einem direkt an das Biogasanlagengrundstück angrenzenden Grundstück befindlichen BHKW verbunden. Alle BHKW werden im Jahre 2009 in Betrieb genommen.

In diesem Fall gelten die zwei erstgenannten BHKW wie in Beispiel 1 als eine Anlage. Vergütungsrechtlich mit dieser Anlage zusammenzufassen ist auch das dritte BHKW, da es sich bei diesem nicht um eine eigenständige Anlage handelt. Insoweit fehlt es an einer hinreichenden räumlichen und funktionalen Trennung von der Biogasanlage.

Beispiel 3: Eine Biogasanlage ist über Rohbiogasleitungen mit zwei BHKW unmittelbar am Standort der

Biogasanlage und einem dritten BHKW auf einem nicht direkt angrenzenden und in 800 Metern Entfernung befindlichen Grundstück verbunden. Das dritte BHKW befindet sich in einer nahe gelegenen Ortschaft; die Abwärme wird zur Beheizung von Wohnhäusern genutzt. Alle BHKW werden im Jahr 2009 in Betrieb genommen.

Auch in diesem Fall gelten die zwei erstgenannten BHKW als eine Anlage. Das dritte BHKW gilt – anders als in Beispiel 2 – hier jedoch aufgrund der räumlichen und funktionalen Trennung von der Biogasanlage als eigenständige Anlage. Somit sind hier zwei Anlagen gegeben: zum einen die Biogasanlage mit zwei BHKW und zum anderen das einzelne dritte BHKW. Auch eine Zusammenfassung aller drei Anlagen nach § 19 Abs. 1 EEG scheidet aus, da sich das dritte BHKW nicht in "unmittelbarer räumlicher Nähe" zur Hauptanlage befindet.

Beispiel 4: Zehn Biogasanlagen, die jeweils aus einem Fermenter, einem Nachgärer, einem Gärrestlager und einem leistungsgleichen BHKW bestehen und in keiner Weise miteinander verbunden sind, befinden sich in einem Abstand von jeweils 20 Metern zueinander auf einer entlang der einzelnen Biogasanlagen parzellierten Fläche. Alle Biogasanlagen werden im Jahre 2009 in Betrieb genommen.

In diesem Fall handelt es sich zwar bei jeder der Biogasanlagen um eine vollständige eigene Anlage im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG. Zum Zwecke der Vergütungsermittlung werden die Biogasanlagen jedoch nach § 19 Abs. 1 EEG zu einer Anlage zusammengefasst, da sie sich in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander befinden und innerhalb von zwölf Monaten in Betrieb genommen werden.

§ 19 Abs. 1 EEG findet grundsätzlich auch auf Anlagen, die schon vor dem Jahr 2009 in Betrieb genommen worden sind, Anwendung. Insbesondere sog. Anlagenparks hatten daher seit dem 1. Januar 2009 zunächst mit erheblichen Vergütungseinbußen zu kämpfen. Aufgrund des zum 1. Januar 2010 in das Gesetz aufgenommenen § 66 Abs. 1a EEG gelten jedoch Anlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2009 als modulare Anlagen betrieben worden sind, abweichend von § 19 Abs. 1 EEG als eigene Anlagen. Ausweislich der Gesetzesbegründung können die Betreiber solcher Anlagen rückwirkend zum 1. Januar 2009 die Vergütung in voller Höhe verlangen. Gegen die Anwendung des § 19 Abs. 1 EEG auf Altanlagen hatten zuvor mehrere Anlagenbetreiber Verfassungsbeschwerde eingelegt und - insoweit ohne Erfolg einstweiligen Rechtsschutz vor dem Bundesverfassungsgericht beantragt.

7.3.2.4 Zeitpunkt der Inbetriebnahme

Neben der Anlagenleistung kommt dem Jahr der Inbetriebnahme besondere Bedeutung für die Vergütungshöhe zu, da die Vergütungssätze aufgrund der Degression (siehe oben 7.3.1.3) mit jedem späteren Jahr der Inbetriebnahme sinken.

Eine Anlage ist nach dem EEG in Betrieb genommen, wenn sie nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft erstmalig in Betrieb gesetzt wird. Dabei ist es seit dem 1. Januar 2009 ohne Bedeutung, ob der Generator der Anlage von Anfang an mit erneuerbaren Energien oder zunächst – etwa im Anfahrbetrieb – mit fossilen Einsatzstoffen betrieben wird. Die Stromeinspeisung in das Netz ist für eine Inbetriebnahme nicht zwingend erforderlich, sofern die Anlage betriebsbereit ist und der Anlagenbetreiber seinerseits alles Erforderliche getan hat, um die Stromeinspeisung zu ermöglichen. Durch den Probebetrieb wird eine Anlage noch nicht in Betrieb genommen.

Eine spätere Versetzung des einmal in Betrieb gesetzten Generators an einen anderen Ort ändert nichts am Inbetriebnahmezeitpunkt. Selbst bei einem späteren Einbau eines schon gebrauchten Generators in ein neues Blockheizkraftwerk gilt für diese Stromerzeugungseinheit der erstmalige Inbetriebnahmezeitpunkt des schon gebrauchten Generators, mit der Konsequenz, dass sich der Vergütungszeitraum nach dem EEG entsprechend verkürzt.

7.3.3 Die Vergütungshöhe im Einzelnen

Nachfolgend werden die Grundvergütung und die verschiedenen Boni sowie die jeweiligen Vergütungsvoraussetzungen im Einzelnen vorgestellt. Die Vergütungshöhe für im Jahr 2011 in Betrieb genommene Biogasanlagen ist im Überblick in der Tabelle 7.1 dargestellt.

7.3.3.1 Grundvergütung

Bei der Verstromung von Biogas besteht für im Jahr 2011 in Betrieb genommene Biogasanlagen Anspruch auf die Grundvergütung in Höhe von 11,44 Cent pro Kilowattstunde bis zu einer Anlagenleistung von 150 kW, 9,00 Cent pro Kilowattstunde bis zu einer Anlagenleistung von 500 kW, 8,09 Cent pro Kilowattstunde bis zu einer Anlagenleistung von 5 MW und 7,63 Cent pro Kilowattstunde bis einschließlich einer Anlagenleistung von 20 MW.

Die Ermittlung der Grundvergütung soll anhand des folgenden Beispiels veranschaulicht werden: Das im Jahr 2011 in Betrieb genommene BHKW einer Biogasanlage verfügt über eine installierte elektrische Leistung von 210 kW. Im Jahr 2011 erreicht das BHKW 8.322 Vollbenutzungsstunden. Die Jahresdurchschnittsleistung im Sinne des EEG liegt daher bei 200 kW. Aufgrund der gleitenden Grundvergütung werden ¾ des Stroms (150 kW von 200 kW) mit 11,44 Cent pro Kilowattstunde und ¼ der Leistung (50 kW von 200 kW) mit 9,00 Cent pro Kilowattstunde vergütet. Die durchschnittliche Grundvergütung beläuft sich daher auf etwa 10,83 Cent pro Kilowattstunde.

Voraussetzung für den Anspruch auf die Grundvergütung ist, dass der Strom aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wird. In der BiomasseV ist Biomasse definiert als Energieträger aus Phyto- und Zoomasse sowie Neben- und Abfallprodukte, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt. Als Biomasse gilt dabei auch das aus Biomasse erzeugte Gas.

Von der Biomasse-Definition sind alle üblichen Einsatzstoffe für Biogasanlagen umfasst. Zu beachten ist allerdings, dass bestimmte Stoffe gemäß § 3 BiomasseV nicht als Biomasse im Sinne der BiomasseV anerkannt sind. Hierzu zählen neben bestimmten tierischen Nebenprodukten unter anderem Klärschlamm sowie Klär- und Deponiegas.

Seit dem Jahr 2009 dürfen in EEG-Anlagen zwar auch Stoffe eingesetzt werden, die nicht der BiomasseV entsprechen, jedoch als Biomasse im weiteren Sinne zu werten sind (zum Beispiel Klärschlamm). Vergütet wird dann allerdings nur der Strom, der anteilig auf den Einsatz von Biomasse im Sinne der BiomasseV zurückzuführen ist.

Diese Öffnung des sog. Ausschließlichkeitsprinzips gilt jedoch nach der Gesetzesbegründung nicht für die Biogasherstellung als solche: da das eingesetzte Biogas selbst als anspruchsbegründender Einsatzstoff Biomasse im Sinne des § 27 Abs. 1 EEG sein muss, muss es den Anforderungen der BiomasseV genügen. Aus diesem Grund muss das Biogas selbst ausschließlich aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt werden. Anschließend kann das Biogas jedoch gemeinsam mit sonstiger gasförmiger "Biomasse im weiteren Sinne" wie etwa Klärgas (vgl. § 3 Nr. 11 BiomasseV) zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

Seit dem 1. Januar 2009 ist die EEG-Einspeisevergütung für größere Anlagen generell an den Betrieb in Kraft-Wärme-Kopplung geknüpft. Entsprechend ist Strom aus Biogasanlagen mit einer Leistung von mehr als 5 MW nur noch vergütungsberechtigt, wenn er unter gleichzeitiger Wärmenutzung erzeugt wird. Mit dieser Verschärfung sollen Betreiber dazu angehalten werden, große Biogasanlagen nur in der Nähe entsprechender Wärmesenken zu errichten.

7.3.3.2 Boni für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe

Das EEG gewährt einen Bonus für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe (NawaRo), um hierdurch einen Ausgleich für den höheren finanziellen Aufwand zu schaffen, den die Verwendung rein pflanzlicher Einsatzstoffe im Vergleich zum Einsatz von Biomasse etwa aus Abfällen erfordert. Hierdurch soll eine verbesserte Ausschöpfung der im Rahmen landwirtschaftlicher, forstwirtschaftlicher oder gartenbaulicher Betriebe anfallenden Biomasse gerade in kleineren Anlagen gefördert werden, in denen ein NawaRo-Betrieb ohne zusätzlichen finanziellen Anreiz oftmals nicht wirtschaftlich wäre.

Bei dem NawaRo-Bonus handelt es sich bei genauer Betrachtung um mehrere, zum Teil nach Anlagenleistung gestaffelte Boni, die einerseits abhängig von dem eingesetzten Substrat und andererseits abhängig von der Art der Stromerzeugung sind. Als nachwachsende Rohstoffe definiert Nr II. 1 der Anlage 2 zum EEG

"Pflanzen oder Pflanzenbestandteile, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden".

Den nachwachsenden Rohstoffen ist die Gülle gleichgestellt.

Eine Aufstellung von Substraten, die als nachwachsende Rohstoffe gelten, findet sich in einer nicht abschließenden Positivliste. Zudem enthält das EEG auch eine – abschließend formulierte – Negativliste von Substraten, die nicht als nachwachsende Rohstoffe gelten und deren Einsatz folglich einen Anspruch auf den NawaRo-Bonus gerade ausschließt.

Allgemeiner NawaRo-Bonus

Der allgemeine NawaRo-Bonus wird bis zu einer Anlagenleistung von 5 MW gewährt und beträgt – unabhängig von der Art der eingesetzten NawaRo-Biomasse – für im Jahr 2011 in Betrieb genommene Biogasanlagen 6,86 Cent pro Kilowatt-

Tabelle 7.2: Standard-Biogaserträge rein pflanzlicher Nebenprodukte gemäß Positivliste des EEG (Auswahl) ^a

Rein pflanzliches Nebenprodukt	Standard Biogasertrag nach Nr. V. der Anlage 2 zum EEG				
	[kWh _{el} /t FM]	[Nm³ CH ₄ /t FM]			
Biertreber (frisch oder abgepresst)	231	62			
Gemüseabputz	100	27			
Glycerin aus der Verarbeitung von Pflanzenölen	1.346	364			
Kartoffelschalen	251	68			
Obsttrester (frisch, unbehandelt)	187	51			
Rapsextraktionsschrot	1.038	281			
Rapskuchen (Restölgehalt ca. 15 %)	1.160	314			

a. Die vollständige Übersicht findet sich in Kapitel 4, Tabelle 4.5.

stunde bis zu einem Leistungsanteil von 500 kW und 3,92 Cent pro Kilowattstunde für den darüber hinausgehenden Leistungsanteil ab 500 kW.

Die Gewährung des allgemeinen NawaRo-Bonus setzt neben dem ausschließlichen Einsatz nachwachsender Rohstoffe und pflanzlicher Nebenprodukte voraus, dass der Anlagenbetreiber ein Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben zu Art, Menge und Herkunft der eingesetzten Biomasse führt. Auch darf der Anlagenbetreiber auf demselben Betriebsgelände keine weitere Biomasseanlage betreiben, die andere Stoffe als nachwachsende Rohstoffe einsetzt.

Bei der Verstromung von Biogas ist neben nachwachsenden Rohstoffen und Gülle auch der Einsatz bestimmter, rein pflanzlicher Nebenprodukte zulässig. Die zulässigen Nebenprodukte sind in einer Positivliste abschließend genannt und umfassen z. B. Kartoffelpülpe oder Kartoffelschalen, Biertreber und Getreideschlempe. Der Anspruch NawaRo-Bonus besteht allerdings nur in Höhe des Stromanteils, der tatsächlich aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt wird. Der Anteil des bonusfähigen Stroms ist dabei auf Grundlage der gesetzlich festgelegten Standard-Biogaserträge der rein pflanzlichen Nebenprodukte zu ermitteln und umweltgutachterlich nachzuweisen.

Eine Übersicht über alle Einsatzstofflisten zur Stromerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen (Positivliste nachwachsender Rohstoffe, Negativliste nachwachsender Rohstoffe, Positivliste der rein pflanzlichen Nebenprodukte) kann der Anlage 2 zum EEG entnommen werden.

Sofern die Anlage zur Stromerzeugung aus Biogas immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedarf, ist für die Gewährung des NawaRo-Bonus zudem die gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers sowie die Vorhaltung zusätzlicher Gasverbrauchseinrichtungen für einen Störfall oder für eine Überproduktion erforderlich. Nach dem Wortlaut der Anlage 2 Nummer I. 4 zum EEG müssen jedoch nur die vorhandenen Gärrestlager abgedeckt werden; das Vorhandensein eines Gärrestlagers ist hingegen keine Voraussetzung für den NawaRo-Bonus. Umstritten ist, ob auch Gärrestlager gasdicht abgedeckt sein müssen, die vom Anlagenbetreiber zwar genutzt werden, aber nicht zur Biogasanlage gehören oder bei denen aufgrund der vorangegangenen Verweildauer in anderen Behältern nicht mehr mit Methanemissionenen zu rechnen ist. Die zusätzlichen Anforderungen gelten mangels einer Übergangsvorschrift auch für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden. Wo der Zubau einer solchen Abdeckungseinrichtung nachträglich allerdings zu wirtschaftlich kaum refinanzierbaren Kosten für den Altanlagenbetreiber führt, kann dies unter Umständen als unverhältnismäßig und damit rechtswidrig zu werten sein (vgl. zu weiteren technischen Aspekten der Lagerung insbesondere von Gärresten Kapitel 3.2.3).

Güllebonus

Über den allgemeinen NawaRo-Bonus hinaus besteht bei der Biogasverstromung ein zusätzlicher Bonusanspruch für den Einsatz von Gülle. Durch den Gülle-Bonus soll die in landwirtschaftlichen Betrieben vorhandene Gülle für die Biogaserzeugung besser erschlossen werden und die Ausbringung unbehandelter und damit methanemittierender Gülle auf die Felder reduziert werden. Der Bonus wird nur bis zu einer Anlagenleistung von 500 kW_{el} gewährt. Mit dieser Begrenzung soll einem ansonsten zu erwartenden Transport größerer Güllemengen über weite Strecken ("Gülletourismus") vorgebeugt werden.

Als Gülle in diesem Sinne gelten nach der maßgeblichen Definition der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002/EG (EU-HygieneV):

"Exkremente und/oder Urin von Nutztieren, mit oder ohne Einstreu, sowie Guano, entweder unverarbeitet oder verarbeitet in Übereinstimmung mit Anhang VIII Kapitel III oder auf andere Weise in Biogas- oder Kompostieranlagen umgewandelt".

Der Güllebonus ist gleitend gestaffelt und beträgt bei im Jahr 2011 in Betrieb genommenen Biogasanlagen für den Leistungsanteil bis 150 kW 3,92 Cent pro Kilo-

wattstunde, für den darüber hinausgehenden Leistungsanteil bis 500 kW 0,98 Cent pro Kilowattstunde. Anlagen mit einer noch höheren Leistung können den Güllebonus entsprechend anteilig geltend machen.

Voraussetzung für die Gewährung des Güllebonus ist, dass der Gülleanteil an den zur Biogaserzeugung eingesetzten Substraten jederzeit mindestens 30 Masseprozent beträgt. Der Gülleanteil bestimmt sich anhand des jeweiligen Gesamtdurchsatzes an Biomasse in der Anlage, die Massenermittlung hat dabei mittels Wiegung zu erfolgen.

Die Schwelle von 30 Masseprozent muss jederzeit, das heißt grundsätzlich zu jedem Zeitpunkt erfüllt sein. Grundlage für den Nachweis der dauerhaften Einhaltung dieses Mindestanteils ist dabei das vom Anlagenbetreiber zu führende Einsatzstofftagebuch. Der Nachweis selbst ist jährlich bis spätestens zum 28. Februar des Folgejahres durch das Gutachten eines Umweltgutachters zu erbringen. Die Angaben des Einsatzstofftagebuchs werden bei Erstellung dieses Umweltgutachtens herangezogen.

Keinen Anspruch auf den Güllebonus haben Anlagen, die zum Zwecke der Verstromung Gas aus einem Gasnetz entnehmen. Hiermit ist insbesondere die Entnahme von als Biomethan geltendem Erdgas aus dem Erdgasnetz angesprochen (vgl. hierzu im Einzelnen unter 7.4). Für diese im Gasabtausch betriebenen Anlagen bleibt es bei dem erhöhten allgemeinen NawaRo-Bonus von bis zu 7,0 Cent pro Kilowattstunde. Nicht von dieser Ausschlussregelung erfasst sind nach Auffassung des Autors hingegen Stromerzeugungsanlagen, die das Biogas über eine direkte Mikrogasleitung unmittelbar von der Gaserzeugungsanlage beziehen (vgl. hierzu 7.3.2.1). Dafür spricht die Gesetzessystematik: Diese Anlagen entnehmen kein als Biomethan geltendes Erdgas, sondern "echtes" Biogas aus der Leitung, so dass es des in Nr. VI. 2. b) Satz 3 der Anlage 2 zum EEG vorgesehene Verweises auf die gesetzliche Fiktion des § 27 Abs. 2 EEG hier gar nicht bedurft hätte. Zudem handelt es sich bei einer einzelnen Gasleitung nicht um ein Gasnetz im Sinne der Nr. VI. 2. b) Satz 3 der Anlage 2 zum EEG. Andernfalls würde die Ausnahmeregelung - vorbehaltlich einer rechtlich unsicheren Differenzierung nach der Länge der Gasleitungen - stets greifen und den Charakter einer Ausnahmeregelung verlieren, da jedes Biogas-BHKW über eine Gasleitung mit dem Fermenter verbunden ist.

Landschaftspflegebonus

Ein weiterer Zusatzbonus im Rahmen des NawaRo-Bonus ist der für den Einsatz von Landschaftspflegeschnitt gewährte Landschaftspflegebonus. Werden in einer Biogasanlage überwiegend Pflanzen und Pflanzenbestandteile verwendet, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen, so erhöht sich die gesetzliche Vergütung für im Jahr 2011 in Betrieb genommene Biogasanlagen um 1,96 Cent pro Kilowattstunde. Auch dieser Bonus wird nur bis zu einem Leistungsanteil von 500 kW gewährt. Anlagen mit höherer Leistung haben einen anteiligen Bonusanspruch.

Bei Landschaftspflegeschnitt handelt es sich um Reststoffe, die nicht gezielt anderweitig verwendet und damit nicht gezielt miterwirtschaftet werden sollen, sondern als unvermeidliches Nebenprodukt der Landschaftspflege "anfallen". Mit dem Landschaftspflegebonus wird eine Verwertungsalternative für diese Reststoffe geschaffen und zugleich ein vom Gesetzgeber gewollter Beitrag zur Eindämmung von Flächenkonkurrenzen im Biomassebereich geleistet.

Einzelne Anspruchsvoraussetzungen dieses neuen Landschaftspflegebonus sind im Detail noch umstritten (vgl. hierzu 4.5). Die Clearingstelle EEG hat im September 2009 das Empfehlungsverfahren 2008/48 zum Landschaftspflegebonus abgeschlossen. Sie vertritt einen weiten Begriff des Landschaftspflegeschnitts. Für die Beurteilung, ob "überwiegend", also zu mehr als 50 %, Landschaftspflegematerial eingesetzt wird, soll demnach das Gewicht der Frischmasse die maßgebliche Bezugsgröße sein.

Für den Landschaftspflegebonus fordert das EEG – anders als im Rahmen des Gülle-Bonus – nicht explizit, dass die Voraussetzungen jederzeit vorliegen müssen. Deshalb sollte die Erfüllung des Mindestanteils im Rahmen einer Bilanzierung am Kalenderjahresende ausreichend sein.

7.3.3.3 Luftreinhaltungsbonus

Mit der Novellierung zum 1. Januar 2009 hat der Gesetzgeber erstmals einen Luftreinhaltungsbonus für Biogasanlagen in das EEG aufgenommen. Ziel der Regelung ist die Verringerung der Formaldehyd-Emissionen, die bei der Verbrennung von Biogas in BHKW entstehen und krebserregend sind. Der Bonus wird deswegen teilweise auch als Formaldehydbonus bezeichnet. Mit dem Bonus soll etwa die Verwendung von emissionsarmen Motoren oder die Nachrüstung von Katalysatoren gefördert werden.

Die Grundvergütung erhöht sich für im Jahr 2011 in Betrieb genommene Biogasanlagen bis einschließlich einer Anlagenleistung von 500 kW um 0,98 Cent pro Kilowattstunde, wenn die Formaldehydemis-

sionen beim Anlagenbetrieb den gesetzlich geregelten Grenzwert nicht überschreiten. Vom Bonus ausgeschlossen sind Anlagen, die "virtuelles" Biomethan verstromen, das nach den Vorschriften des EEG an einem Punkt in das Gasnetz eingespeist und an einem anderen Punkt wieder entnommen wird.

Zudem ist der Bonusanspruch beschränkt auf nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) genehmigungsbedürftige Biogasanlagen. Eine Genehmigung nach dem BImSchG benötigen insbesondere Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 1 MW. Bei einer niedrigeren Feuerungswärmeleistung muss die Anlage nur in bestimmten Fällen nach dem BImSchG genehmigt werden (siehe hierzu Kapitel 7.5.1). Bedarf eine Anlage somit nur der Baugenehmigung, nicht aber einer Genehmigung nach dem BImSchG, kann ihr Betreiber den Formaldehydbonus nicht in Anspruch nehmen.

Betreiber von Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, können den Bonus ebenfalls geltend machen. Dies gilt bei Altanlagen nach dem eindeutigen Wortlaut der Übergangsregelung des EEG auch dann, wenn die Anlage keiner BImSchG-Genehmigung bedarf.

Umstritten ist, bei welchen Emissionswerten ein Anlagenbetreiber den Bonus erhalten kann. Das Gesetz sieht vor, dass die "dem Emissionsminimierungsgebot der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) entsprechenden Formaldehydgrenzwerte" eingehalten werden müssen. Die hiernach maßgeblichen Grenzwerte legt die Behörde in dem immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbescheid fest. Sie orientiert sich dabei an den Emissionswerten der TA Luft, wonach der Formaldehydanteil im Abgas die Massenkonzentration von 60 mg/m³ nicht überschreiten darf, hat aber auch das sog. Emissionsminimierungsgebot zu berücksichtigen. Aufgrund des Emissionsminimierungsgebots darf die Behörde im Einzelfall auch niedrigere Emissionswerte anordnen und/oder dem Anlagenbetreiber konkrete zusätzliche Maßnahmen zur Emissionsminimierung auferlegen. Diese Gesichtspunkte sprechen dafür, dass die jeweils in dem Genehmigungsbescheid festgelegten Grenzwerte auch für den Bonusanspruch des Anlagenbetreibers maßgeblich sind. Gemäß einem Beschluss der Bund-/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI) vom 18. September 2008 wird der zum Nachweis über die Einhaltung der Grenzwerte erforderliche behördliche Bescheid allerdings nur ausgestellt, wenn die Formaldehyd-Emissionen max. 40 mg/m³ betragen.

Der Nachweis über die Einhaltung der Grenzwerte wird durch die Bescheinigung der nach Landesrecht für die immissionsschutzrechtliche Überwachung zuständigen Behörde erbracht. Die behördliche Bescheinigung, dass die dem Emissionsminimierungsgebot entsprechenden Formaldehydgrenzwerte der TA Luft eingehalten werden, erlangt der Betreiber nach Vorlage des Emissionsberichts bei der zuständigen Behörde. Die Bescheinigung kann dann als Nachweis beim Netzbetreiber vorgelegt werden.

7.3.3.4 KWK-Bonus

Das EEG setzt mit dem KWK-Bonus einen starken finanziellen Anreiz für die Nutzung der bei der Stromerzeugung entstehenden Abwärme. Die Nutzung der Wärme erhöht die energetische Gesamteffizienz der Biogasanlage und kann dazu beitragen, die Verbrennung fossiler Brennstoffe zu reduzieren. Mit der Novellierung des EEG hat der Gesetzgeber den finanziellen Anreiz weiter verstärkt und den Bonus von 2,0 auf 3,0 Cent pro Kilowattstunde (bei Inbetriebnahme im Jahr 2009) erhöht. Zugleich wurden allerdings auch die Anforderungen an die Wärmenutzung verschärft, um eine sinnvolle Nutzung der Wärme sicherzustellen.

Um den Bonus in Anspruch nehmen zu können, muss die Anlage zum einen Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen und zum anderen über ein sinnvolles Konzept für die Nutzung der erzeugten Wärme verfügen.

Hinsichtlich der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung verweist das EEG auf das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG). Danach muss die Anlage Energie gleichzeitig in Strom und Nutz-wärme umwandeln. Die Einhaltung dieser Voraussetzung kann für serienmäßig hergestellte KWK-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 2 MW durch geeignete Herstellerunterlagen belegt werden, aus denen die thermische und elektrische Leistung sowie die Stromkennzahl hervorgehen. Für Anlagen mit einer Leistung über 2 MW ist der Nachweis zu erbringen, dass die Anlage den Anforderungen des Arbeitsblattes FW 308 der AGFW entspricht.

Eine sinnvolle Wärmenutzung liegt nach dem EEG zum einen dann vor, wenn eine Nutzung nach der Positivliste (vgl. Nr. III der Anlage 3 zum EEG) erfolgt. Auf der Positivliste ist beispielsweise die Versorgung bestimmter Gebäude mit einem Wärmeeinsatz von jährlich maximal 200 kWh pro m² Nutzfläche, die Einspeisung in ein bestimmte Anforderungen erfüllendes Wärmenetz oder die Nut-

zung als Prozesswärme in bestimmten industriellen Prozessen genannt. Im Hinblick auf einzelne, in der Positivliste genannte Wärmenutzungen bestehen noch eine Reihe rechtlich ungeklärter Fragen.

Beispiele für unzulässige Wärmenutzungen sind nach der Negativliste (Nr. IV. der Anlage 3 zum EEG) die Beheizung bestimmter, nicht wärmeisolierter Gebäudetypen und die Wärmenutzung in ORC- oder Kalina-Cycle-Prozessen. Die Negativliste zählt die unzulässigen Wärmenutzungen abschließend auf. Der Ausschluss des KWK-Bonus bei Wärmenutzung in ORC- oder Kalina-Cycle-Modulen nach Nr. IV.2 der Anlage 3 zum EEG betrifft hierbei allerdings nur die anteilige Nutzung der Abwärme eines BHKW in einem solchen Nachverstromungsmodul; eine solche Wärmenutzung begründet zudem regelmäßig schon deshalb keinen Bonusanspruch, weil BHKW und Nachverstromungsmodul normalerweise eine Gesamtanlage nach § 3 Abs. 1 EEG bilden und somit die Wärmenutzung im Nachverstromungsmodul schon keine Wärmenutzung außerhalb der Anlage darstellt. Wird die ursprünglich aus dem BHKW stammende – (Rest-)Wärme jedoch nach Durchlaufen des Nachverstromungsprozesses noch einer weiteren, der Positivliste entsprechenden Nutzung zugeführt, ist insoweit nach Auffassung des Autors der KWK-Bonus sowohl für den in dem Nachverstromungsmodul als auch für den in dem BHKW erzeugten Strom zu gewähren. Die Behandlung des in dem BHKW erzeugten Stroms als KWK-Strom stellt keinen Widerspruch zu Nr. IV.2 der Anlage 3 zum EEG dar, da der im Nachverstromungsprozess verbrauchte Wärmeanteil bei der Ermittlung der extern genutzten Wärmemenge nicht mehr berücksichtigt wird. Eine Begrenzung des KWK-Bonusanspruchs auf den in dem Nachverstromungsmodul erzeugten Strom würde hingegen zu einer unbegründeten erheblichen Schlechterstellung gerade solcher Anlagen führen, die neben der Kraft-Wärme-Kopplung zusätzlich eine Nachverstromung zwischengeschaltet haben.

Erfolgt keine Wärmenutzung im Sinne der Positivliste, kann der Anlagenbetreiber den Bonus unter bestimmten Umständen gleichwohl erhalten. Voraussetzung ist, dass kumulativ

- die beabsichtigte Wärmenutzung nicht in der Negativliste genannt ist,
- die erzeugte Wärme die Wärme aus fossilen Energieträgern in vergleichbarem Umfang, d. h. zu mindestens 75 Prozent, ersetzt und
- durch die Wärmebereitstellung Mehrkosten in Höhe von mindestens 100 € pro kW Wärmeleistung entstehen.

Unklar ist, wie die Anspruchsvoraussetzung des "Ersetzens" zu verstehen ist. Bei neuen Gebäuden, die von Beginn an mit Abwärme aus dem BHKW versorgt werden, können fossile Energiequellen nicht tatsächlich, sondern allenfalls potentiell ersetzt werden. Insoweit ist davon auszugehen, dass auch ein potentielles Ersetzen ausreicht. Der Anlagenbetreiber muss entsprechend darlegen, dass fossile Energiequellen eingesetzt worden wären, wenn die Wärme nicht durch das BHKW zur Verfügung gestellt würde.

Bei den Mehrkosten können die Kosten für Wärmetauscher, Dampferzeuger, Leitungen und ähnliche technische Einrichtungen in Ansatz gebracht werden, nicht jedoch erhöhte Brennstoffkosten.

Der Nachweis über das Vorliegen einer der Positivliste entsprechenden Wärmenutzung bzw. über die Ersetzung fossiler Energieträger und die erforderlichen Investitionsmehrkosten müssen durch das Gutachten eines zugelassenen Umweltgutachters erbracht werden.

Checkliste "KWK-Bonus"

- 1. Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt
- 2. Wärmenutzung
 - a) Nicht auf der Negativliste
 - b) Positivliste
 - Beheizung von Gebäuden im Sinne der Energieeinsparverordnung bis zu einem Wärmeeinsatz von 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche im Jahr,
 - Wärmeeinspeisung in ein Netz mit einer Länge von mindestens 400 Metern und mit Verlusten unter 25 Prozent des Nutzwärmebedarfs,
 - Nutzung als Prozesswärme für bestimmte industrielle Prozesse und die Herstellung von Holzpellets zur Nutzung als Brennstoff,
 - Beheizung von Betriebsgebäuden für die Geflügelaufzucht
 - Beheizung von Tierställen mit folgenden Obergrenzen:
 - Geflügelmast: 0,65 Kilowattstunden pro Tier,
 - Sauenhaltung: 150 Kilowattstunden pro Sau und Jahr sowie 7,5 Kilowattstunden pro Ferkel,
 - Ferkelaufzucht: 4,2 Kilowattstunden pro Ferkel,
 - Schweinemast: 4,3 Kilowattstunden pro Mastschwein
 - Beheizung von Unterglasanlagen für die Aufzucht und Vermehrung von Pflanzen und Erfüllen der hier unter c) genannten Voraussetzungen
 - Nutzung als Prozesswärme zur Aufbereitung von Gärresten zum Zweck der Düngemittelherstellung.
 - c) Alternativ zu b): Ersetzung von fossilen Energiequellen in Höhe von mindestens 75 % und Mehrkosten von mindestens 100 € je kW Wärmeleistung



7.3.3.5 Technologiebonus

Mit dem Technologiebonus wird ein finanzieller Anreiz zum Einsatz von innovativen, besonders energieeffizienten und damit umwelt- und klimaschonenden Techniken und Anlagen geschaffen.

Der Bonus wird zum einen für den Einsatz von auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas und zum anderen für den Einsatz von innovativer Anlagentechnik bei der Stromerzeugung gewährt. Die Gasaufbereitung wird gefördert, wenn

- bei der Aufbereitung maximale Methanemissionen von 0,5 Prozent anfallen,
- der Stromverbrauch für die Aufbereitung maximal 0,5 kWh je Normkubikmeter Rohgas beträgt,
- die gesamte Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus Erneuerbaren Energien oder der Abwärme der Anlage selbst bereitgestellt wird und
- die maximale Kapazität der Gasaufbereitungsanlage 700 Normkubikmeter aufbereitetes Gas je Stunde beträgt.

Der Technologiebonus beträgt für den gesamten Strom aus Gas, das in solchen Gasaufbereitungsanlagen erzeugt wird, bis zu einer maximalen Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von 350 Normkubikmetern aufbereitetem Gas je Stunde 2,0 ct/kWh und bis zu 700 Normkubikmetern aufbereitetem Gas je Stunde 1,0 ct/kWh.

Besonders innovative Anlagentechniken im Bereich der Stromerzeugung aus Biogas sind nach der Anlage 1 zum EEG unter anderem Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemischanlagen wie Kalina-Cycle-Anlagen und Stirling-Motoren. Zudem werden die thermochemische Konversion von Stroh und Anlagen zur ausschließlichen Vergärung von Bioabfällen mit Nachrotte gefördert.

Nicht mehr gewährt wird der Bonus für die Trockenfermentation in nach dem 31. Dezember 2008 in Betrieb genommenen Anlagen, weil viele Trockenfermentationsanlagen nicht dem gesetzgeberischen Anspruch an ein innovatives, klimaschonendes Verfahren entsprechen.

Voraussetzung für die Förderung der vorgenannten Techniken und Verfahren ist, dass diese entweder einen elektrischen Wirkungsgrad von mindestens 45 Prozent aufweisen oder dass zumindest zeitweilig und in gewissem Umfang eine Wärmenutzung erfolgt.

Beim Einsatz innovativer Anlagentechniken beträgt der Bonus generell 2,0 ct/kWh. Der Bonus

Checkliste "Nachweise"

• KWK-Bonus

Ab 2 MW Leistung: jährlicher Nachweis der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung durch einen Umweltgutachter

Bis 2 MW Leistung: einmaliger Nachweis der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung durch die Vorlage geeigneter Herstellerunterlagen

Nachweis durch einen Umweltgutachter, dass eine Wärmenutzung im Sinne der Positivliste vorliegt oder fossile Energien zu 75 % ersetzt werden und Mehrkosten in Höhe von 100 € je kW Wärmeleistung anfallen.

• NawaRo-Bonus

Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe

Nachweis des Anteils pflanzlicher Nebenprodukte durch einen Umweltgutachter

• Gülle-Bonus

Nachweis durch einen Umweltgutachter, dass in der Anlage jederzeit mindestens 30 Masseprozent Gülle eingesetzt werden

• Luftreinhaltungsbonus

Nachweis der Einhaltung der Formaldehydgrenzwerte durch eine Bescheinigung der zuständigen Behörde

• Technologiebonus

Nachweis der Voraussetzungen für die Gasaufbereitung nach Ziffer I. 1 a)-d) der Anlage

• Landschaftspflegebonus

Nachweis durch einen Umweltgutachter über die Höhe des Anteils von Landschaftspflegeschnitt an der Gesamtmasse

wird dabei immer nur für den Anteil von Strom gewährt, der auf dem Einsatz dieser Techniken bzw. Verfahren beruht. Wird in einem BHKW auch Strom mittels anderer Verfahren erzeugt, die nicht den Anforderungen entsprechen, so erhält der Anlagenbetreiber für diesen Anteil keinen Technologiebonus.

7.4 Gasaufbereitung und Einspeisung

Nicht immer ist es wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll, das Biogas am Ort seiner Erzeugung, d. h. in der Nähe der Biogasanlage, zu nutzen. Denn bei der Stromerzeugung entsteht zwangsläufig auch Wärme, die am Standort der Biogasanlage oftmals keiner sinnvollen Verwendung zugeführt werden kann. Deshalb kann es unter Umständen Sinn ergeben, die Biogaserzeugung und -nutzung räumlich zu entkoppeln. Neben der Errichtung einer Rohbiogasleitung, mittels der das Biogas über Entfernungen von einigen hundert Metern bis mehreren Kilometern zum Einsatz in einer

Satelliten-Anlage transportiert werden kann (vgl. hierzu 7.3.2.1), kommt hier auch die Gasaufbereitung und -einspeisung in das öffentliche Erdgasnetz in Betracht. Nach erfolgter Einspeisung kann das Biogas dann an jeder beliebigen Stelle "virtuell" wieder entnommen und in einem Blockheizkraftwerk in Strom und Wärme umgewandelt werden.

Tilgungszuschüsse für Gaseinspeiseprojekte

Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen sind unter bestimmten Voraussetzungen nach dem Marktanreizprogramm förderfähig. Nach Ziffer 14.1.5 b) der Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 20. Februar 2009 (MAP) dürfen hierzu die Methanemissionen der Aufbereitung in die Atmosphäre höchstens 0,5 %, der maximale Stromverbrauch 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas bei der Aufbereitung und Einspeisung betragen. Außerdem muss eine Bereitstellung der Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien (oder Grubengas) nachgewiesen werden. Der Tilgungszuschuss beträgt dann bei Anlagen bis zu einer Anlagengröße von 350 m³/h aufbereitetem Rohbiogas ("Biomethan") bis zu 30 % der förderfähigen Nettoinvestitionskosten. Die Förderung ist nicht mit anderen Förderungen aus öffentlichen Mitteln kumulierbar und bis zum 31. Dezember 2010 befristet. Ob die Förderung nach Ziffer 14.1.5 b) des MAP fortgesetzt wird, war bei Redaktionsschluss noch nicht entschieden.

7.4.1 Voraussetzungen für die EEG-Vergütung

Der BHKW-Betreiber, der auf diese Weise Biomethan in seinem BHKW einsetzt, erhält – ebenso wie bei der Biogasdurchleitung durch eine Mikrogasleitung – grundsätzlich dieselbe Vergütung, wie sie bei der direkten Verstromung am Standort der Biogasanlage anfallen würde. Hinzu kommt bei der Erdgasnetzeinspeisung der Technologiebonus für die Gasaufbereitung: Gemäß Anlage 1 zum EEG erhöht sich die Vergütung um 2,0 ct/kWh, wenn das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet worden ist und dabei bestimmte Voraussetzungen eingehalten worden sind (vgl. hierzu 7.3.3.5). Den Luftreinhaltungsbonus (vgl. hierzu 7.3.3.2) kann der Anlagenbetreiber bei der Biogasdurchleitung hingegen nicht beanspruchen.

Der Anspruch auf die EEG-Vergütung besteht gemäß § 27 Abs. 3 EEG allerdings nur für den KWK-Stromanteil, d. h. für den Strom, der unter gleichzeitiger Wärmenutzung im Sinne der Anlage 3 zum EEG erzeugt wird. Im Ergebnis werden daher nur wärmegeführte BHKW von der Förderung der Gasaufbereitung nach dem EEG profitieren.

Weitere Voraussetzung für den Vergütungsanspruch ist, dass in dem BHKW ausschließlich Bio-

methan eingesetzt wird. Das Ausschließlichkeitsprinzip bedeutet hier, dass ein zwischen gewöhnlichem Erdgas und Biogas wechselnder Betrieb nicht möglich ist. Vielmehr muss der BHKW-Betreiber sicherstellen, dass am Ende des Kalenderjahres tatsächlich eine der eingesetzten Menge entsprechende Menge an Biogas an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist und seinem BHKW zugeordnet worden ist. Andernfalls riskiert er den völligen Verlust des Anspruchs auf die EEG-Vergütung.

7.4.2 Der Transport von der Einspeisestelle zum BHKW

Da das eingespeiste Biomethan sich nach der Einspeisung unmittelbar mit dem im Erdgasnetz vorhandenen Erdgas vermischt, ist ein physikalischer Transport des Biomethans zu dem jeweiligen BHKW nicht möglich. Vielmehr wird in dem BHKW gewöhnliches Erdgas eingesetzt. Rechtlich gilt das in diesem BHKW eingesetzte Erdgas unter den Voraussetzungen des § 27 Abs. 2 EEG allerdings als Biogas.

Erste Voraussetzung ist insoweit, dass die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von Gas aus Biomasse entspricht, die an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist. Dabei reicht es aus, wenn sich die Mengen am Ende des Kalenderjahres entsprechen.

Weitere Voraussetzung für den Vergütungsanspruch ist, dass die Einspeisemenge einem bestimmten BHKW auch tatsächlich zugeordnet werden kann. Mangels eines physikalischen Transportes muss die Zuordnung zwingend über eine vertragliche Beziehung zwischen Einspeisendem und BHKW-Betreiber erfolgen. Neben einem einfachen Biomethanliefervertrag, aus dem hervorgeht, dass die eingespeisten Biomethanmengen an den BHKW-Betreiber geliefert werden, sind hier auch andere vertragliche Beziehungen - etwa unter Einbindung von Zwischenhändlern oder Nutzung handelbarer Zertifikate oder eines zentralen Biomethanregisters möglich. Dabei muss der Gaseinspeiser sicherstellen, dass die biogene Eigenschaft des eingespeisten Biomethans nicht doppelt vermarktet, sondern stets ausschließlich einem BHKW zugeordnet wird.

7.4.2.1 Transportmodell

Der Gaseinspeiser kann seiner vertraglich vereinbarten Lieferpflicht insbesondere dadurch nachkommen, dass er als Gashändler auftritt und die Belieferung der Entnahmestelle des BHKW-Betreibers

übernimmt. In diesem Fall erfolgt zwar kein physischer, wohl aber ein den Regeln der Gaswirtschaft entsprechender virtueller Transport des Biomethans von der Einspeise- zur Entnahmestelle. Hierzu nutzt der Gaseinspeiser in der Regel gesonderte Biogasbilanzkreisverträge. Allein der Umstand, dass die Entnahmestelle des BHKW einem Biogasbilanzkreis zugeordnet ist, ist dabei jedoch noch kein hinreichender Nachweis über die ausschließliche Verwendung von Biomethan in dem BHKW. Hintergrund ist, dass in dem Fall, dass der Biogasbilanzkreis zum Jahresende einen negativen Saldo aufweist, der Gasnetzbetreiber nicht verpflichtet ist, diesen Saldo mit Biomethan auszugleichen. Somit müssen die Anlagenbetreiber auch bei Belieferung durch den Gaseinspeiser selbst gegenüber dem Stromnetzbetreiber nachweisen, dass tatsächlich eine im Wärmeäquivalent entsprechende Biogasmenge im Laufe des Kalenderjahres eingespeist wurde und ihrem BHKW zuzuordnen ist.

7.4.2.2 Zertifikatemodell

Zum anderen kann der Gaseinspeiser aber auf die Belieferung der Entnahmestelle mit Biomethan verzichten und stattdessen dem BHKW-Betreiber lediglich die Verwertung der biogenen Eigenschaft des eingespeisten Biomethans gegen Entgelt überlassen. Hierzu wird der Gaseinspeiser das eingespeiste Gas wie gewöhnliches Erdgas vermarkten und auf diese Weise die biogene Eigenschaft vom physikalisch eingespeisten Gas abtrennen. Die biogene Eigenschaft kann dann – wie auch im Strombereich – etwa über von unabhängiger Stelle geprüfte Zertifikate isoliert dargestellt werden. Der BHKW-Betreiber bezieht weiterhin von einem Erdgashändler gewöhnliches Erdgas und erwirbt lediglich die erforderliche Menge an Biomethanzertifikaten vom Gaseinspeiser. Problematisch ist im Zertifikatemodell allerdings noch, dass der Anlagenbetreiber sicherstellen muss, dass die für die unterschiedlichen Vergütungen und Boni des EEG erforderlichen Gas- und Anlageneigenschaften ausreichend dokumentiert werden und eine Doppelvermarktung ausgeschlossen wird. Der Einsatz von Zertifikaten sollte daher unbedingt vorab mit dem zuständigen Stromnetzbetreiber abgestimmt werden.

Durch die geplante, bei Redaktionsschluss noch nicht abgeschlossene Einrichtung eines Biomethanregisters soll der Biomethanhandel vereinfacht werden.

7.4.3 Rechtliche Rahmenbedingungen für Netzanschluss und Netznutzung

Die Gasaufbereitung und -einspeisung bereitet nicht nur besondere technische Schwierigkeiten, sondern ist auch mit einigen rechtlichen Herausforderungen verbunden. Allerdings sind die Rahmenbedingungen der Gaseinspeisung aufgrund der Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) erheblich verbessert worden. Die GasNZV und die GasNEV sind erstmals im April 2008 und dann erneut im Juli 2010 novelliert worden¹.

7.4.3.1 Vorrangiger Netzanschluss

Nach der novellierten GasNZV ist der Gasnetzbetreiber verpflichtet, Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen vorrangig an sein Gasnetz anzuschließen. Er darf den Netzanschluss und die Einspeisung nur ablehnen, wenn dies technisch nicht möglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist. Soweit das Netz in der Lage ist, die eingespeisten Gasmengen technisch-physikalisch aufzunehmen, darf der Netzbetreiber die Aufnahme auch dann nicht verweigern, wenn ihm aufgrund von bestehenden Transportverträgen Kapazitätsengpässe drohen. Der Netzbetreiber ist im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren verpflichtet, alle Maßnahmen zu ergreifen, um eine ganzjährige Einspeisung zu ermöglichen. Hierzu kann beispielsweise auch die Installation eines Verdichters gehören, um gerade in den Sommermonaten, wenn die Einspeisemenge die Menge des in dem jeweiligen Netzabschnitt ausgespeisten Gases deutlich übersteigt, einen Rücktransport des Gases in eine höhere Druckebene zu ermöglichen.

7.4.3.2 Eigentum und Kostentragung beim Netzanschluss

Auch hinsichtlich der Kostentragung beim Netzanschluss sieht die novellierte GasNZV zahlreiche Privilegierungen für den Einspeisenden vor. So sollen die Investitionskosten für den Netzanschluss einschließlich des ersten Kilometers der Verbindungsleitung zum öffentlichen Erdgasnetz nach der bei Redaktionsschluss noch nicht verkündeten Novellierung der GasNZV nur noch in Höhe von 250.000 € vom Anschlussnehmer zu tragen sein. Übersteigt

Die Novellierung vom Juli 2010 war bei Redaktionsschluss noch nicht verabschiedet und verkündet.

die Länge der Verbindungsleitung die Länge von einem Kilometer, trägt der Netzbetreiber danach bis zu einer Länge von 10 Kilometern 75 % der zusätzlichen Kosten. Der Netzanschluss wird Eigentum des Netzbetreibers. Dieser muss auch für die Wartung und die laufenden Betriebskosten voll aufkommen, wobei er nach der bei Redaktionsschluss noch nicht verkündeten Novellierung der GasNZV eine Mindestverfügbarkeit von 96 % sicherzustellen hat.

7.4.3.3 Bilanzierung des eingespeisten Biomethans

Neben der für die EEG Vergütung entscheidenden Zuordnung einer bestimmten Gasmenge zu einem bestimmten BHKW muss das eingespeiste Gas auch den Regeln der Gaswirtschaft entsprechend bilanziert und transportiert werden. Auch hier enthält die novellierte GasNZV Erleichterungen für den Gaseinspeiser. So sind nunmehr besondere Biogasbilanzkreise mit einem erhöhten Flexibilitätsrahmen von 25 Prozent und einem Bilanzierungszeitraum von 12 Monaten vorgesehen. Die Nutzung eines solchen Biogasbilanzkreises ermöglicht es zum Beispiel, das eingespeiste Biogas auch in einem wärmegeführten BHKW einzusetzen, ohne dass die Einspeisung in den Sommermonaten entsprechend der Fahrweise der BHKW gedrosselt werden muss.

7.5 Wärmenutzung und Lieferung

Wird ein Biogas-BHKW in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben, so ist zur Geltendmachung des KWK-Bonus (vgl. zu den Voraussetzungen des KWK-Bonus im Einzelnen 7.3.3.4) die Nutzung der Abwärme im Rahmen eines zulässigen Wärmenutzungskonzepts erforderlich. Zur Geltendmachung des KWK-Bonus muss bei allen Anlagen, die nach dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, eine Wärmenutzung im Sinne der Positivliste nach Nr. III der Anlage 3 zum EEG nachgewiesen werden. Dabei besteht der Anspruch auf den KWK-Bonus bei Vorliegen der übrigen Bonusvoraussetzungen grundsätzlich unabhängig davon, ob die Wärmenutzung durch Dritte oder durch den Anlagenbetreiber selbst erfolgt.

7.5.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Bei Realisierung einer Wärmenutzung im Sinne der Nr. III. 2 der Anlage 3 zum EEG (Einspeisung in ein Wärmenetz) werden derzeit Anreize zum Bau bestimmter Arten von Wärmenetzen sowohl durch das Marktanreizprogramm (siehe unter 7.1) als auch durch das KWKG gesetzt. Förderfähige Wärmenetze sind dadurch gekennzeichnet, dass sie zu einem bestimmten Anteil mit Wärme entweder aus Kraft-Wärme-Kopplung oder erneuerbaren Energien gespeist werden. Insofern wurden für die nähere Zukunft die Voraussetzungen für eine zunehmende Entstehung von EEG- und KWK-Wärmenetzen geschaffen.

Die wachsende Bedeutung von Nah- und Fernwärmenetzen wird zusätzlich dadurch verstärkt, dass Kommunen und Kommunalverbände nun gemäß § 16 EEWärmeG ausdrücklich auch zum Zwecke des Klima- und Ressourcenschutzes von den landesrechtlichen Ermächtigungen zur Begründung eines Anschluss- und Benutzungszwangs an ein Netz der öffentlichen Nah- oder Fernwärmeversorgung Gebrauch machen können. Hiermit werden bestehende Unsicherheiten im Hinblick auf die Zulässigkeit entsprechend begründeter Anschluss- und Benutzungszwänge unter den jeweiligen Gemeindeordnungen beseitigt. Durch diese Vorschrift sollen Gemeinden zum Erlass entsprechender Anschluss- und Benutzungsregelungen für öffentliche Wärmeversorgungsnetze, in denen die Endenergie anteilig aus Erneuerbaren Energien oder überwiegend aus KWK-Anlagen stammt, angeregt werden.

Weiterhin vergrößert das EEWärmeG den potentiellen Abnehmermarkt für Biogas sowie für Wärme aus der Biogasverstromung. Denn Eigentümer neuer Gebäude, für die erst nach dem 31. Dezember 2008 ein Bauantrag gestellt wird, können ihre seit dem Jahr 2009 bestehenden Nutzungspflichten nach dem EEWärmeG auch durch eine anteilige Wärmebedarfsdeckung aus Biogas-BHKW erfüllen. Sofern die Nutzungspflicht ausschließlich durch den Einsatz von Biogas erfüllt werden soll, muss der Eigentümer mindestens 30 Prozent des Wärmeenergiebedarfs über die Nutzung gasförmiger Biomasse abdecken. Beim Einsatz aufbereiteten und eingespeisten Biomethans zur Wärmeversorgung müssen dabei besondere Anforderungen nach Nr. II. 1 der Anlage zum EEWärmeG erfüllt werden. Ersatzweise gilt die Nutzungspflicht auch als erfüllt, wenn der Wärmebedarf eines Gebäudes über ein Wärmenetz gedeckt wird, welches zu einem wesentlichen Anteil aus erneuerbaren Energien - etwa aus der Abwärme eines Biogas-BHKW gespeist wird.

Abgesehen von der Begründung des KWK-Bonusanspruchs stellt die Wärmebelieferung Dritter auch im Übrigen einen zunehmend wichtigeren Wirtschaftlichkeitsaspekt für viele Projekte dar.

7.5.2 Wärmelieferung

Der Anlagenbetreiber liefert die Wärme entweder an einen Wärmenetzbetreiber oder direkt an den Wärmeverbraucher. Im letzteren Fall existieren grundsätzlich zwei Lieferkonzepte: Entweder wird das BHKW am Standort der Biogasanlage betrieben und die entstandene Wärme von dort aus über Wärmeleitungen oder ein Wärmenetz an den Wärmeverbraucher geliefert. Noch effizienter ist die Alternative, das Biogas über eine Rohgasleitung oder – nach entsprechender Aufbereitung – über das öffentliche Erdgasnetz an den Ort des Wärmebedarfs zu transportieren und dort zu verstromen. Auf diese Weise werden Wärmeverluste beim Transport vermieden.

Verkauft der Anlagenbetreiber die Wärme an einen zwischengeschalteten Wärmenetzbetreiber, so bestehen keine unmittelbaren vertraglichen Beziehungen zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Endabnehmer. Wärmenetzbetreiber und Endabnehmer schließen einen eigenständigen Wärmeliefervertrag ab. Tritt der Anlagenbetreiber hingegen selbst als Wärmelieferant auf, so schließt er direkt mit dem Wärmeabnehmer einen Wärmeliefervertrag (siehe hierzu 7.6.3). Möchte der Anlagenbetreiber die mit der Wärmelieferung verbundenen Pflichten nicht übernehmen, kann er einen Dritten damit beauftragen (sog. Contracting).

7.5.3 Wärmenetze

Die Errichtung eines Wärmenetzes bedarf im Regelfall keiner gesonderten Genehmigung. Der Wärmenetzbetreiber muss allerdings die Regelung von Nutzungsrechten für die zumeist erforderliche Verlegung von Wärmeleitungen über fremde Grundstücke bedenken. Zusätzlich zum Abschluss eines schuldrechtlichen Nutzungsvertrages jeweiligen Grundstückseigentümer, in dem insbesondere das Entgelt für die Nutzungsgestattung geregelt wird, ist hierzu eine dingliche Sicherung der Grundstücksnutzung etwa durch Eintragung einer Dienstbarkeit ins Grundbuch empfehlenswert. Nur hierdurch wird sichergestellt, dass der Wärmelieferant bei Verkauf des Grundstücks auch dem nächsten Erwerber gegenüber zur Grundstücksnutzung für die Wärmeleitung berechtigt ist. Bei Verlegung von Wärmeleitungen entlang öffentlicher Verkehrswege muss der Wärmenetzbetreiber einen Wegenutzungsvertrag mit dem zuständigen Straßenbaulastträger abschließen. Hierfür ist unter Umständen ein pauschales oder anhand der gelieferten Kilowattstunden zu bestimmendes Entgelt zu zahlen.

7.6 Ausgestaltung von Lieferverträgen

7.6.1 Rohbiogaslieferung

Zur Regelung des Verkaufs beziehungsweise der Belieferung eines Gasabnehmers mit Biogas ist ein Biogasliefervertrag zwischen Erzeuger und Abnehmer zu schließen.

Unterschiedlicher Regelungsbedarf tritt dabei zunächst abhängig davon auf, ob der Erzeuger das Gas als unbehandeltes Rohbiogas direkt aus der Biogaserzeugungsanlage oder als zur Einspeisung ins öffentliche Gasnetz aufbereitetes Biogas ("Biomethan") verkauft.

Die Belieferung mit Rohbiogas kommt vorwiegend in zwei Konstellationen in Betracht: entweder setzt der Biogasabnehmer das Rohbiogas in räumlicher Nähe zur Biogaserzeugungsanlage zur Verstromung ein und kann es daher direkt über eine Rohbiogasleitung ohne zusätzliche Nutzung des öffentlichen Gasnetzes beziehen, oder der Biogasabnehmer nimmt das Gas zur Aufbereitung für die Gasnetzeinspeisung in einer nahegelegenen Aufbereitungsanlage ab.

In beiden Fällen sind dementsprechend keine Regelungen zu einspeisespezifischen Gesichtspunkten wie etwa zu Gasbeschaffenheitsanforderungen nach der GasNZV, zu den Anspruchsvoraussetzungen für den Technologie-Bonus für die Gasaufbereitung, zur Abgeltung vermiedener Netzkosten nach der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) oder zu Nominierungsfragen erforderlich.

Jeder Rohbiogasliefervertrag ist detailliert auf die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Erfordernisse des einzelnen Projektes abzustimmen. An dieser Stelle sollen nur einige Punkte genannt werden, die neben anderen erforderlichen Themen (z. B. Haftung, Gefahrtragung, Wirtschaftlichkeitsklausel, salvatorische Klausel, Schriftform, Gerichtsstand, etc.) in jedem Fall berücksichtigt werden sollten:

- Umfang der Gaslieferung: Hier können jährliche, tägliche oder auch stündliche Bereitstellungsmengen, Mindest- und Höchstliefer- oder -abnahmemengen, wahlweise unter entsprechender Anpassung des jeweils anzusetzenden Biogaspreises, geregelt werden.
- Vergütungsregelung: Der Vertrag sollte neben der Festlegung eines konkreten Preises per Kilowatt-

stunde Biogas aufgrund der regelmäßig langfristigen Vertragslaufdauer auch eine z.B. an einen oder mehrere Indizes (Heizöl-, Substratpreis- oder Verbraucherpreisindex) gekoppelte Preisanpassungsklausel sowie ggf. auch Preisgleitklauseln im Hinblick auf die Liefermenge enthalten. Bei allen vergütungsrechtlichen Regelungen stellen – soweit die Verstromung des Biogases vorgesehen ist – die Vergütungssätze nach dem EEG einen wichtigen Anhaltspunkt dar; Anpassungsklauseln für den Fall einer Änderung der gesetzlichen Vergütungsregelungen sollten daher ebenfalls nicht fehlen.

- Eigentumsübergang: Eine präzise Bezeichnung der Übergabestelle für die vertragliche Bestimmung des Eigentumsübergangs (beispielsweise der Eingangsflansch des Übergabe-Gasspeichers) ist unerlässlich.
- EEG-Konformität des Biogases: Da der Biogasabnehmer das Biogas im Regelfall zur Verstromung einsetzen wird, sollte eine Erklärung des Biogaserzeugers zum Vorhandensein bestimmter, zur EEG-Einspeisevergütung berechtigender Eigenschaften des Biogases Bestandteil jedes Biogasliefervertrages sein. Je nach Größe der Biogasanlage und der vom Stromerzeuger erwarteten EEG-Boni können hierbei auch über die Gasbeschaffenheit hinausgehende Anforderungen (etwa die Einrichtung einer gasdichten Gärrestlagerabdeckung und zusätzlicher Gasverbrauchseinrichtungen) zu garantieren sein.
- Gasqualität: Auch unabhängig von einer Gasnetzeinspeisung können bestimmte Mindestanforderungen an die Qualität des zu liefernden Rohbiogases geregelt werden (beispielsweise Festlegung eines Mindestmethangehalts oder Grenzwerte für den Kohlenstoffdioxid- oder Schwefelwasserstoff-Gehalt).
- Betriebsunterbrechungen: Der Liefervertrag sollte Regelungen zum Umgang mit Betriebsstörungen oder Lieferbeeinträchtigungen, insbesondere im Hinblick auf die rechtzeitige Information des anderen Vertragspartners, sowie diesbezügliche Haftungsregelungen vorsehen.
- Messung: Eine Regelung über die Verantwortlichkeit, Durchführung und Kostentragung im Hinblick auf die Messung der gelieferten Biogasmenge ebenso wie zur Einhaltung der Qualitätsanforderungen ist unerlässlich; die Messeinrichtung sollte zweckmäßigerweise möglichst an dem Punkt installiert werden, an dem der Eigentumsübergang stattfindet.

7.6.2 Biomethanlieferung

Anders als bei der Lieferung von Rohbiogas stellen sich bei der Belieferung von Abnehmern mit aufbereitetem Biomethan zusätzliche, insbesondere mit der Einspeisung ins öffentliche Gasnetz zusammenhängende Fragen, die je nach Konstellation im Einzelfall einer Regelung im Biomethanliefervertrag bedürfen.

Folgende Punkte sollten jedenfalls in einem Biomethanliefervertrag geregelt werden:

- Umfang der Gaslieferung: Hier gilt das zu Rohbiogaslieferverträgen Gesagte.
- Vergütungsregelung: Unter diesem Regelungspunkt sollte sich insbesondere in den Fällen, in denen das Biomethan direkt vor oder nach der Einspeisung an den Abnehmer übergehen soll, auch eine Regelung dazu finden, wem im Verhältnis zwischen Biomethanlieferant und Abnehmer das vom Netzbetreiber nach § 20a GasNEV zu zahlende Entgelt für vermiedene Netzkosten von 0,7 ct pro Kilowattstunde eingespeisten Biogases zustehen. Dieses Entgelt ist vom Netzbetreiber an den Transportkunden zu zahlen.
- Eigentumsübergang: Als Ort des Eigentumsübergangs kommen mehrere Punkte in Betracht, so etwa der netzseitige Ausgangsflansch der Aufbereitungsanlage, ein Punkt direkt vor, in oder nach der Einspeisestation, oder auch erst ein Punkt nach der Ausspeisung am Standort des Biomethanabnehmers. Wichtig ist auch hier eine präzise Bezeichnung der Übergabestelle.
- EEG-Konformität des Biogases: Auch bei der Biomethanlieferung sind bei einer geplanten Verstromung die gesetzlichen Voraussetzungen der Förderung nach dem EEG zu erfüllen. Besondere Bedeutung haben hierbei im Hinblick auf den Technologiebonus für die Gasaufbereitung bestimmte auf die Aufbereitungsanlage bezogene Merkmale, die vom Biomethanlieferanten dem Abnehmer zuzusichern sind. Hierzu zählt im Hinblick auf die Bonushöhe insbesondere die maximale Aufbereitungskapazität der Anlage.
- Gasqualität: In Konstellationen, in denen der Eigentumsübergang an dem Biomethan spätestens am Einspeisepunkt erfolgt und somit der Biomethanabnehmer als Transportkunde auftreten wird, wird der Abnehmer regelmäßig die Einhaltung der Anforderungen an die Gasbeschaffenheit nach § 41f GasNZV sicherstellen wollen. Nach diesen Vorgaben muss der einspeisende Transportkunde die Gasbeschaffenheitsvorgaben der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 erfüllen. Andere, in den Verantwor-

tungsbereich des Netzbetreibers fallende Anforderungen wie etwa die eichrechtlichen Vorgaben des Arbeitsblattes G 685 oder die Gasodorierung, müssen hingegen weder vom Biomethanlieferanten noch von einem den Transport übernehmenden Abnehmer sichergestellt werden.

- Betriebsunterbrechungen: Auch hier gilt das zu Rohbiogaslieferverträgen Gesagte.
- Messung: Wie schon im Falle der Rohbiogaslieferung sollte jede Gasmengen- und Gasbeschaffenheitsmessung möglichst am Übergabepunkt des Gases erfolgen.

Daneben sind, sofern der Biomethanerzeuger auch den Transport des Gases über das öffentliche Gasnetz übernimmt, entsprechende Verträge zwischen diesem und den Netzbetreibern abzuschließen:

- Im Rahmen des Netzanschluss- und Einspeisevertrages mit dem Einspeisenetzbetreiber sind insbesondere Regelungen zur Kompatibilität der Gasbeschaffenheit mit den vorgenannten Vorgaben der GasNZV, sowie zur Kostentragung für Maßnahmen, die über die gesetzlich geregelte Herstellung des Netzanschlusses diese Kosten sind hälftig zu tragen hinausgehen, zu treffen. Auch sind Regelungen zum Vorgehen bei auftretenden Störungen, Einschränkungen oder Unterbrechungen der Einspeisung sowie die Erstellung einer differenzierten Ausschaltmatrix ratsam.
- Mit dem Ausspeisenetzbetreiber ist im Rahmen des Zwei-Vertrags-Modells zudem ein Ausspeisevertrag (oftmals auch einfach als Netznutzungsvertrag bezeichnet) zu schließen. Bei Belieferung einer Vielzahl von Abnehmern im selben Verteilernetzgebiet kann dieser auch als Lieferanten-Rahmenvertrag bezeichnet sein.
- Schließlich ist mit dem zuständigen Bilanzkreisnetzbetreiber ein Bilanzkreisvertrag zu schließen, der nach den besonderen Privilegierungsregeln für die Biogas-Bilanzierung nach § 41e¹ GasNZV auf einen besonderen Biogas-Bilanzkreisvertrag umzustellen ist (zu den Vorteilen des erweiterten Biogas-Bilanzausgleichs vgl. 7.4.3.3).

7.6.3 Wärmelieferung

Die Übernahme einer Wärmelieferungspflicht ist für den Biogasanlagenbetreiber mit technischen und rechtlichen Anforderungen insbesondere im Hinblick auf die Versorgungssicherheit verbunden. Je nach Ausgestaltung des Lieferverhältnisses kann es erforderlich sein, die durchgängige Wärmeversorgung und die Abdeckung der Spitzenlast durch eine zusätzliche Wärmeerzeugungseinheit, etwa eine Holzhackschnitzel-Kesselanlage, sicherzustelllen.

Wärmelieferverträge werden überwiegend für lange Zeiträume abgeschlossen und sind daher für beide Vertragspartner von erheblicher ökonomischer Bedeutung. Zur Minimierung des wirtschaftlichen Risikos der Vertragspartner dienen Preisanpassungsklauseln, die bei erheblicher Änderung der Kosten für die Wärmebereitstellung greifen. Wärmelieferverträge orientieren sich an den individuellen technischen und wirtschaftlichen Erfordernissen des einzelnen Lieferprojektes. Musterverträge können nur in seltenen Fällen ohne größere Anpassungen verwendet werden.

Werden der Wärmeliefervertrag oder einzelne Bestandteile desselben für eine unbestimmte Vielzahl von Fällen vorformuliert, so gelten automatisch die Vorgaben der AVBFernwärmeV. Diese Verordnung enthält unter anderem Haftungsregelungen, Regelungen zur Vertragslaufzeit, Messvorschriften, Zutrittsregelungen und Vorgaben zur Formulierung von Preisänderungsklauseln. Wärmelieferant und Wärmeabnehmer können im Wärmeliefervertrag jedoch Abweichungen von der AVBFernwärmeV vereinbaren, sofern dem Kunden der Vertragsabschluss alternativ auch zu den Bedingungen der AVBFernwärmeV angeboten wird.

Neben der zentralen Festlegung der zu liefernden Wärmemenge und des Wärmepreises einschließlich einer bei langjährigen Verträgen üblichen Preisanpassung sollten in einem langfristigen Wärmeliefervertrag in jedem Fall Regelungen zu folgenden Punkten enthalten sein:

- Modalitäten der Wärmelieferpflicht: Hier bietet sich aus Lieferantensicht die Regelung einer vorrangigen und vollständigen Abnahmepflicht der angebotenen Wärme bei gleichzeitigem Ausschluss der Verpflichtung, den vollständigen Wärmeleistungsbedarfs des Abnehmers zu decken, an.
- Vergütungsregelung: Die AVBFernwärmeV sieht im Interesse der Energieeinsparung als Anreiz für ein sparsames Verbrauchsverhalten grundsätzlich eine verbrauchsabhängig abzurechnende Wärmevergütung vor. Entsprechend regeln Wärmelieferverträge regelmäßig einen monatlichen Grundpreis sowie einen verbrauchsabhängigen Arbeitspreis. Weitere unter Vergütungsgesichtspunkten gegebenenfalls zu berücksichtigende Faktoren sind die Kosten für die Einrichtung eines Hausanschlusses

 ^{§ 35} GasNZV nach der bei Redaktionsschluss noch nicht verkündeten Novellierung

beim Wärmeabnehmer sowie die eventuell kundenseitig zu zahlenden Baukostenzuschüsse für die Errichtung eines Wärmenetzes.

- Eigentumsverhältnisse und Schnittstellen: In vielen Fällen ist zur dinglichen Sicherung des Eigentums des Lieferanten die Bestellung beschränkter persönlicher Dienstbarkeiten zu vereinbaren.
- EEG-konforme Wärmenutzung: Im Regelfall soll durch die Wärmebelieferung Dritter zugleich ein Anspruch auf den KWK-Bonus begründet werden. Insoweit kann im Interesse des Wärmelieferanten eine Regelung zur dauerhaften Nutzung der Wärme in einer den gesetzlichen Vorgaben zum KWK-Bonus entsprechenden Weise in dem Vertrag aufgenommen werden.
- Messung: Die gelieferte Wärmemenge sollte durch einen geeichten Wärmemengenzähler (Abrechnungszähler) an der Übergabestelle gemessen werden. Die Installation von Messeinrichtungen sowie eine verbrauchsabhängige Abrechnung sind in der AVBFernwärmeV gesetzlich vorgeschrieben.
- Haftungsregelungen: Der Vertrag sollte insbesondere Regelungen zur Haftung für Schäden des Wärmeabnehmers aus einer Unterbrechung der Wärmelieferung vorsehen.

7.6.4 Stromlieferung

Aus Sicht des Biogasanlagenbetreibers besteht kein Bedarf zum Abschluss eines Stromliefervertrages, da der Anlagenbetreiber durch das EEG bereits einen gesetzlichen Anspruch gegen den zuständigen Stromnetzbetreiber auf Abnahme des gesamten angebotenen EEG-Stroms unter Zahlung der gesetzlich garantierten EEG-Einspeisevergütung besitzt. Dies steht zwar einer vertraglichen Vereinbarung zwischen dem Anlagenbetreiber und einem Dritten über dessen Belieferung mit Strom nicht entgegen, jedoch hat der Anlagenbetreiber in diesem Fall keinen gesetzlichen Anspruch gegen den Dritten auf die regelmäßig deutlich attraktivere EEG-Einspeisevergütung.

7.7 Genehmigung von Biogasanlagen

Für die Genehmigung einer Biogasanlage muss eine Fülle von Gesetzen und Verordnungen beachtet werden. Diese rechtlichen Anforderungen umfassen Regelungen des Bauplanungs- und Bauordnungsrechts, Immissionsschutzrechts, Wasserrechts, Naturschutzrechts, Abfallrechts, Düngemittelrechts, des Hygienerechts und der Vorschriften zur Umweltver-

träglichkeitsprüfung. Außerdem können tierseuchenrechtliche Bestimmungen eine Rolle spielen, wenn tierische Nebenprodukte in der Anlage verwendet werden.

Die Vielzahl der für das Genehmigungsverfahren zu beachtenden Gesetze macht deutlich, dass die Hinzuziehung von Experten im Rahmen der Genehmigungsbeantragung ratsam ist. Da die Genehmigungspraxis in den einzelnen Bundesländern unterschiedlich ist, sollte sich der Anlagenbetreiber frühzeitig mit den für die Genehmigung vor Ort zuständigen Behörden in Verbindung zu setzen.

Im Folgenden wird zunächst der Ablauf des Genehmigungsverfahrens dargestellt, bevor im Anschluss daran die für die Genehmigung geltenden materiellrechtlichen Vorgaben des nationalen Rechts vorgestellt werden. Aufgrund der Vielzahl der potentiell einschlägigen Vorschriften kann das folgende Kapitel nur einen Überblick bieten.

7.7.1 Genehmigungsverfahren

Bei der Genehmigung von Biogasanlagen kommen zwei Verfahren zur Anwendung: das baurechtliche Genehmigungsverfahren oder das aufwendigere Verfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG).

Während im Rahmen des baurechtlichen Verfahrens lediglich baurechtliche Zulassungsvoraussetzungen geprüft werden, schließt die immissionsschutzrechtliche Genehmigung gemäß § 13 BImSchG alle anderen hinsichtlich der Anlage erforderlichen öffentlichrechtlichen Genehmigungen – ausgenommen wasserrechtliche Genehmigungen – mit ein. Bei Durchführung eines baurechtlichen Verfahrens müssen hingegen gegebenenfalls weitere Genehmigungen wie z. B. eine naturschutzrechtliche, wasserrechtliche oder hygienerechtliche Genehmigung gesondert beantragt werden. Das Baugenehmigungsverfahren richtet sich nach den Bauordnungen der Länder.

Das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren wird je nach Anlagentyp entweder im normalen ("förmlichen") oder im kürzeren vereinfachten Verfahren von der nach Landesrecht zuständigen Behörde – im Regelfall dem zuständigen Landesumweltamt – durchgeführt. Während das vereinfachte Verfahren regelmäßig nach drei Monaten abzuschließen ist, stehen der Behörde im förmlichen Verfahren 7 Monate zur Verfügung. Beide Verfahren können um jeweils drei Monate verlängert werden. Der zeitliche Unterschied zwischen den beiden Verfahrensarten liegt im Wegfall der Öffentlichkeitsbeteiligung im Rahmen des vereinfachten Verfahrens



begründet. Die öffentliche Bekanntgabe des Vorhabens mit anschließender Auslegung der Unterlagen zur Einsichtnahme und die mögliche Durchführung eines Erörterungstermins zur Klärung rechtzeitig erhobener Einwendungen finden nur im förmlichen Verfahren statt. Das förmliche Verfahren findet stets Anwendung, wenn für die Biogasanlage eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) vorgeschrieben ist. Weiter findet das förmliche Verfahren Anwendung, wenn bestimmte Grenzwerte beim Einsatz von Abfällen überschritten werden.

Zentrales Element des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens und zugleich hauptursächlich für die lange Verfahrensdauer sind die hohen Anforderungen an die Antragstellung. Die 3-beziehungsweise 7-Monats-Frist beginnt erst mit vollständiger und korrekter Einreichung aller Antragsunterlagen bei der Behörde zu laufen. Aus diesem Grund ist Antragstellern zu raten, möglichst frühzeitig mit einem auf Genehmigungsverfahren spezialisierten Berater sowie mit der verantwortlichen Genehmigungsbehörde in Kontakt zu treten.

7.7.1.1 Anwendbares Genehmigungsverfahren

Ob eine Biogasanlage das immissionsschutzrechtliche oder lediglich das baurechtliche Genehmigungsverfahren durchlaufen muss, bestimmt sich nach der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (4. BImSchV). Entscheidend für die genehmigungsrechtliche Einordnung von Biogasanlagen sind Art und Menge der eingesetzten Stoffe sowie die Feuerungswärmeleistung der dazugehörigen Verbrennungsmotoren- oder Gasturbinenanlagen (siehe Übersicht).

Die Errichtung einzelner BHKW mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 1 MW, die von der Biogasanlage räumlich getrennt sind, bedarf in einigen Bundesländern keiner Genehmigung.

Biogasanlagen bedürfen einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, wenn einer der nachfolgenden Punkte erfüllt ist (Aufzählung nicht abschließend):

- Feuerungswärmeleistung des BHKW oder der Gasturbine von 1 MW oder mehr (Ziffern 1.4 a) bb)
 Spalte 2 und 1.5 a) bb) Spalte 2 des Anhangs zur 4. BImSchV),
- Zusammenhang mit einer immissionsschutzrechtlichen genehmigungspflichtigen Tierhaltungsanlage (Ziffer 7.1 des Anhangs zur 4. BImSchV),

- Einsatz gefährlicher Abfälle mit einer Durchsatzleistung von mehr als 1 Tonne je Tag (Ziffer 8.6 b),
 Spalte 2 des Anhangs zur 4. BImSchV),
- Lagerung von gefährlichen Abfällen von mehr als 1 Tonne je Tag (Ziffer 8.12 des Anhangs zur 4. BImSchV),
- Einsatz nicht gefährlicher Abfälle mit einer Durchsatzleistung von 10 Tonnen oder mehr (Ziffer 8.6 b), Spalte 2 des Anhangs zur 4. BImSchV),
- Lagerung von nicht gefährlichen Abfällen von mehr als 10 Tonnen je Tag oder mehr bzw. 100 Tonnen oder mehr Gesamtlagerkapazität (Ziffer 8.12 b), Spalte 2 des Anhangs zur 4. BImSchV) oder
- Speicherung von Biogas in Behältern mit einem Fassungsvermögen von 3 Tonnen oder mehr oder Gesamtspeichermenge von mehr als 30 Tonnen (Ziffer 9.1 a), Spalte 2 des Anhangs zur 4. BImSchV),
- Güllelager mit einem Fassungsvermögen von 6.500 m³ oder mehr (Ziffer 9.36 des Anhangs zur 4. BImSchV).

Unterhalb dieser Schwellenwerte ist eine Baugenehmigung erforderlich.

Als Gülle im Sinne der Ziffer 9.36 des Anhangs zur 4. BImSchV ist auch das nach dem Gärprozess anfallende Gärsubstrat zu behandeln. Bei der Frage, ob ein Güllelager ein Fassungsvermögen von mehr oder weniger als 6.500 m³ aufweist, sind die Fassungsvermögen der Lager für das Gärsubstrat und für die Rohgülle zu addieren. Das Fassungsvermögen von Fermentern, in denen der Gärprozess stattfindet, wird hingegen nicht mitgerechnet, da der Fermenter vorrangig der biologischen Behandlung und nicht der Lagerung dient. Ob ein Nachgärbehälter als Lagerbehälter oder als Reaktionsbehälter angesehen wird, ist eine Einzelfallentscheidung. Entscheidendes Kriterium dabei ist der Hauptzweck des Behälters, d.h. ob dieser vorwiegend zur Erzeugung von Biogas oder zur Lagerung dient.

7.7.1.2 Genehmigungsbeispiele

Die unter 8.1 genannten Modellanlagen (vgl. Tabelle 8.1) müssen teilweise das Baugenehmigungsverfahren und teilweise das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren durchlaufen. Hierbei ist in erster Linie die Feuerungswärmeleistung der Verstromungseinheit entscheidend. Anlagen mit weniger als 1 MW Feuerungswärmeleistung bedürfen in der Regel einer Baugenehmigung. Ab 1 MW ist hingegen eine BImSchG-Genehmigung erforderlich.

Bei der Bewertung der Modellanlagen wird vorliegend von einem elektrischen Wirkungsgrad von 35 Prozent ausgegangen, so dass entsprechend ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von 350 kW die immissionsschutzrechtlich relevante Schwelle von 1 MW Feuerungswärmeleistung aufweist.

- Die Modellanlage I (75 kW_{el}; Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen und mindestens 30 Prozent Gülle) bedarf im Regelfall lediglich einer Baugenehmigung, weil die Anlage nur eine geringe Feuerungswärmeleistung aufweist.
- Auch Modellanlage II (150 kW_{el}; Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen und mindestens 30 Prozent Gülle) bedarf in der Regel lediglich einer Baugenehmigung, da auch hier nur eine geringe Feuerungswärmeleistung gegeben ist.

Die entwickelten Modellanlagen

- III (350 kW_{el}; Einsatz von 30 Prozent Gülle und 70 Prozent NawaRo),
- IV (350 kW_{el}; Vergärung von 100 % nachwachsenden Rohstoffen; Separierung und Rückführung von Rezirkulat),
- V (350 kW_{el}; Vergärung von Gülle und pflanzlichen Nebenprodukten gemäß Anlage 2 EEG),
- VI (500 kW_{el}; Vergärung von 100 % nachwachsenden Rohstoffen; Separierung und Rückführung von Rezirkulat),
- IX (500 kW_{el}; Feststoffvergärung im Garagenverfahren; Einsatz von Festmist und nachwachsenden Rohstoffen)

bedürfen jeweils einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nach dem einfachen Verfahren, da ihre Feuerungswärmeleistung bei Zugrundelegung eines elektrischen Wirkungsgrads von 35 % 1,0 MW oder 1,43 MW beträgt und damit über die Grenze von 1 MW hinausgeht.

Die Modellanlagen

- VII (500 kW_{el}; Vergärung von Gülle und Bioabfällen),
- VIII (1.000 kW_{el}; Vergärung von 100 % nachwachsenden Rohstoffen; Separierung und Rückführung von Rezirkulat)

bedürfen ebenfalls einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nach dem einfachen Verfahren, da ihre Feuerungswärmeleistung über die Grenze von 1 MW hinausgeht und außerdem das Fassungsvermögen des Gärrestlagers 6.500 m³ übersteigt.

Die Modellanlage X (Vergärung von 100 % nachwachsenden Rohstoffen; Gasaufbereitung und Einspeisung anstelle von BHKW; Durchsatz von 500 m³ Rohgas pro Stunde) bedarf aufgrund des großen Gärrestlagers ebenfalls einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung. Auf die Feuerungswärmeleis-

tung kommt es hier hingegen nicht an. Hintergrund ist, dass die Feuerungswärmeleistung nur im Zusammenhang mit einer Verbrennungseinheit von Bedeutung ist. Im Fall der Gaseinspeisung sind die über das öffentliche Erdgasnetz belieferten BHKW jedoch nicht Bestandteil der Biogasanlage. Im Regelfall bedürfen Biogasanlagen mit Gaseinspeisung daher lediglich einer baurechtlichen Genehmigung. Eine Genehmigungspflicht nach dem BImSchG kommt insbesondere – wie in Modellanlage X – im Hinblick auf das Güllelager und auf die Gasspeicherung in Betracht.

7.7.2 Gesetzliche Anforderungen an eine Biogasanlage

Die wesentlichen genehmigungsrechtlichen Anforderungen an eine Biogasanlage entstammen dem Baurecht (Bauplanungs- und Bauordnungsrecht), Immissionsschutzrecht, Wasserrecht, Naturschutzrecht, Abfallrecht, Düngemittelrecht und Hygienerecht. Diese Regelungen werden im Folgenden kurz erläutert, wobei auf das Wasser- und das Naturschutzrecht nicht näher eingegangen wird.

7.7.2.1 Baurecht

Im Baurecht wird zwischen dem Bauplanungs- und dem Bauordnungsrecht unterschieden. Während das Bauplanungsrecht unter anderem die Frage regelt, ob eine Biogasanlage überhaupt an dem vorgesehenen Standort errichtet werden darf, trifft das Bauordnungsrecht Vorgaben zur Beschaffenheit der Anlage.

Bauplanungsrecht

Die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit des Standorts von Biogasanlagen richtet sich nach §§ 29 ff. Baugesetzbuch (BauGB). Je nachdem, ob die Genehmigung eines baulichen Vorhabens im Geltungsbereich eines Bebauungsplanes, im unbeplanten Innenbereich oder im Außenbereich angestrebt wird, gelten verschiedene Regelungen und Zulässigkeitsanforderungen.

Befindet sich der geplante Anlagenstandort im Geltungsbereich eines **qualifizierten Bebauungsplanes**, so ist für die Zulässigkeit einer Biogasanlage erforderlich, dass das Vorhaben nicht im Widerspruch zu den jeweiligen Festsetzungen des Bebauungsplans steht und dass die Erschließung gesichert ist. Die Errichtung einer Biogasanlage kommt in diesem Fall – vorbehaltlich besonderer Regelungen im Bebauungsplan – grundsätzlich in Gewerbegebieten, Industriegebieten, Kern-, Misch- oder Dorfgebieten in Betracht.



Soll die Anlage dagegen im unbeplanten Innenbereich – also innerhalb von im Zusammenhang bebauten Ortsteilen, für die kein Bebauungsplan aufgestellt wurde – errichtet werden, so ist dieses Vorhaben zulässig, wenn sich die Anlage nach ihrer Größe und Gesamterscheinung in die Eigenart der näheren Umgebung einfügt und die Erschließung gesichert ist. In reinen Wohngebieten ist eine Biogasanlage dementsprechend im Regelfall unzulässig.

Der praktisch häufigste Fall für die Realisierung von Biogasanlagen ist die Wahl eines Standortes nahe einem landwirtschaftlichen Betrieb im Außenbereich. Im bauplanungsrechtlichen Außenbereich sind Bauvorhaben insbesondere dann zulässig, wenn es sich hierbei um sog. privilegierte Vorhaben handelt. Nachdem eine Privilegierung von Biogasanlagen früher nur eingeschränkt möglich war, wurde mittlerweile eine eigenständige baurechtliche Privilegierung von Biogasanlagen im Außenbereich geschaffen. Nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB ist eine Biogasanlage im Außenbereich zulässig, wenn das Vorhaben der energetischen Nutzung von Biomasse im Rahmen eines schon bestehenden land- oder forstwirtschaftlichen, gartenbaulichen oder tierhaltenden Betriebes sowie dem Anschluss der Biogasanlage an das öffentliche Versorgungsnetz dient. Die privilegierte Zulässigkeit im Außenbereich wird dabei jedoch nur gewährt, wenn

- das Vorhaben in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit dem bestehenden Betrieb steht,
- die eingesetzte Biomasse überwiegend also zu mehr als 50 Prozent – aus diesem Betrieb selbst oder überwiegend aus diesem und vergleichbaren nahe gelegenen Betrieben stammt, um ökologisch und volkswirtschaftlich unerwünschte lange Transportwege der Einsatzstoffe zu vermeiden,
- je Hofstelle oder Betriebsstandort nur eine Biogasanlage betrieben wird und
- die installierte elektrische Leistung der Biogasanlage 0,5 MW nicht überschreitet.

Das Bundesverwaltungsgericht hat in einer Entscheidung vom Februar 2009 klargestellt, dass dieser Privilegierungstatbestand auch erfüllt ist, wenn ein landwirtschaftlicher Betrieb, in dessen Rahmen die Biogasanlage betrieben wird, ausschließlich Biomasse zur energetischen Verwendung produziert. Eine untergeordnete Bedeutung der Biogasanlage gegenüber einem "klassischen", d. h. auf nicht energiebezogene Bewirtschaftung ausgerichteten Landwirtschaftsbetrieb sei nicht erforderlich. Zugleich stellte das Gericht klar, dass der Antragsteller für eine privilegierte Errichtung im Außenbereich die vorgenannten Tatbe-

standsmerkmale – insbesondere die "überwiegende" Herkunft der eingesetzten Biomasse von eigenen Betriebsflächen oder Betriebsflächen nahe gelegener Kooperationspartner sowie eine zumindest mittelfristige Sicherung des Bezugs – hinreichend nachweisen muss. "Nahe gelegen" seien dabei im Regelfall Betriebsflächen, die nicht weiter als 15 bis 20 km von der Biogasanlage entfernt sind.

Die Vorgabe, dass die installierte elektrische Leistung der Biogasanlage 0,5 MW nicht überschreiten darf, wirft in manchen Fallkonstellationen Schwierigkeiten auf. Biogasanlagen, bei denen das Gas nicht Vor-Ort verstromt sondern in das Erdgasnetz eingespeist oder über eine Mikrogasleitung zu einem räumlich entfernten BHKW transportiert wird, weisen gar keine elektrische Leistung auf. Die mit der Grenze von 0,5 MW bezweckte Größenbeschränkung würde dann leerlaufen. Die meisten Bundesländer haben daher in (verwaltungsinternen und daher gegenüber dem Anlagenbetreiber nicht unmittelbar rechtsverbindlichen) Erlassen festgelegt, dass in diesem Fall eine Umrechnung der 0,5-MW-Grenze auf die Feuerungswärmeleistung oder die jährliche Gasproduktion vorzunehmen ist. Privilegiert sind dann nur Biogasanlagen, deren (Eingangs-)Feuerungswärmeleistung maximal 1,5 MW und deren Jahresgasproduktion maximal 2,3 Mio. Normkubikmeter Rohbiogas beträgt. Diese Umrechnung mag zwar Sinn und Zweck der Regelung entsprechen, findet im Wortlaut des § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB allerdings keine Stütze. Eine verwaltungsgerichtliche Entscheidung über die Zulässigkeit einer solchen Umrechnung stand bei Redaktionsschluss noch aus.

Biogasanlagen, die die genannten Privilegierungsmerkmale nicht aufweisen, sind im Außenbereich weiterhin nur unter den schon bislang bestehenden übrigen Privilegierungstatbeständen oder andernfalls im Einzelfall zulässig, wenn durch sie die öffentlichen Belange nicht beeinträchtigt werden und die Erschließung gesichert ist.

Für eine Baugenehmigung im Außenbereich ist zudem eine Verpflichtungserklärung des Anlagenerrichters zum Rückbau der Anlage nach dauerhafter Nutzungsaufgabe erforderlich. Die Behörde lässt sich diese Rückbauverpflichtung im Regelfall durch Eintragung einer Baulast oder durch selbstschuldnerische Bankbürgschaft sicherstellen.

Für Biogasanlagen, die nicht unter die Privilegierungsvoraussetzungen fallen, kommt alternativ die Aufstellung eines vorhabenbezogenen Bebauungsplans in Betracht. Auf diesem Weg kann die Gemeinde die Zulässigkeit des Bauvorhabens unter

der Bedingung bestimmen, dass der Bauherr in planerischer Abstimmung mit der Gemeinde und unter Tragung der Planungs- und Erschließungskosten innerhalb einer Frist auf Grundlage eines Durchführungsvertrages mit der Gemeinde das Bauvorhaben einschließlich gegebenenfalls erforderlicher Erschließungsmaßnahmen selbst realisiert.

Bauordnungsrecht

Das Bauordnungsrecht regelt das "Wie" der Bauausführung. Es enthält Regelungen etwa zu notwendigen Zufahrtswegen, Abstandsflächen der Biogasanlage zu Nachbargrundstücken, Brandschutzvorkehrungen oder Fluchtwegen. Auf Grundlage des Bauordnungsrechts hat die zuständige Bauaufsicht die Betriebssicherheit potentiell gefährlicher Anlagen wie Feuerstätten, Gasbehältnissen, Rohrleitungen oder ähnlichen Vorrichtungen zum Umgang mit brennbaren Gasen oder anderen gefährlichen Stoffen sicherzustellen. Einzelheiten sind in den Bauordnungen der Länder geregelt und können hier nicht im Detail dargestellt werden.

Gegen unverhältnismäßige – also insbesondere nicht erforderliche oder insgesamt unangemessene – Auflagen der Genehmigungsbehörde kann sich der Anlagenbetreiber mithilfe eines Widerspruchs und/oder einer verwaltungsgerichtlichen Klage zur Wehr setzen.

7.7.2.2 Immissionsschutzrecht

Ziel des Immissionsschutzrechtes ist der vorbeugende Schutz von Mensch und Umwelt gegenüber schädlichen Umwelteinwirkungen ("Immissionen") durch die Errichtung und den Betrieb genehmigungsbedürftiger Anlagen. Genehmigungsbedürftige Biogasanlagen dürfen daher keine schädlichen Umwelteinwirkungen und sonstigen Gefahren, keine erheblichen Belästigungen und Nachteile für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft hervorrufen. Immissionen, die durch Bau und Betrieb einer Biogasanlage verursacht werden können, sind insbesondere Lärm, Luftverschmutzung und Geruch.

Anlagenbetreiber haben dem Stand der Technik entsprechende Vorsorgemaßnahmen gegen die Entstehung solcher Einwirkungen und Gefahren zu treffen. Hinsichtlich der Begrenzung von Luftverunreinigungen etwa durch Kohlenmonoxid oder Formaldehyd (vgl. hierzu auch unter 7.3.3.3) enthält die auf Grundlage des BImSchG erlassene Technische Anleitung (TA) Luft konkrete Richtwerte. In Bezug auf das Auftreten von Geräuschemissionen – durch Anlagenmotoren,

aber auch durch betriebsbedingten Fahrzeugverkehr – sind die Vorgaben der TA Lärm zu beachten. Geruchsimmissionen insbesondere durch den Vergärungsprozess dürfen die Grenzwerte der Geruchsimmissions-Richtlinie GIRL nicht überschreiten. Betrieblich verursachte Gerüche sind hiernach im Regelfall als erheblich belästigend einzustufen, wenn sie in 10-15 Prozent der Stunden eines Jahres auftreten.

Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität, die getrennt von der Biogaserzeugungsanlage errichtet werden, können ebenso wie externe Gasspeicher im Hinblick auf ihre Gaslagerungsfunktion der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht unterfallen. Nach der 4. BImSchV sind Anlagen zur Lagerung brennbarer Gase in Behältern mit einem Anlagenfassungsvermögen von 3 Tonnen genehmigungsbedürftig. Ausgenommen hiervon sind (Erd-)Gasröhrenspeicher.

Biogasanlagen, die keiner immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen, sind so zu errichten und zu betreiben, dass schädliche Umwelteinwirkungen – sofern nach dem Stand der Technik vermeidbar – vermieden, andernfalls auf ein Mindestmaß beschränkt und anfallende Abfälle ordnungsgemäß beseitigt werden können.

7.7.2.3 Stoffbezogene Anforderungen an Biogasanlagen

Zulässigkeit von Einsatzstoffen

Abhängig von den in der Anlage einzusetzenden Substraten muss der Anlagenbetreiber die Vorgaben der EU-HygieneV oder der Bioabfallverordnung (Bio-AbfV) einhalten.

Während die EU-HygieneV zu beachten ist, wenn in der Biomasseanlage tierische Nebenprodukte einschließlich Wirtschaftsdünger tierischen Ursprungs eingesetzt werden, ist bei der Vergärung von Bioabfällen pflanzlicher Herkunft – ohne tierische Nebenprodukte – einschließlich biogener Küchenund Speiseabfälle sowie der sogenannten Biotonnen-Inhalte die BioAbfV zu beachten.

Die tierseuchen- und hygienerechtlichen Vorschriften der EU-HygieneV unterscheiden zwischen Material der Kategorien 1, 2 und 3 und legen verschiedene Zulassungsbedingungen für eine Biogasanlage fest:

- Abstandsregelungen zwischen substratverarbeitenden und tierhaltenden Anlagenteilen,
- Eine unumgehbare Hygienisierungseinrichtung zur Pasteurisierung / Entseuchung; werden vorab auf 133 °C erhitzte ("Verarbeitungsmethode 1") tieri-

- sche Nebenprodukte oder an anderer Stelle hygienisiertes Kategorie-3-Material verarbeitet, kann auf die Hygienisierung verzichtet werden,
- Geräte zur Überwachung und Aufzeichnung der Temperaturentwicklung während der Hygienisierung,
- Ein Sicherheitssystem zur Vermeidung einer unzureichenden Erhitzung,
- Geeignete Einrichtungen zur Reinigung und Desinfektion von Fahrzeugen und Behältern beim Verlassen der Biogasanlage,
- Höchstteilchengröße, Mindesttemperatur (70 °C) und Mindestverweilzeit (60 Minuten) bei der Hygienisierung,
- Aussetzung der Zulassung bei Nichteinhaltung der Zulassungsvoraussetzungen.

Neben der EU-HygieneV hat der Betreiber einer Biogasanlage, in der tierische Nebenprodukte eingesetzt werden, zudem die Vorgaben des Tierischen Nebenprodukte-Beseitigungsgesetzes (TierNebG) und der Tierischen Nebenprodukte-Beseitigungsverordnung – hier insbesondere §§ 12 ff. TierNebV – zu beachten.

Die Anforderungen der BioAbfV sind von Biogasanlagen zu erfüllen, in denen Bioabfälle vergoren werden. Eingesetzt werden dürfen alle in Anhang 1 der BioAbfV aufgeführten Stoffe. Andere als die dort gelisteten Stoffe können in Einzelfällen gemäß § 6 Abs. 2 BioAbfV durch die Genehmigungsbehörde im Einvernehmen mit der zuständigen landwirtschaftlichen Fachbehörde zugelassen werden.

Vor einer Aufbringung oder der Herstellung von Gemischen sind eingesetzte Bioabfälle nach der Bio-AbfV einer Behandlung zuzuführen, durch die die seuchen- und phytohygienische Unbedenklichkeit gewährleistet wird. Hieraus ergeben sich nach Ziffer 2.1 des Anhangs 2 zur BioAbfV folgende Anforderungen:

- Die Biogasanlage muss in einer thermophilen Betriebsweise gefahren werden, in der eine Mindesttemperatur von 55 °C über einen zusammenhängenden Zeitraum von 24 Stunden sowie eine hydraulische Verweilzeit im Reaktor von mindestens 20 Tagen erreicht wird.
- Bei niedrigeren Betriebstemperaturen oder kürzerer Einwirkungszeit ist entweder eine thermische Vorbehandlung der Substrate bei 70° Celsius über 1 Stunde, oder
- eine thermische Nachbehandlung der Produkte unter Erhitzung auf 70 °C über 1 Stunde, oder
- eine Kompostierung der separierten Gärrückstände erforderlich.

Um den Erfolg der Hygienisierungsbehandlung sicherzustellen, schreibt die BioAbfV direkte und indirekte Prozessprüfungen sowie eine abschließende Endproduktkontrolle des Gärrestes auf seine hygienische Unbedenklichkeit vor. Produkte, die nicht alle Prüfungen bestanden haben, sind einer erneuten keimabtötenden Behandlung zu unterziehen.

Werden in einer Biogasanlage sowohl Bioabfälle als auch tierische Nebenprodukte eingesetzt, müssen die für beide Einsatzstoffgruppen geltenden Vorschriften gleichzeitig beachtet werden. Sofern parallele Regelungen existieren, ist die jeweils strengere Vorschrift maßgeblich. Werden nur nachwachsende Rohstoffe aus der Landwirtschaft vergoren, so ist für die Verwertung der Gärrückstände lediglich das Düngerecht zu beachten.

Anforderungen an Gärrückstände

Sofern der Biogasanlagenbetreiber plant, die zurückbleibenden Gärrückstände anschließend zur Ausbringung auf landwirtschaftlich oder vergleichbar genutzten Böden zu verwerten, darf er nur solche Stoffe einsetzen, die sich nach der Verwendung in der Biogasanlage für einen landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gärtnerischen Einsatz eignen. Als Einsatzstoffe kommen insoweit Substrate in Frage, die nach der Düngemittelverordnung (DüMV) als Ausgangsstoffe für Düngemittel zugelassen sind, wie beispielsweise nachwachsende Rohstoffe, Wirtschaftsdünger (z. B. Gülle), zugelassene tierische Nebenprodukte sowie Bioabfälle, die grundsätzlich für die Verwertung auf Flächen geeignet und in Anhang 1 der BioAbfV genannt sind sowie keine tierischen Nebenprodukte darstellen. Die Anforderungen der DüMV sind in Kapitel 10.3.5 im Einzelnen dargestellt.

Ausbringen von Gärrückständen

Das Ausbringen von Gärrückständen hat sich hauptsächlich an den Vorgaben der Düngeverordnung (DüV) zur guten fachlichen Praxis beim Düngen zu orientieren. Einschränkende Sonderbestimmungen enthält die DüV im Hinblick auf die Ausbringung von Wirtschaftsdüngern tierischen Ursprungs (z. B. Gülle, Jauche, oder Geflügelkot) und von Sekundärrohstoffdüngern: diese dürfen bestimmte Stickstoffhöchstmengen nicht überschreiten, auch dürfen stark stickstoffhaltige Düngemittel auf Ackerland vom 1. November bis 31. Januar sowie auf Grünland vom 15. November bis 31. Januar überhaupt nicht aufgebracht werden.

Wurden im Rahmen der Biogaserzeugung tierische Nebenprodukte eingesetzt, muss die Ausbrin-

gung der Rückstände den Anforderungen der EG-HygieneV – hier insbesondere den Einschränkungen in Bezug auf die Verwendung gemäß Art. 22 sowie den Anhängen V und VI, der Durchführungsverordnung 181/2006/EG, des TierNebG und der TierNebV – hier insbesondere § 23 TierNebV – genügen. Plant der Anlagenbetreiber den Verkauf der Gärrückstände als Düngemittel, müssen diese einen nach der Düngemittelverordnung zugelassenen Düngemitteltyp darstellen.

Bei der Ausbringung von der BioAbfV unterfallenden Gärresten sind die Schadstoff-Grenzwerte der BioAbfV – insbesondere die dort genannten Schwermetall-Grenzwerte – sowie die ebenfalls dort geregelten Höchstausbringmengen – im Regelfall nicht mehr als 20 Tonnen Bioabfälle (Trockenmasse) je Hektar innerhalb von drei Jahren – einzuhalten.

7.8 Weitergehende Literaturempfehlungen

- Altrock, M.; Oschmann, V.; Theobald, C. (Hrsg.): EEG, Kommentar, 2. Aufl., München, 2008
- Battis, U.; Krautzberger, M.; Löhr, R.-P.: Baugesetzbuch, 11. Aufl., München, 2009
- Frenz, W.; Müggenborg, H.-J. (Hrsg.): EEG, Kommentar, Berlin, 2009
- Loibl, H.; Maslaton, M.; v. Bredow, H. (Hrsg.): Biogasanlagen im EEG, Berlin, 2009 (2. Auflage im Erscheinen)
- Reshöft, J. (Hrsg.): EEG, Kommentar, 3. Aufl., Baden-Baden, 2009
- Salje, P.: EEG Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, 5. Aufl., Köln / München, 2009
- Jarass, H. D.: Bundesimmissionsschutzgesetz, 8. Aufl., München, 2009
- Landmann/Rohmer: Umweltrecht, Band I / II, München, 2009

7.9 Quellenverzeichnis

- AGFW Arbeitsblatt FW 308 (Zertifizierung von KWK-Anlagen Ermittlung des KWK-Stromes -)
- AVBFernwärmeV Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme vom 20. Juni 1980 (BGBl. I S. 742), die zuletzt durch Artikel 20 des Gesetzes vom 9. Dezember 2004 (BGBl. I S. 3214) geändert worden ist
- BauGB Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 2004 (BGBl. I S. 2414), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585) geändert worden ist
- BauNVO Baunutzungsverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 1990 (BGBl. I S. 132), geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. April 1993 (BGBl. I S. 466)
- BImSchG Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. September 2002 (BGBl. I S. 3830), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 11. August 2009 (BGBl. I S. 2723) geändert worden ist
- BImSchV Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. März 1997 (BGBl. I S. 504), die zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 11. August 2009 (BGBl. I S. 2723) geändert worden ist
- BioAbfV Bioabfallverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. September 1998 (BGBl. I S. 2955), zuletzt geändert durch Artikel 5 der Verordnung vom 20. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2298)
- BiomasseV Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), die durch die Verordnung vom 9. August 2005 (BGBl. I S. 2419) geändert worden ist
- EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 22. Dezember 2009 (BGBl. I S. 3950) geändert worden ist
- EEWärmeG Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das durch Artikel 3 des Gesetzes vom 15. Juli 2009 (BGBl. I S. 1804) geändert worden ist
- DüV Düngeverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 27. Februar 2007 (BGBl. I S. 221), die zuletzt durch Artikel 18 des Gesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585) geändert worden ist
- DüMV Düngemittelverordnung vom 16. Dezember 2008 (BGBl. I S. 2524), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 14. Dezember 2009 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist
- GasNEV Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 2 Abs. 4 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) geändert worden ist
- GasNZV Gasnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2210), die zuletzt durch Artikel 2 Abs. 3 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) geändert worden ist

- KrW-/AbfG Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz vom 27. September 1994 (BGBl. I S. 2705), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 11. August 2009 (BGBl. I S. 2723) geändert worden ist
- KWKG 2002 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) geändert worden ist
- TA Lärm Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBl. 1998, S. 503)
- TA Luft Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft vom 24. Juli 2002 (GMBl. 2002, S. 511)
- TierNebG Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsgesetz vom 25. Januar 2004 (BGBl. I S. 82), das zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 7. Mai 2009 (BGBl. I S. 1044) geändert worden ist
- TierNebV Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsverordnung vom 27. Juli 2006 (BGBl. I S. 1735), die zuletzt durch Artikel 19 des Gesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585) geändert worden ist

- UVPG Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 25. Juni 2005 (BGBl. I S. 1757, 2797), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 11. August 2009 (BGBl. I S. 2723) geändert worden ist
- VO 1774/2002/EG Verordnung 1774/2002/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte (ABl. L 273 S. 1), zuletzt geändert durch Verordnung 1432/2007/EG vom 05. Dezember 2007 (ABl. L 320 S. 13)
- VO 181/2006/EG Verordnung 181/2006/EG der Kommission vom 1. Februar 2006 zur Durchführung der Verordnung 1774/2002/EG hinsichtlich anderer organischer Düngemittel und Bodenverbesserungsmittel als Gülle sowie zur Änderung der genannten Verordnung (ABI. L 29 S. 31)



Ökonomie



Der maßgebende Aspekt bei der Entscheidung zum Bau einer Biogasanlage ist die Frage, ob die eingesetzten Faktoren Kapital und Arbeit ausreichend entlohnt werden können. Mit anderen Worten: Kann die geplante Anlage wirtschaftlich betrieben werden?

Um eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen zu erleichtern, wird diese im Folgenden anhand von Modellanlagen dargestellt.

8.1 Darstellung der Modellanlagen – Annahmen und Kenndaten

Bei der Dimensionierung der Anlagen und der Auswahl der Substrate wurden die Vergütungsbedingungen sowie die Restriktionen des Substrateinsatzes gemäß EEG 2009 berücksichtigt. Als Inbetriebnahmejahr wurde 2011 angenommen.

8.1.1 Anlagenleistung

Die Anlagenleistung hat sich in den letzten Jahren sukzessive erhöht. Mit der Verankerung "Gülle-Bonus" im EEG 2009 [8-1] werden aber auch wieder vermehrt kleinere Anlagen im Leistungsbereich um 150 kW_{el} gebaut. Um das Spektrum der in der Praxis gebauten Anlagen wiederzugeben, wurden neun Modellanlagen von 75 kW bis 1 MW elektrischer Leistung sowie eine Anlage mit Biogasaufbereitung generiert (vgl. Tabelle 8.1). Bei der Auswahl der Anlagengrößen wurden sowohl die vergütungsrechtliche Situation mit den EEG-Leistungsschwellen 150 und 500 kWel als auch die genehmigungsrechtlichen Schwellen des Bundes-Immissions-Schutzgesetzes beachtet (die maximal zulässige Feuerungsleistung nach BImSchG führt dazu, dass häufig Anlagen mit 350 kW elektrischer Leistung errichtet werden). Darüber hinaus wird an einer Anlage gezeigt, welche Kosten bei der Erzeugung von Gas zur Einspeisung in das Erdgasnetz entstehen.

8.1.2 Substrate

Als Substrate werden in der Landwirtschaft gängige und für den Einsatz in der Biogasanlage geeignete Stoffe ausgewählt. Hierzu zählen die originär aus der Landwirtschaft stammenden Wirtschaftsdünger und Silagen sowie Nebenprodukte aus der Weiterverarbeitung pflanzlicher Rohstoffe. Als weitere Stoffgruppe wurden organische Abfälle berücksichtigt. Während beim Einsatz von Nebenprodukten der Bonus für nachwachsende Rohstoffe anteilig reduziert wird, entfällt er bei der Nutzung von Abfällen für die gesamte Anlage.

Die folgende Tabelle zeigt die Kennzahlen der eingesetzten Substrate. Grundlage für die Gasertragsdaten sind die von der KTBL-Arbeitsgruppe "Biogaserträge" erarbeiteten Standardwerte aus dem KTBL-Heft "Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen" (vgl. Tabelle 8.2) [8-4].

Es wird davon ausgegangen, dass sich die Biogasanlage am Standort der Tierhaltung befindet, und somit keine Kosten für die Nutzung von Wirtschaftsdüngern anfallen. Ist eine Anlieferung erforderlich, müssen die zusätzlichen Transportkosten angesetzt werden. Für die nachwachsenden Rohstoffe werden mittlere Bereitstellungskosten gemäß KTBL-Datenbank angenommen.

Pflanzliche Nebenprodukte und Abfälle werden mit den in der Tabelle genannten Marktpreisen bewertet. Die Preise verstehen sich inklusive Anlieferung zum Standort der Biogasanlage. Saisonal anfallende Substrate werden an der Biogasanlage gelagert. Bei den Silagen beziehen sich die Preise auf das frisch angelieferte Erntegut. Die auftretenden Silierverluste in Höhe von 12 % gehen zu Lasten der Biogasanlage. Für kontinuierlich anfallende Substrate

80000

Tabelle 8.1: Übersicht und Charakterisierung der Modellanlagen

Modell	Leistung	Charakterisierung						
I	75 kW _{el}							
II	$150 \mathrm{kW_{el}}$	Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen und ≥ 30 % Gülle (ausreichend zur Erlangung des Güllebonun den Beispielen: mind. 34 % Gülleanteil an der täglich eingesetzten Frischmasse						
III	$350~\mathrm{kW_{el}}$							
IV	$350 \mathrm{kW_{el}}$	Vergärung von 100 % nachwachsenden Rohstoffen; Separierung und Rückführung von Rezirkulat						
V	$500~\mathrm{kW_{el}}$	Vergärung von Gülle und pflanzlichen Nebenprodukten gemäß Anlage 2 EEG						
VI	$500 \mathrm{kW_{el}}$	$\label{thm:continuous} Vergärung \ von \ 100 \ \% \ nachwachsenden \ Rohstoffen; Separierung \ und \ Rückführung \ von \ Rezirkulat$						
VII	500 kW _{el}	Vergärung von Gülle und Bioabfällen. Anlagen, die Bioabfälle vergären erhalten keinen NawaRo-Bonus und somit auch keinen Güllebonus. Der Gülleanteil an der Frischmasse kann daher kleiner 30 % sein.						
VIII	$1.000~\mathrm{kW_{el}}$	Vergärung von 100 % nachwachsenden Rohstoffen; Separierung und Rückführung von Rezirkulat						
IX	$500 \mathrm{kW_{el}}$	Feststoffvergärung im Garagenverfahren; Einsatz von Festmist und nachwachsenden Rohstoffen						
X	500 m ³ /h ^a	Aufbau und Substrateinsatz wie Anlage VIII; Gasaufbereitung und Einspeisung anstelle von BHKW						

a. Durchsatz Rohgas pro Stunde (500 m³/h entspr. etwa einer Leistung von 1 MW_{el})

Tabelle 8.2: Substratkennzahlen und -preise

Substrate	TS	оТЅ	Biogasertrag	Methangehalt	Methanertrag	Zukaufspreis
Substrate	%	% von TS	Nm³/t oTS	%	Nm³/t	€/t FM
Rindergülle, mit Futterresten	8	80	370	55	13	0
Schweinegülle	6	80	400	60	12	0
Rindermist	25	80	450	55	50	0
Maissilage, wachsreif, körnerreich	35	96	650	52	114	31
Getreidekörner, zerkleinert	87	98	700	53	316	120
Grassilage	25	88	560	54	67	34
Getreide-GPS, mittlere Kornanteile	40	94	520	52	102	30
Glycerin	100	99	850	50	421	80
Rapskuchen, 15 % Restölgehalt	91	93	680	63	363	175
Getreide, Ausputz	89	94	656	54	295	30
Speisereste, mittlere Fett- gehalte ^a	16	87	680	60	57	5
Fettabscheiderfett ^a	5	90	1000	68	31	0
Bioabfall ^a	40	50	615	60	74	0

a. Substrate werden hygienisiert angeliefert

wird an den Anlagen eine Zwischenlagerkapazität für ca. 1 Woche vorgehalten. Bei Substraten die nach Gesetz hygienisiert werden müssen (BioAbfV, EU-Richtlinie 1774, vgl. Kap. 7.7.2.3), wird angenommen, dass diese bereits hygienisiert angeliefert werden und dies im Preis berücksichtigt wird.

Tabelle 8.3 gibt einen Überblick über Art und Menge der in den einzelnen Modellanlagen eingesetzten Substrate. Die Substrate wurden so gewählt, dass die Anlagen I-III und V mit über 30 % Wirtschaftsdüngeranteil den Gülle-Bonus erhalten.

Anlage V erhält durch den Einsatz von pflanzlichen Nebenprodukten (gemäß Anlage 2, EEG 2009,

80000

Tabelle 8.3: In den Modellanlagen eingesetzte Substrate [t FM/a]

Modellanlagen	I	II	III	IV	٧	VI	VII	VIII	IX	Х
Substrateinsatz		30 % Gülle, 70 % NawaRd	,	100 % NawaRo	Neben- produkte	100 % NawaRo	Bioabfälle	100 % NawaRo	FV ^a	Gasauf- bereitung
	75 kW _{el}	150 kW _{el}	350 kW _{el}	350 kW _{el}	500 kW _{el}	500 kW _{el}	500 kW _{el}	1.000 kW _{el}	500 kW _{el}	500 m³/h ^b
Rindergülle	750	1.500	3.000		3.500		4.000			
Schweinegülle					3.500					
Rindermist									2.000	
Mais, Silage, wachsreif, körnerreich	1.250	2.500	5.750	5.500		7.400		14.000	5.000	14.000
Getreidekörner, zerkleinert			200			200		500		500
Grassilage	200	200							2.600	
Getreide-GPS, mittlere Kornanteile				1.300		1.500		2.500	2.100	2.500
Glycerin					1.000					
Rapskuchen, 15 % Restölgehalt					1.000					
Getreideausputz					620					
Speisereste, mitt- lere Fettgehalte							8.000			
Fett aus Fett abscheider							4.600			
Bioabfall							5.500			

a. FV: Feststoffvergärung

vgl. Kapitel 7.3.3.2) einen verringerten Bonus für nachwachsende Rohstoffe. Anlage VII erhält aufgrund des Einsatzes von Abfällen keinen Bonus für nachwachsende Rohstoffe.

Die Anlagen IV, VI, VIII und X setzen zu 100 % nachwachsende Rohstoffe im Sinne des EEG ein. Um die Pumpfähigkeit des eingesetzten Substrats zu gewährleisten, wird ein Teil des Gärrestes separiert und die flüssige Phase rezirkuliert.

Die Anlagen VIII und X unterscheiden sich lediglich in der Gasverwertung. Während Anlage VIII Strom und Wärme produziert, wird das in Anlage X produzierte Gas zur Einspeisung ins Erdgasnetz aufbereitet. Anlage IX ist eine Feststoffvergärungsanlage (FV) mit Garagenverfahren. Hier werden als Feststoffe Rindermist und Silagen eingesetzt.

8.1.3 Biologische und technische Auslegung

Die Substratauswahl für die Modellanlagen wurde so getroffen, dass die jeweilige Anlage mit der aus den Substraten zu erwartenden Biogas- bzw. Energiemenge eine Auslastung von 8.000 Volllaststunden pro Jahr erreicht. Nach den eingesetzten Substratarten und -mengen wurden dann die Auslegungsgrößen für Substratlagerung, Einbringung, Fermenter und Gärrestlager ermittelt.

Zur Sicherstellung eines biologisch und technisch stabilen Anlagenbetriebes unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit wurden die in Tabelle 8.4 aufgeführten Parameter einbezogen.

Die Modellanlagen I und II werden einstufig geführt, alle anderen Nassvergärungsanlagen unterliegen einer zweistufigen Prozessführung wobei die Modellanlagen VIII und X jeweils über 2 Fermenter in der 1. Stufe und 2 Fermenter in der 2. Stufe verfügen, die parallel betrieben werden.

b. Durchsatz Rohgas pro Stunde

80000

Tabelle 8.4: Annahmen für technische und verfahrenstechnische Kenndaten und Auslegungsgrößen der Modellanlagen

	Ausgewählte Annahmen für Technikauslegung						
Faulraumbelastung	Maximal 2,5 kg oTS/m³ nutzbares Fermentervolumen (Summe) und Tag						
Prozessführung	Einstufige Prozessführung: $<$ 350 kW $_{\rm el}$ Zweistufige Prozessführung: \ge 350 kW $_{\rm el}$						
Faulraumbelastung 1. Fermenter bei zwei- bzw. mehrstufigem System	Maximal 5,0 kg oTS/m³ nutzbares Fermentervolumen und Tag						
TS-Gehalt in der Mischung	Maximal 30 % TS, ansonsten Separation und Rezirkulation (außer Feststoffvergärung)						
Mobiltechnik	Traktor mit Frontlader oder Radlader in Abhängigkeit der umzuschlagenden Substratmenge, (Datengrundlage: KTBL-Datenbank)						
Fermentervolumen	Notwendiges Fermentervolumen bei einer Faulraumbelastung von 2,5 kg oTS/m 3 und Tag, plus 10 % Sicherheitszuschlag, Mindestverweilzeit 30 Tage						
Installierte Rührwerks- leistung und -ausstattung	Fermenter 1. Stufe: 20-30 W/m³ Fermenterraum; Fermenter 2. Stufe: 10-20 W/m³ Fermenterraum; in Abhängigkeit der Substrateigenschaften, Anzahl und Art der Rührwerke in Abhängigkeit von Fermentergröße						
Gärrestlagerung	Lagerkapazität für 6 Monate Lagerdauer der gesamten anfallenden Gärrestmenge (incl. Gülleanteil), plus 10 % Sicherheitszuschlag, gasdicht abgedeckt						
Wärmeabsatz	Wärmeverkauf: 30 % der erzeugten Wärmeenergie, Wärmepreis 2 ct/kWh, Schnittstelle Wärmetauscher BHKW						
Bauart BHKW	75 kW und 150 kW: Zündstrahl-Motor; ≥ 350 kW: Gas-Otto-Motor						
Wirkungsgrad BHKW	Von 34 % (75 kW) bis 40 % (1.000 kW) (Datengrundlage: ASUE BHKW-Kenndaten 2005)						
Volllaststunden BHKW	8.000 Volllaststunden pro Jahr Diese Größe ist als Zielgröße zu verstehen und setzt einen optimalen Anlagenbetrieb voraus						

Tabelle 8.5: Berücksichtigte Technik der Modellanlagen

Baugruppe	Charakterisierung und Hauptbauteile
Substratlager	Siloplatten aus Beton, ggf. mit Betonwänden, Stahltank als Zwischenlager für flüssig angelieferte Substrate
Annahmebehälter	Betonbehälter Rühr-, Zerkleinerungs-, und Pumptechnik, evtl. Befüllschacht, Substratleitungen, Füllstandsmessung, Leckerkennung
Feststoffeintrag (nur bei NawaRo)	Schnecken-, Presskolben- oder Futtermischeintrag, Befülltrichter, Wiegeeinrichtung, Fermenterbeschickung
Fermenter	Oberirdisch errichteter, stehender Betonbehälter Beheizung, Isolierung, Verkleidung, Rührtechnik, gasdichte Behälterabdeckung (Gaslagerung), Substrat- und Gasleitungen, biologische Entschwefelung, Mess- und Regel- sowie Sicherheitstechnik, Leckerkennung
bei ≥ 500 kW _{el} externe biologische Entschwefelung	Entschwefelung inklusive Technikausstattung und Verrohrung
BHKW	Zündstrahl- oder Gas-Otto-Motor Motorblock, Generator, Wärmetauscher, Wärmeverteiler, Notkühler, Steuerung, Gasleitungen, Mess- und Regel- sowie Sicherheitstechnik, Wärmemengen- und Stromzähler, Sensorik, Kondensatabtrennung, Druckluftstation, ggf. zusätzlich Gastechnik, Ölbehälter, Container
Gaseinspeisung	Druckwasserwäsche, Flüssiggasdosierung, Gasanalyse, Odorierung, Anschlussleitungen, Biogasheizkessel
Gasfackel	Gasfackel inklusive Gastechnik
Gärrestlager	Betonbehälter Rührtechnik, Substratleitungen, Entnahmetechnik, Leckerkennung, gasdichte Behälterabdeckung, Mess-, Regel- und Sicherheitstechnik, biologische Entschwefelung, Gasleitungen, ggf. Separator

Tabelle 8.5 zeigt, welche Techniken und Bauwerke, zusammengefasst zu Baugruppen, in den Modellanlagen berücksichtigt wurden.

Folgende weitere Annahmen werden für die Kalkulationen der Modellanlagen getroffen:

Feststoffeintrag: Mit Ausnahme von Modellanlage VII ist aufgrund von Art und Menge der eingesetzten Substrate für alle Anlagen ein Feststoffeintragssystem notwendig. Im Modell VII werden die hygienisierten Substrate pumpfähig angeliefert und in einer Annahmegrube gemischt.

Gärrestlagerung: Bei allen Modellanlagen werden für die in sechs Monaten anfallende Gärrestmenge gasdicht abgedeckte Lagerkapazitäten eingeplant. Damit wird dem Tatbestand Rechnung getragen, dass gasdicht abgedeckte Gärrestlager durch das EEG für den Erhalt des NawaRo-Bonus bei BImSchG-pflichtigen Biogasanlagen verpflichtend vorgeschrieben sind. Eine Nachrüstung bestehender Güllelager ist technisch oft nicht möglich.

Hygienisierung: In Modellanlage VII werden hygienisierungspflichtige Substrate verarbeitet. Es wird davon ausgegangen, dass die Substrate hygienisiert angeliefert werden und somit keine technischen Komponenten zur Hygienisierung benötigt werden. Die

Kosten für die Hygienisierung sind bereits im Substratpreis berücksichtigt.

Gaseinspeisung: Für die Gaseinspeisungsanlage wird die komplette Verfahrenskette bis zur Einspeisung in die Erdgasleitung betrachtet. Es werden allerdings auch die entstehenden Kosten bei der Rohgas- bzw. Reingaslieferung dargestellt, da in der Praxis verschiedene Kooperationsmodelle mit Netzbetreibern und Gasversorgern anzutreffen sind. Nach § 33 Absatz 1 der novellierten Gasnetzzugangsverordnung wird bestimmt, dass der Netzbetreiber 75 % und der Anschlussnehmer 25 % der Kosten des Netzanschlusses zu tragen hat (vgl. auch Kapitel 7.4.3.2). Für Netzanschlüsse bis zu einer Länge von einem Kilometer wird eine Deckelung des Kostenanteils des Anschlussnehmers in Höhe von 250.000 € vorgesehen. Die laufenden Kosten sind vom Netzbetreiber zu tragen. Für die Modellanlage X wurde angenommen, dass der Anschlussnehmer Kosten für den Netzanschluss in Höhe von 250.000 € zu tragen hat.

8.1.4 Technische und verfahrenstechnische Kennwerte

Die Tabellen 8.6, 8.7 und 8.8 geben einen Überblick über die technischen und verfahrenstechnischen Kennwerte der Modellanlagen.

Tabelle 8.6: Technische und verfahrenstechnische Kenndaten der Modellanlagen I bis V

		I	II	Ш	IV	٧
Technische und verfahrenstechnische Daten		30 9	% Gülle, 70 % Naw	100 % NawaRo	Nebenprodukte	
	Einheit	75 kW _{el}	150 kW _{el}	350 kW _{el}	350 kW _{el}	500 kW _{el}
Elektr. Leistung	kW	75	150	350	350	500
Bauart des Motors		Zündstrahler	Zündstrahler	Gas-Otto	Gas-Otto	Gas-Otto
Elektr. Wirkungsgrad	%	34	36	37	37	38
Therm. Wirkungsgrad	%	44	42	44	44	43
Brutto-Fermentervolumen	m³	620	1.200	2800	3.000	3.400
Gärrestlagervolumen	m³	1.100	2.000	4.100	2.800	4.100
TS-Gehalt der Substrat- mischung (inkl. Rezirkulat)	%	24,9	24,9	27,1	30,9	30,7
Mittlere hydraulische Verweilzeit	d	93	94	103	119	116
Faulraumbelastung	kg oTS/m³ ⋅ d	2,5	2,5	2,5	2,4	2,5
Gasertrag	m³/a	315.400	606.160	1.446.204	1.455.376	1.906.639
Methangehalt	%	52,3	52,3	52,2	52,0	55,2
Eingespeiste Strommenge	kWh/a	601.114	1.203.542	2.794.798	2.800.143	3.999.803
Erzeugte Wärmemenge	kWh/a	777.045	1.405.332	3.364.804	3.364.388	4.573.059



80000

Tabelle 8.7: Technische und verfahrenstechnische Kenndaten der Modellanlagen VI bis IX

Tadastada and		VI	VII	VIII	IX
Technische und verfahrenstechnische Daten	Einheit	100 % NawaRo 500 kW _{el}	Bioabfälle 500 kW _{el}	100 % NawaRo 1.000 kW _{el}	Feststoffvergärung 500 kW _{el}
Elektr. Leistung	kW	500	500	1000	500
Bauart des Motors		Gas-Otto	Gas-Otto	Gas-Otto	Gas-Otto
Elektr. Wirkungsgrad	%	38	38	40	38
Therm. Wirkungsgrad	%	43	43	42	43
Brutto-Fermentervolumen	m³	4.000	3.400	7.400	3.900
Gärrestlagervolumen	m^3	3.800	11.400	6.800	0
TS-Gehalt der Substrat- mischung (inkl. Rezirkulat)	%	30,7	18,2	30,6	32,0
Mittlere hydraulische Verweilzeit	d	113	51	110	24 (~69) ^a
Faulraumbelastung	kg oTS/m³ · d	2,5	2,4	2,5	2,5
Gasertrag	m³/a	2.028.804	1.735.468	3.844.810	2.002.912
Methangehalt	%	52,1	60,7	52,1	52,6
Eingespeiste Strommenge	kWh/a	4.013.453	4.001.798	8.009.141	4.002.618
Erzeugte Wärmemenge	kWh/a	4.572.051	4.572.912	8.307.117	4.572.851

a. in Klammern: Gesamtverweilzeit durch Rückführung des Gärrestes als Animpfmasse

Tabelle 8.8: Technische und verfahrenstechnische Kenndaten der Modellanlage X

Technische und verfahrenstechnische Daten	Einheit	X Gasaufbereitung		
Nennleistung	m³/h	500		
Durchschnittlicher Volumenstrom	m³/h	439		
Auslastung	h/a	7.690		
Eigenverbrauch Biogas für Fermenterheizung	%	5		
Methanverlust	%	2		
Heizwert Rohgas	kWh/m³	5,2		
Heizwert Reingas	kWh/m³	9,8		
Heizwert Einspeisegas	kWh/m³	11,0		
Brutto-Fermentervolumen	m³/h	7.400		
Gärrestlagervolumen	m³/h	6.800		
TS-Gehalt der Substratmischung (inkl. Rezirkulat)	%	30,6		
Mittlere hydraulische Verweilzeit	d	110		
Faulraumbelastung	kg oTS/m³ · d	2,5		
Rohgas	m³/a kWh/a	3.652.570 19.021.710		
Reingas	m³/a kWh/a	1.900.128 18.621.253		
Einspeisegas	m³/a kWh/a	2.053.155 22.581.100		

8.1.5 Investitionen für die Funktionseinheiten der Modellanlagen

Die Tabellen 8.9 und 8.10 geben eine Übersicht des für die jeweiligen Modellanlagen angesetzten Investitionsbedarfs. Die angegebenen Positionen umfassen folgende Baugruppen (vgl. Tabelle 8.5):

- Substratlagerung und Einbringung
 - Substratlager
 - Annahmebehälter

- Feststoffeintrag
- Fermenter
- Gasverwertung und Steuerung
 - Externe Entschwefelung
 - BHKW (inkl. Peripherie)
 - Ggf. Gaseinspeisung mit Gasaufbereitung und Netzanschluss (Einspeisestation und Anschlussleitung ans Erdgasnetz)
 - Gasfackel
- Gärrestlagerung (ggf. inkl. Separation)

Tabelle 8.9: Investitionen für Funktionseinheiten der Modellanlagen I bis V

		I	II	III	IV	V
Investitionen		30) % Gülle, 70 % Nawa	Ro	100 % NawaRo	Nebenprodukte
	Einheit	75 kW _{el}	150 kW _{el}	350 kW _{el}	350 kW _{el}	500 kW _{el}
Substratlagerung und Einbringung	€	111.703	183.308	291.049	295.653	196.350
Fermenter	€	72.111	108.185	237.308	259.110	271.560
Gasverwertung und Steu- erung	€	219.978	273.777	503.466	503.996	599.616
Gärrestlagerung	€	80.506	117.475	195.409	178.509	195.496
Summe Baugruppen	€	484.297	682.744	1.227.231	1.237.269	1.263.022
Planung und Genehmigung	€	48.430	68.274	122.723	123.727	126.302
Gesamtinvestitionen	€	532.727	751.018	1.349.954	1.360.996	1.389.324
spez. Investitionen	€/kW _{el}	7.090	4.992	3.864	3.888	2.779

Tabelle 8.10: Investitionen für Funktionseinheiten der Modellanlagen VI bis X

		VI	VII	VIII	IX ^a	X p
Investitionen	Einheit	100 % NawaRo 500 kW _{el}	Bioabfälle 500 kW _{el}	100 %NawaRo 1.000 kW _{el}	Feststoffvergärung 500 kW _{el}	Gasaufbereitung
Substratlagerung und Einbringung	€	365.979	173.553	644.810	452.065	644.810
Fermenter	€	309.746	275.191	593.714	810.000	593.714
Gasverwertung und Steuerung	€	601.649	598.208	858.090	722.142	1.815.317
Gärrestlagerung	€	211.098	555.528	371.503	0	371.503
Summe Baugruppen	€	1.488.472	1.602.480	2.468.116	1.984.207	3.425.343
Planung und Genehmigung	€	148.847	160.248	246.812	198.421	342.534
Gesamtinvestitionen	€	1.637.319	1.762.728	2.714.928	2.182.628	3.767.878
Spez. Investitionen	€/kW _{el}	3.264	3.524	2.712	4.362	

a. unter Verwendung von [8-2], [8-3]



b. unter Verwendung von [8-6]

8.2 Wirtschaftlichkeit der Modellanlagen

8.2.1 Erträge

Erträge können in Biogasanlagen folgendermaßen generiert werden:

- Stromverkauf
- Wärmeverkauf
- Gasverkauf
- Entsorgungserlöse für Gärsubstrate
- Gärrestverkauf.

Die Haupteinnahmequelle von Biogasanlagen, abgesehen von Gaseinspeiseanlagen, ist der Verkauf von elektrischem Strom. Da die Höhe der Vergütung sowie die Dauer des Vergütungsanspruchs (Inbetriebnahmejahr plus 20 Kalenderjahre) gesetzlich gesind die Einnahmen aus regelt sind, Stromverkauf ohne Risiko einplanbar (vgl. Kapitel 7.3.2). Je nach Art und Menge der eingesetzten Substrate, Leistung der Anlage und Erfüllung weiterer Kriterien, die Voraussetzung für das Erlangen von Boni sind, unterliegt der Vergütungspreis erheblichen Schwankungen zwischen ca. 8 und ca. 30 ct/kWh. Boni werden unter anderem für den ausschließlichen Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen und Gülle, für die sinnvolle Verwendung der anfallenden Wärme, für den Einsatz fortschrittlicher Technologien sowie bei Einhaltung des Formaldehydgrenzwertes der TA-Luft gezahlt (vgl. Kapitel 7.3.3.3). Die Vergütungsregelungen werden ausführlich in Kapitel 7.3.1 behandelt. Die hier angenommenen EEG-Vergütungsansprüche der Modellanlagen beziehen sich auf eine Inbetriebnahme der Anlagen im Jahr 2011. Die Tabelle 8.11 zeigt, für welche Boni in der jeweiligen Modellanlage Anspruch besteht.

Der Absatz von Wärme gestaltet sich gegenüber dem Stromverkauf als deutlich schwieriger. Deshalb sollten bereits bei der Standortwahl mögliche Wärmeabnehmer berücksichtigt werden. In der Praxis wird es nicht möglich sein, die gesamte anfallende Wärmeenergie sinnvoll zu nutzen, da zum einen ein gewisser Prozentsatz als Prozesswärme benötigt wird und zum anderen die meisten Wärmeabnehmer einen saisonal sehr unterschiedlichen Wärmebedarf haben. Die Wärmemenge, die von der Biogasanlage zur Verfügung gestellt werden kann, ist durch den Eigenwärmebedarf in den meisten Fällen gegenläufig zum Wärmebedarf potentieller Abnehmer.

Für die Modellanlagen wird davon ausgegangen, dass 30 % der erzeugten Wärmeenergie sinnvoll, d. h. gemäß Anlage 3 EEG, genutzt und für 2 ct/kWh $_{
m th}$ verkauft werden kann.

Die Anlage erhält also zusätzlich zum Wärmepreis noch den KWK-Bonus in Höhe von 2,94 ct/kWh $_{
m el}$ auf 30 % der produzierten Strommenge.

Ein Ziel kann es sein, das erzeugte Biogas nicht im KWK-Prozess zu verstromen, sondern es aufzubereiten und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Diese Anlagen beziehen im Wesentlichen ihre Erträge aus dem verkauften Gas. Da es hier keine gesetzlichen Regelungen gibt, muss der Gaspreis in diesem Fall zwischen Produzenten und Abnehmer frei ausgehandelt werden. Das EEG sieht allerdings die Möglichkeit vor, das eingespeiste Biogas (Biomethan) an anderer Stelle aus dem Erdgasnetz zu entnehmen und zu EEG-Bedingungen zu verstromen.

In seltenen Fällen kann für eingesetzte Substrate ein Entsorgungserlös erzielt werden. Dies ist jedoch genau zu prüfen und ggf. vertraglich abzusichern, bevor es in eine Planungsrechnung einbezogen wird.

Tabelle 8.11: Vergütungsanspruch der Modellanlagen für eine Inbetriebnahme in 2011

Modellanlagen	- I	II	III	IV	٧	VI	VII	VIII	IX
	30% (Gülle, 70 % No	awaRo	100 % NawaRo	Neben- produkte	100 % NawaRo	Bioabfälle	100 % NawaRo	FV
	75 kW _{el}	150 kW _{el}	350 kW _{el}	350 kW _{el}	500 kW _{el}	500 kW _{el}	500 kW _{el}	1.000 kW _{el}	500 kW _{el}
Grundvergütung	х	х	х	х	х	х	х	х	х
NawaRo-Bonus	x	x	x	x	x ^a	x		x	x
Gülle-Bonus	х	х	х		x ^a				
KWK-Bonus ^b	x	x	x	x	x	x	х	x	x
Luftreinhaltungs-Bonus					x	x	х	х	х
\varnothing Vergütung ct/kWh _{el}	23,09	23,09	20,25	17,88	14,08	18,52	11,66	15,93	18,52

a. nur auf die Strommenge aus Nachwachsenden Rohstoffen und Gülle (vgl. Kapitel 7.3.1)

b. jeweils für 30 % der anfallenden Wärmemenge

Die Bestimmung des Gärrestwertes ist von vielen Faktoren abhängig. Je nach Nährstoffversorgung in der Region können positive oder negative Werte angesetzt werden, da ggf. weite Strecken und damit hohe Transportkosten in Kauf genommen werden müssen. Der Nährstoffwert der eingesetzten Wirtschaftsdünger ist zudem der Tierhaltung anzurechnen. Für die Kalkulation der Modellanlagen wurde davon ausgegangen, dass der Gärrest für 0 €/t der Pflanzenproduktion zur Verfügung gestellt wird. Diese trägt lediglich die Ausbringungskosten, kann somit aber auch die Substrate günstiger bereitstellen.

8.2.2 Kosten

Die Kostenpositionen lassen sich im Wesentlichen in der folgenden Struktur gliedern:

- Variable Kosten (für Substrate, Betriebsstoffe, Wartung und Reparaturen und Laboranalysen) und
- Fixe Kosten (investitionsabhängige Kosten (wie z.B. Abschreibung, Zins, Versicherung) und Arbeitskosten).

Diese einzelnen Kostenpositionen werden im Folgenden erläutert.

8.2.2.1 Variable Kosten

Substratkosten

Substratkosten können bis zu 50 % der Gesamtkosten ausmachen. Dies gilt insbesondere für die Anlagen, die ausschließlich NawaRos einsetzen. Die für die einzelnen Substrate anzusetzenden Kosten sind in Tabelle 8.2 dargelegt. Die Summe der Substratkosten zeigen die Tabellen 8.12, 8.13 und 8.14. Durch die je nach Substrat unterschiedlich hohen Lagerungs- bzw. Konservierungsverluste ist die einzulagernde Masse höher als die tatsächlich in der Anlage eingesetzte Masse.

Betriebsstoffe

Zu den Betriebsstoffen zählen in erster Linie der verbrauchte Strom, Zündöl, Schmieröl, Diesel sowie Folien und Sandsäcke zur Silageabdeckung. Bei der Gaseinspeisung fällt hierunter zusätzlich das zugemischte Propan zur Gaskonditionierung.

Wartung und Reparatur

Als Wartungs- und Reparaturkosten werden je nach Bauteil 1-2 % der Investition angesetzt. Bei einigen Bauteilen sind genauere Daten verfügbar, so dass der Aufwand in Abhängigkeit von der Leistung berechnet werden kann (z. B. Gas-Otto-BHKW: 1,5 ct/kWh_{el}).

Laboranalysen

Für eine professionelle Prozesssteuerung sind Laboranalysen des Fermenterinhalts nötig. In den Modellrechnungen werden 6 Analysen pro Fermenter und Jahr zu jeweils 120 € angesetzt.

8.2.2.2 Fixe Kosten

Investitionsabhängige Kosten

Investitionsabhängige Kosten setzen sich aus Abschreibung, Zinsen und Versicherung zusammen. Die Abschreibung ist bauteilspezifisch. Es erfolgt eine lineare Abschreibung über 20 Jahre für bauliche Anlagen und über 4-10 Jahre für die installierte Technik. Das gebundene Kapital wird mit einem Zinssatz von 4 % entlohnt. Für die hier durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird nicht zwischen Eigen- und Fremdkapital unterschieden. Die Kosten für Versicherungen werden für die Modellrechnungen pauschal mit 0,5 % der Investitionssumme angesetzt.

Arbeitskosten

Da die Tätigkeiten in der Biogasanlage in der Regel von fest angestellten Arbeitskräften ausgeführt werden und, rechnet man die Substratbereitstellung der Landwirtschaft zu, keine besonderen Arbeitsspitzen vorliegen, kann die Arbeit zu den fixen Kosten gezählt werden. Der Arbeitszeitbedarf errechnet sich im Wesentlichen aus dem Betreuungsaufwand (Steuerung, Kontrolle und Wartung) sowie der Substrateinbringung. Der Betreuungsaufwand wird gemäß Abbildung 9.5 im Kapitel Betriebsorganisation (Kap. 9.1.3.2) in Abhängigkeit der installierten Leistung angenommen.

Der Zeitbedarf für die Substrateinbringung wird in Abhängigkeit der eingesetzten Substrate und der verwendeten Technik mit KTBL-Daten berechnet. Es wird von einem Lohnansatz von 15 €/h ausgegangen.

Flächenkosten

Für den Betrieb der Modellanlagen werden keine Flächenkosten berücksichtigt. Wird die Anlage als Gemeinschaftsanlage oder gewerbliche Anlage betrieben, müssen zusätzliche Kostenpositionen wie Pacht oder Pachtansatz berücksichtigt werden.

8.2.3 Leistungs-Kosten-Rechnung

Ziel des Betriebs einer Biogasanlage muss als Minimum sein, das eingesetzte Kapital und die eingesetzte Arbeit ausreichend zu entlohnen. Ein darüber



80000

Tabelle 8.12: Leistungs-Kosten-Rechnung für die Modellanlagen I bis V

		I	II	III	IV	V
Leistungs-Kosten-Rechnung		30 %	% Gülle, 70 % Nav	waRo	100 % NawaRo	Nebenprodukte
	Einheit	75 kW _{el}	150 kW _{el}	350 kW _{el}	350 kW _{el}	500 kW _{el}
Leistungen						
Eingespeiste Strommenge	kWh/a	601.114	1.203.542	2.794.798	2.800.143	3.999.803
Durchschn. Vergütungspreis	ct/kWh	23,09	23,09	20,25	17,88	14,08
Stromverkauf	€/a	138.809	277.922	565.856	500.730	563.258
Wärmeverkauf	€/a	4.662	8.457	20.151	20.187	27.437
Summe Leistungen	€/a	143.472	286.379	586.007	520.918	590.695
Variable Kosten						
Substratkosten	€/a	51.761	95.795	226.557	238.068	273.600
Betriebsstoffe	€/a	17.574	29.387	36.043	42.900	45.942
Reparaturen und Wartung	€/a	12.900	17.664	57.369	58.174	73.662
Laboranalysen	€/a	720	720	1.440	1.440	1.440
Summe variable Kosten	€/a	82.956	143.566	321.408	340.582	394.643
Deckungsbeitrag	€/a	60.516	142.813	264.599	180.335	196.052
Fixe Kosten						
AfA	€/a	56.328	78.443	110.378	113.768	117.195
Zins	€/a	10.655	15.020	26.999	27.220	27.786
Versicherung	€/a	2.664	3.755	6.750	6.805	6.947
Arbeit	Akh/d	1,97	3,25	6,11	6,20	6,05
Arbeit	Akh/a	719	1.188	2.230	2.264	2.208
Arbeit	€/a	10.778	17.813	33.455	33.957	33.125
Summe fixe Kosten	€/a	80.424	115.031	177.582	181.750	185.052
Einzelkostenfreie Leistung	€/a	-19.908	27.782	87.016	-1.415	10.999
Gemeinkosten	€/a	750	1.500	3.500	3.500	5.000
Gesamtkosten	€/a	164.130	260.097	502.491	525.833	584.696
Stromerzeugungskosten	ct/kWh _{el}	26,53	20,91	17,26	18,06	13,93
Gewinn/Verlust	€/a	-20.658	26.282	83.516	-4.915	5.999
Gesamtkapitalrentabilität	%	-3,8	11,0	16,4	3,3	4,9

hinausgehender Unternehmergewinn rechtfertigt zudem das eingegangene unternehmerische Risiko. Im Folgenden wird der beim Betrieb der Modellanlagen zu erwartende Erfolg dargelegt.

Modell I kann trotz der hohen Vergütung kein positives Betriebsergebnis erzielen. Dies liegt im Wesentlichen an den sehr hohen spezifischen Investitionen (> 7.000 €/kW_{el}) bei dieser kleinen Anlage.

Die spezifischen Investitionen bei den Modellen II und III sind schon deutlich geringer. Hauptgrund für die erzielten Gewinne ist jedoch der Güllebonus, den diese Anlagen erhalten. Er macht auf der Einnahmenseite $47.000 \in$ bzw. $66.000 \in$ aus.

Die Bedeutung des Gülle-Bonus verdeutlicht sich noch beim Vergleich der leistungsgleichen Anlagen III und IV. Die NawaRo-Anlage (IV) hat zwar nur geringfügig höhere Gesamtkosten, kann allerdings durch den fehlenden Gülle-Bonus und der damit einhergehenden geringeren Stromvergütung keinen Gewinn erwirtschaften.

Anlage V erwirtschaftet nur einen sehr geringen Gewinn. Das liegt darin begründet, dass der Strom überwiegend aus den pflanzlichen Nebenprodukten gewonnen wird und somit der der Anlage grundsätzlich zustehende NawaRo- und Gülle-Bonus nur für weniger als 10 % der Strommenge ausgezahlt wird.

Die 500 kW NawaRo-Anlage und die 500 kW-Abfallanlage erzielen einen ähnlich hohen Gewinn von ca. 80.000 € bzw. 90.000 €. Allerdings setzt sich dieser Gewinn auf verschiedene Weise zusammen. Während die fixen Kosten auf gleichem Niveau liegen, hat die NawaRo-Anlage deutlich höhere Substratkosten zu tragen. Demgegenüber steht jedoch auch der um den NawaRo-Bonus erhöhte Vergütungssatz (6,86 ct/kWh_{el}), der in Mehreinnahmen in Höhe von 275.000 €/a resultiert. Die Abfallanlage erzielt eine geringere Vergütung, hat aber auch nur sehr geringe Substratkosten. Die Wirtschaftlichkeit könnte hier noch erhöht werden, wenn für die eingesetzten Abfälle Entsorgungserlöse erzielt werden können.

Der Gewinn von Anlage VIII fällt trotz ähnlichem Substrateinsatz geringer aus als bei Anlage VI. Da nach EEG ab einer Leistung größer 500 kW deutlich geringere Vergütungssätze zum Tragen kommen, liegt der durchschnittliche Vergütungspreis für Strom aus Anlage VIII ca. 14 % unter dem von Anlage VI. Dies kann auch nicht durch die Größendegression bei den Investitionen aufgefangen werden.

Die 500 kW-Feststoffvergärungsanlage erzielt einen Gewinn von ca. 30.000 €. Besonders der höhere Arbeitszeitbedarf, bedingt durch das Substratmanagement, sowie eine höhere Festkostenbelastung führen dazu, dass der Gewinn niedriger ist als bei der Nassfermentationsanlage VI, die bei gleicher Leistung ebenfalls 100 % NawaRo einsetzt.

Tabelle 8.13: Leistungs-Kosten-Rechnung für die Modellanlagen VI bis IX

		VI	VII	VIII	IX
Leistungs-Kosten-Rechnung	Einheit	100 % NawaRo 500 kW _{el}	Bioabfälle 500 kW _{el}	100 % NawaRo 1000 kW _{el}	Feststoffvergärung 500 kW _{el}
Leistungen					
Eingespeiste Strommenge	kWh/a	4.013.453	4.001.798	8.009.141	4.002.618
Durchschn. Vergütungspreis	ct/kWh	18,52	11,66	15,93	18,52
Stromverkauf	€/a	743.194	466.606	1.276.023	741.274
Wärmeverkauf	€/a	27.525	27.450	49.900	27.455
Summe Leistungen	€/a	770.719	494.055	1.325.922	768.729
Variable Kosten					
Substratkosten	€/a	335.818	40.000	638.409	348.182
Betriebsstoffe	€/a	51.807	57.504	106.549	50.050
Reparaturen und Wartung	€/a	78.979	76.498	152.787	81.876
Laboranalysen	€/a	1.440	1.440	2.880	1.440
Summe variable Kosten	€/a	468.045	175.442	900.625	481.548
Deckungsbeitrag	€/a	302.674	318.613	425.297	287.182
Fixe Kosten					
AfA	€/a	135.346	143.657	226.328	147.307
Zins	€/a	32.746	35.255	54.299	41.284
Versicherung	€/a	8.187	8.814	13.575	10.321
Arbeit	Akh/d	7,24	6,31	11,19	9,41
Arbeit	Akh/a	2.641	2.304	4.086	3.436
Arbeit	€/a	39.613	34.566	61.283	51.544
Summe fixe Kosten	€/a	215.893	222.291	355.485	250.456
Einzelkostenfreie Leistung	€/a	86.781	96.322	69.812	36.725
Gemeinkosten	€/a	5.000	5.000	10.000	5.000
Gesamtkosten	€/a	688.937	402.733	1.266.110	737.004
Stromerzeugungskosten	ct/kWh _{el}	16,48	9,38	15,19	17,73
Gewinn/Verlust	€/a	81.781	91.322	59.812	31.725
Gesamtkapitalrentabilität	%	14,0	14,4	8,4	7,1



Tabelle 8.14: Kosten-Rechnung für die Modellanlage X

Kosten-Rechnung	Einheit	X Gasaufbereitung
Leistungen		
Einspeisegas	m³/a kWh/a	2.053.155 22.581.100
Reingas	m³/a kWh/a	1.900.128 18.621.253
Rohgas	m³/a kWh/a	3.652.570 19.021.710
Variable Kosten		
Substratkosten	€/a	638.409
Betriebsstoffe	€/a	361.763
Reparaturen und Wartung	€/a	61.736
Laboranalysen	€/a	2.880
Summe variable Kosten	€/a	1.064.788
Deckungsbeitrag	€/a	-1.064.788
Fixe Kosten		
AfA	€/a	267.326
Zins	€/a	75.358
Versicherung	€/a	18.839
Arbeit	Akh/d	11,75
Arbeit	Akh/a	4.291
Arbeit	€/a	64.358
Summe fixe Kosten	€/a	425.881
Einzelkostenfreie Leistung	€/a	-260.897
Gemeinkosten	€/a	10.000
Kosten Einspeisegasbereitstellung	€/a	1.500.670
Spez. Kosten Einspeisegas	€/m³ ct/kWh	0,73 6,65
Davon:		
Kosten Reingasbereitstellung	€/a	1.334.472
Spez. Kosten Reingasbereitstellung	€/m³ ct/kWh	0,70 7,17
Davon:		
Kosten Rohgasbereitstellung	€/a	1.030.235
Spez. Kosten Rohgasbereitstellung	€/m³ ct/kWh	0,28 5,42

Da für eingespeistes Biogas (Biomethan) derzeit noch kein Marktpreis verfügbar ist, werden anstelle der Leistungs-Kosten-Rechnung für die Einspeiseanlage lediglich die Kosten aufgeführt. Die unter den Einzelpositionen aufgeführten Kosten beziehen sich jeweils auf den Gesamtprozess bis zur Einspeisung in das Erdgasnetz. Als Teilmenge davon werden jedoch auch die Gesamtkosten sowie die spezifischen Kosten für die Bereitstellung von Rohgas (Schnittstelle Biogasanlage) bzw. Reingas (Schnittstelle Biogas-Aufbereitungsanlage) dargestellt. Die Preise sind nicht direkt vergleichbar, da an den jeweiligen Schnittstellen unterschiedliche Gas- und Energiemengen bereitgestellt werden. So wird zum Beispiel zur Einspeisung Propan zugemischt, das auf den Energiegehalt bezogen deutlich günstiger ist als das produzierte Biogas. Dadurch ergeben sich geringere spezifische Kosten für das Einspeisegas als für das Reingas (bezogen auf den Energiegehalt).

8.3 Sensitivitätsanalyse

Anhand der Sensitivitätsanalyse soll gezeigt werden, welche Faktoren den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage haben. In der Tabelle 8.15 und Tabelle 8.16 wird dargestellt, inwiefern sich der Gewinn ändert, wenn sich die jeweiligen Faktoren um die angegebene Größe ändern.

Die größte Auswirkung haben Veränderungen im Gasertrag, Methangehalt bzw. elektr. Wirkungsgrad sowie bei den Substratkosten, besonders bei den Anlagen mit hohem NawaRo-Anteil. Die Bedeutung der Änderung der Anschaffungskosten ist umso größer, je größer die spezifischen Anschaffungskosten der Anlage sind, d. h. es fällt bei kleinen Anlagen stärker ins Gewicht als bei größeren. Weniger starke Auswirkungen zeigen sich bei einer Veränderung der Faktoren Arbeitszeit, Wartungs- und Reparaturaufwand sowie Wärmeabsatz. Besonders beim Wärmeabsatz würde sich die Situation jedoch anders darstellen, wenn ein Wärmekonzept mit deutlich höherer Wärmenutzung und ggf. auch höheren Preisen realisiert werden könnte.

Ebenfalls einen sehr hohen Einfluss hat die Änderung der Stromvergütung um 1 ct/kWh, die jedoch in der Praxis kaum zu beeinflussen ist. Das Beispiel zeigt jedoch, welchen Einfluss der Verlust des Luftreinhaltungs-Bonus haben könnte. Die Anlagen IV, V und VIII würden dadurch in die Verlustzone geraten.

Bei Anlage I würde auch die Verbesserung eines einzelnen Faktors nicht zu einem Gewinn führen. Erst eine Senkung der Anschaffungskosten um 10 % kombiniert mit einer Erhöhung des Gasertrags um 5 % würden zu einem positiven Betriebsergebnis führen.

Tabelle 8.15: Sensitivitätsanalyse für die Modellanlagen I bis V

	I	II	III	IV	V
Sensitivitätsanalyse Gewinnänderung in €/a	30 (% Gülle, 70 % Nav	100 % NawaRo	Nebenprodukte	
	75 kW _{el}	150 kW _{el}	350 kW _{el}	350 kW _{el}	500 kW _{el}
Änderung der Anschaffungskosten um $10~\%$	6.965	9.722	14.413	14.779	15.193
Änderung der Substratkosten um 10 $\%$	5.176	9.580	22.656	23.807	27.360
Änderung Gasertrag/Methangehalt/ elektr. Wirkungsgrad um 5 %	6.784	13.793	23.309	21.953	33.358
Änderung Arbeitszeitbedarf um 10 $\%$	1.078	1.781	3.346	3.396	3.312
Änderung Aufwand Wartung und Reparaturen um 10 %	1.290	1.766	5.737	5.817	7.366
Änderung der Stromvergütung um 1 ct/kWh	6.011	12.035	27.948	28.001	39.998
Änderung des Wärmeabsatzes um 10 %	1.166	2.114	5.038	5.047	6.859

Tabelle 8.16: Sensitivitätsanalyse für die Modellanlagen VI bis IX

Sensitivitätsanalyse Gewinnänderung in €/a	VI 100 % NawaRo 500 kW _{el}	VII Bioabfälle 500 kW _{el}	VIII 100 % NawaRo 1.000 kW _{el}	IX Feststoffvergärung 500 kW _{el}
Änderung der Anschaffungskosten um 10 %	17.628	18.772	29.420	19.891
Änderung der Substratkosten um 10 %	33.582	4.000	63.841	34.818
Änderung Gasertrag/Methangehalt/ elektr. Wirkungsgrad um 5 %	31.465	17.368	43.049	31.381
Änderung Arbeitszeitbedarf um 10 $\%$	3.961	3.457	6.128	6.436
Änderung Aufwand Wartung und Reparaturen um 10 %	7.898	7.650	15.279	6.174
Änderung der Stromvergütung um 1 ct/kWh	40.135	40.018	80.091	40.026
Änderung des Wärmeabsatzes um 10 %	6.881	6.862	12.475	6.864

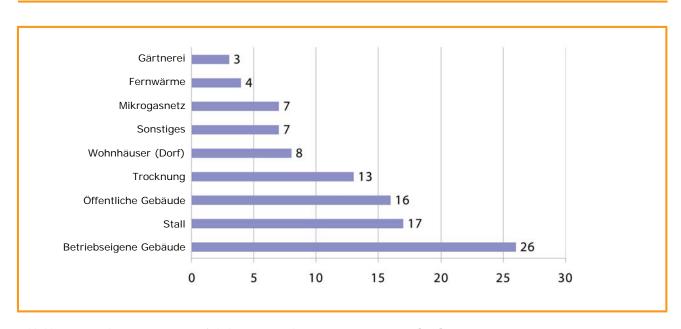


Abbildung 8.1: Abwärmenutzungspfade bei Biogasanlagen mit KWK-Prozess [8-7]



Die Anlagen II und III haben aufgrund geringerer spezifischer Investitionen und hoher Vergütungssätze eine höhere Stabilität und bleiben auch bei negativen Veränderungen einzelner Parameter in der Gewinnzone. Dies gilt auch für die Abfallanlage (VII). Hier jedoch im Wesentlichen begründet durch die sehr geringen Substratkosten.

8.4 Wirtschaftlichkeit ausgewählter Wärmenutzungspfade

Die Nutzung der beim KWK-Prozess anfallenden Wärme ist neben dem Stromerlös zunehmend eine ausschlaggebende Größe für den wirtschaftlichen Erfolg einer Biogasanlage. Ob und welche Wärmenutzungsmöglichkeiten einen deutlichen Beitrag dazu leisten können, hängt vor allem von den Wärmemengen ab, die abgenommen werden. Grundlage für wirtschaftliche Vorteile einer Wärmenutzung bildet der KWK-Bonus im Erneuerbare-Energien-Gesetz [8-1].

Im Rahmen des von der FNR geförderten Bundeswettbewerbs "Musterlösungen zukunftsorientierter Biogasanlagen" hat das KTBL im Jahr 2008 Daten von 62 Biogasanlagen analysiert. Das Ergebnis zeigt, dass die Menge der außerhalb des Biogasprozesses genutzten Wärme im Verhältnis zum erzeugten Strom im Mittel nur 39 % beträgt. Dabei nutzen 26 Anlagen die Wärme in betriebseigenen Gebäuden (Werkstatt, Büro), 17 Anlagen beheizen den Stall, 16 Anlagen versorgen öffentliche Gebäude wie Krankenhäuser, Schwimmbäder, Schulen und Kindergärten mit Wärme und 13 Anlagen setzen die Wärme zum Trocknen ein (vgl. Abbildung 8.1).

Wohnhäuser, Mikrogasnetze, Fernwärme oder Gärtnereien spielen als Wärmeabnehmer nur eine untergeordnete Rolle, da diese Art der Wärmeverwertung in hohem Maße von dem gewählten Standort der Biogasanlage abhängig ist.

In den folgenden Unterkapiteln wird die Wirtschaftlichkeit ausgewählter Wärmenutzungspfade untersucht und dargestellt. Grundlage für die Berechnung der Einnahmen aus KWK nach EEG 2009 ist, wie bei den Modellanlagen auch, das Inbetriebnahmejahr 2011. Da auch die im EEG verankerten Boni einer jährlichen Degression von 1 % unterliegen, beträgt die Höhe des KWK-Bonus unter Berücksichtigung der in der Positiv-Negativliste genannten Restriktionen für 2011 pro kWh erzeugte Strommenge 0,0294 €.

8.4.1 Wärmenutzungspfad Trocknung

8.4.1.1 Getreidetrocknung

Die Trocknung von Getreide ist nur eine zeitlich begrenzte Nutzungsvariante der Biogasabwärme. Getreide wird getrocknet, um dessen Lagerfähigkeit zu erhöhen. Durchschnittlich müssen rund 20 % der Erntemenge mit einer Kornfeuchte von 20 % auf 14 % Restfeuchte getrocknet werden – dies geschieht häufig mit Hilfe von Satz- bzw. Wagentrocknern. Der Vorteil der Getreidetrocknung über die BHKW-Abwärme besteht darin, dass die Wärme im Sommer genutzt wird, wenn andere Möglichkeiten der Wärmenutzung, wie z. B. das Beheizen von Gebäuden, gering sind.

Ob die Trocknung durch Nutzung der BHKW-Abwärme gegenüber der Variante mit einem fossilen Energieträger wirtschaftlich vorteilhaft ist, zeigen die folgenden Berechnungen:

Annahmen:

- Die Getreidetrocknung erfolgt mittels eines Satztrockners;
- 20 % der Erntemenge wird von 20 % auf 14 % Kornrestfeuchte getrocknet,
- Die Erntemenge beträgt 800 t/a die Trocknungsmenge beträgt somit 160 t/a,
- Die Trocknungsanlage läuft 20 Stunden am Tag für insgesamt 10 Tage im Jahr.

Tabelle 8.17: Leistungs-Kosten-Rechnungen der Getreidetrocknung über die Wärmeträger Biogas oder Heizöl

Parameter	Einheit	Getreidetro	knung über:
rarameter	Einneil	Biogas	Heizöl
Leistungen			
KWK-Bonus	€/a	470	0
Kosten			
Summe veränderliche Kosten	€/a	224	1.673
Summe fixe Kosten	€/a	1.016	1.132
Summe Arbeit	€/a	390	390
Summe Gemeinkosten	€/a	150	150
Summe Kosten	€/a	1.780	3.345
Spezifische Kosten			
Kosten pro t verkaufs- fähiges Getreide	€/t	1,66	4,24

Tabelle 8.18: Leistungs-Kosten-Rechnung für Verfahren der Getreidetrocknung mit Abwärme aus Biogas-BHKW ohne Bezug des KWK-Bonus ([8-9], verändert nach [8-8])

	Einheit	150 kW _{el} Dächerschacht- trockner	500 kW _{el} Dächerschacht- trockner	500 kW _{el} Schubwende- trockner	150 kW _{el} Wagen- trocknung	500 kW _{el} Wagen- trocknung
Annahmen						
Anstelle eines Wärmeerzeugers (Hei anlage eingesetzt	izöl) wird	ein Wärmetausche	er zur Übergabe de	r Wärme vom B	HKW an die T	ocknungs-
Nutzbare Wärmemenge der Biogasanlage nach Abzug Fermen- terheizung	MWh/a	1.136	3.338	3.338	1.136	3.338
Anteil genutzter Abwärme der Biogasanlage ^a	%/a	9	9	13	9	9
Genutzte Abwärme	kWh	102.240	300.420	433.940	102.240	300.420
Umgesetzte Produktmenge (Getreide)	t FM/a	1.023	3.009	4.815	1.023	2.972
Installierte Wärmeleistung	kW	88	283	424	88	283
Gesamtinvestition ^b	€	48.476	93.110	140.010	25.889	64.789
Kosten						
Investition und Instandsetzung	€/a	4.966	10.269	15.468	3.025	8.182
Strom	€/a	844	1.878	2.450	738	1.633
Arbeit	h/a	260	260	293	326	456
	€/a	3.658	3.658	4.116	4.573	6.402
Versicherung	€/a	251	479	721	134	332
Summe Kosten	€/a	9.979	16.544	23.048	8.796	17.005
Leistung ohne KWK-Bonus						
Wertsteigerung durch Trocknung der Güter ^c	€/a	13.105	38.550	61.684	13.105	38.076
KWK-Bonus	€/a	0	0	0	0	0
Summe Leistung		13.105	38.550	61.684	13.105	38.076
Gewinn ohne KWK-Bonus						
Gewinn	€/a	3.126	22.006	38.636	4.309	21.071
Gewinnschwelle	€/t FM	3,06	7,31	8,02	4,21	7,09

a. Trocknungszeitraum: Juli und August, wobei in dieser Zeit bei der Dächerschacht- und Wagentrocknung 50 % der thermischen Leistung der Biogas-

anlage genutzt werden, bei der Schubwendetrocknung werden in dieser Zeit 75 % der thermischen Leistung der Biogasanlage genutzt b. Investition Trockner, so dass Anspruchsvoraussetzungen aus Anhang 3 EEG: Mehrkosten betragen 100,— €/installierte thermische Leistung erfüllt sind c. Wertsteigerung erzielt durch bessere Lagerfähigkeit, bessere Vermarktungschancen: 10 €/t FM.

Zur Trocknung einer Getreidemenge von 160 t/a in dem genannten Zeitraum berechnet sich die erforderliche Leistung des Wärmetauschers zu 95 kW. Es werden somit jährlich 18.984 kWh Wärmeenergie benötigt.

Wird z. B. die Wärmearbeit der Modellanlage III mit 3.364.804 kWh/a zugrunde gelegt, so werden mit der Trocknung von 160 t Getreide nur ca. 0,6 % der erzeugten Wärme der Biogasanlage genutzt. Die Energiemenge, die zum Trocknen aufgewendet wird, entspricht einem Heizöläquivalent 1.900 Liter Heizöl.

In Tabelle 8.17 sind die Leistungen und Kosten der Trocknung von Getreide über die Wärmeträger Biogas und Heizöl gegenübergestellt.

Wird ein Heizölpreis von 0,70 €/l zugrunde gelegt, können ca. 1.318 €/a aus der Substitution von Heizöl durch Biogas eingespart werden. Diese Position ist der Grund dafür, dass die veränderlichen Kosten bei der Trocknungsvariante durch den Wärmeträger Biogas so viel geringer sind als bei der Heizöl-Variante. Wird der KWK-Bonus für die äquivalente Strommenge in Höhe von ca. 470 € hinzugerechnet, für die Getreidetrocknung ergibt sich über



80000

Tabelle 8.19: Leistungs-Kostenrechnung für Verfahren der Getreidetrocknung mit Abwärme aus Biogas-BHKW mit Bezug des KWK-Bonus ([8-9], verändert nach [8-8])

	Einheit	150 kW _{el} Dächerschacht- trockner	500 kW _{el} Dächerschacht- trockner	500 kW _{el} Schubwende- trockner	150 kW _{el} Wagen- trocknung	500 kW _{el} Wagen- trocknung
Leistung mit KWK-Bonus						
Wertsteigerung durch Trocknung der Güter ^a	€/a	13.105	38.550	61.684	13.105	38.076
KWK-Bonus	€/a	2.576	7.805	11.274	2.576	7.805
Summe Leistung		15.681	46.355	72.958	15.681	45.881
Gewinn mit KWK-Bonus						
Gewinn	€/a	5.702	29.811	49.910	6.885	28.876
Gewinnschwelle	€/t FM	5,57	9,91	10,37	6,73	9,72

a. Stromkennzahl 150 kW-Anlage: 0,857; Stromkennzahl 500 kW-Anlage: 0,884

Tabelle 8.20: Heizöleinsparung bei Verfahren der Getreidetrocknung mit Abwärme aus Biogas-BHKW

	Einheit	150 kW _{el} Dächerschacht- trockner	500 kW _{el} Dächerschacht- trockner	500 kW _{el} Schubwende- trockner	150 kW _{el} Wagen- trocknung	500 kW _{el} Wagen- trocknung
Substitution fossiler Energieträger						
Eingesparte Heizölmenge ^a	l/a	14.700	34.700	51.410	11.760	34.235
Eingesparte Heizölkosten ^b	€/a	10.290	24.290	35.987	8.232	23.965

a. eingesparte Heizölmenge bei Verwendung von Heizöl als fossilem Wärmeträger bei Trocknung. Wirkungsgrad des Heizölwarmlufterzeugers 85 % b. Heizölpreis: $0.7 \in I$

BHKW-Abwärme ein Kostenvorteil in Höhe von $2.035 \in \text{pro Jahr}$. Bezogen auf die Erntemenge belaufen sich die Trocknungskosten über Biogas auf $1,66 \in \text{pro}$ Tonne verkaufsfähigen Getreides gegenüber $4,24 \in \text{H}$ über Heizöl.

Wird die Getreidetrocknung als alleiniges Trocknungsverfahren angewendet, sind u.U. Anspruchsvoraussetzung I.3 für die Berechtigung des KWK-Bonus-Bezuges des EEG 2009 zu prüfen und zu erfüllen: "...und die Mehrkosten, die durch die Wärmebereitstellung entstehen (...) müssen mindestens 100 € pro Kilowatt Wärmeleistung betragen". So sind für dieses Trocknungsverfahren ggf. zusätzliche Investitionen notwendig, die erst zur Bezugsberechtigung des KWK-Bonus führen. Damit können sich die Kosten jedoch auf 3.023 €/a erhöhen, so dass der Kostenvorteil der Wärmenutzung durch Biogas nahezu kompensiert und sich die spezifischen Trocknungskosten über Biogas auf 3,24 € pro Tonne verkaufsfähigen Getreides gegenüber 4,24 €/t über Heizöl erhöhen.

Wie das Berechnungsbeispiel zeigt, ist die Nutzung dieses geringen Anteils der Abwärmemenge zur Getreidetrocknung als einzige Wärmenutzungsvariante nicht wirtschaftlich. Es muss geprüft werden, ob sie als saisonal ergänzende Maßnahme zu anderen Wärmenutzungskonzepten realisiert werden kann.

Werden allerdings größere Wärmemengen zu Trocknungszwecken abgenommen (z. B. durch Lohntrocknung), so ist die Wirtschaftlichkeit ggf. gegeben, wie beispielhafte Berechnungen von [8-8] zeigen:

Es wird angenommen, dass 9 % der verfügbaren Wärmemenge der Biogasanlagen an rund 50 Tagen in den Sommermonaten Juli und August genutzt werden können. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die Mehrkosten für die Wärmebereitstellung mindestens 100 € pro Kilowatt Wärmeleistung betragen, so dass der Bezug des KWK-Bonus als Leistungsposition berücksichtigt werden kann.

Tabelle 8.18 und Tabelle 8.19 zeigen, dass unter diesen Bedingungen auch schon bei kleinen Biogasanlagen (150 kW) ein beachtlicher Gewinn erzielt werden kann, wenn die Wertsteigerung des Getreides durch bessere Lagerfähigkeit und bessere Vermarktungschancen mit 10 €/t FM bewertet wird. Eine alleinige Anrechnung des KWK-Bonus führt nicht zur Kostendeckung der Trocknungsvariante (vgl. auch Tabelle 8.19).

Wird Heizöl als Wärmeträger durch Biogas ersetzt, so decken allein die eingesparten Heizölkosten die Gesamtkosten der Trocknungsvariante über BHKW-Abwärme (s. Tabellen 8.18 und 8.20).

Bei einem Technikvergleich ist die Gewinnerwartung der Wagentrocknung trotz bis zu 55 % geringerer Investitionen gegenüber der Dächerschachttrocknung mit dieser vergleichbar. Dies ist auf die 25 % bzw. 75 % höheren Arbeitserledigungskosten bei der Wagentrocknung (z. B. durch Hängerwechsel) zurückzuführen.

8.4.1.2 Gärresttrocknung

Die Gärresttrocknung wurde als unterstützenswertes Verfahren der Wärmeverwertung aus KWK-Prozessen bewertet und somit in die Positivliste des EEG (2009) aufgenommen. Diese Wärmenutzungsvariante berechtigt zum Bezug des KWK-Bonus, wenn das Aufbereitungsprodukt ein Düngemittel ist. Positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage wirkt sich diese Form der Wärmeverwertung nur dann aus, wenn keine anderen gewinnbringenden Wärmenutzungsoptionen bestehen, da sich die Erlöse meist auf den KWK-Bonus beschränken. Eine Senkung der Ausbringkosten oder eine Wertsteigerung durch den Trocknungsprozess kann nur erreicht werden, wenn Verwertungs- bzw. Vermarktungskonzepte für das Trocknungsprodukt bestehen.

8.4.2 Wärmenutzungspfad Gewächshausbeheizung

Gewächshäuser können große Wärmemengen über einen langen Zeitraum abnehmen, was einerseits zu verlässlichen Erlösen und andererseits zu niedrigen Wärmebereitstellungskosten für den Gewächshausbetreiber führt. Im folgenden Beispiel wird eine Wärmebereitstellung für verschiedene Kulturführungen sowie zwei verschiedene Gewächshausgrößen vorgestellt.

Beim Zierpflanzenbau wird zwischen drei kulturspezifischen Temperaturbereichen unterschieden: Eine "kalte" (< 12 °C), eine "temperierte" (12-18 °C) sowie eine "warme" Kulturführung (> 18 °C).

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird exemplarisch eine Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 500 kW betrachtet. Es wird angenommen, dass insgesamt 30 % der durch die KWK-Anlage produzierten Wärme für die Fermenterbeheizung benötigt werden. Somit stehen rund 70 %

der erzeugten Wärmearbeit, das sind rund 3.200 MWh thermisch pro Jahr, für Heizzwecke zur Verfügung.

In Tabelle 8.21 sind der Wärmebedarf der unterschiedlichen Kulturführungen bei Gewächshäusern mit einer Unterglasfläche von 4.000 m² und 16.000 m² und die Ausnutzung des Abwärmepotenzials eines 500 kW_{el} BHKW in Abhängigkeit von Kulturführung und Gewächshausgröße gegenübergestellt.

Im Berechnungsbeispiel wird anstatt einer Wärmebereitstellung durch Heizöl eine Wärmebereitstellung durch BHKW-Abwärme angenommen. Die BHKW-Abwärme deckt dabei die Grundlast ab und eine Heizölheizung sichert die Spitzenlast. Die entsprechenden Kosten für die Abdeckung der Spitzenlast sind in den Berechnungen berücksichtigt (vgl. Tabelle 8.22).

Die Wärme wird aus dem BHKW in Form von heißem Wasser ausgekoppelt und über eine entsprechend lange Nahwärmeleitung zum Gewächshaus geführt.

Die Gewächshausbeheizung ist zwar als Wärmenutzungsverfahren in der Positivliste des EEG (2009) gelistet – eine Berechtigung für den Bezug des KWK-Bonus kann jedoch nur dann erzielt werden, wenn der Ersatz einer fossiler Wärmenutzung in gleicher Menge erfolgt und die Mehrkosten für die Wärmebereitstellung mindestens 100 € pro kW Wärmeleistung betragen.

Im folgenden Berechnungsbeispiel übersteigen die Mehrkosten für die Wärmebereitstellung durch die Biogasanlage die im EEG geforderten 100 € pro kW Wärmeleistung, so dass der Bezug des KWK-Bonus als Leistungsposition berücksichtigt werden kann.

Weiterhin wird angenommen, dass der Biogasanlagenbetreiber die Wärme zu 0,023 €/kWh_{th} verkauft. Damit ergeben sich neben dem KWK-Bonus zusätzliche Einnahmen aus dem Verkaufserlös.

Für den Gewächshausbetreiber im Zierpflanzenbau "kalt" ergeben sich unter den oben genannten Wärmekosten von 0,023 €/kWh und trotz zusätzlicher Investitionen für die Wärmeleitung Kostenvorteile in Höhe von 10.570 bzw. 78.473 €/a verglichen mit einer alleinigen Beheizung mit Heizöl (vgl. Tabelle 8.22).

Den Berechnungen liegt ein Heizölpreis von 70 Cent/l zu Grunde.

Für die Kulturführung "temperiert" und "warm" steigen die Einsparpotenziale durch den höheren Wärmeumsatz bei nur geringem Anstieg der Fixkosten auf bis zu 67 % an.



80000

Tabelle 8.21: Jahreswärmebedarf von Gewächshäusern und Ausnutzung des Abwärmepotenzials einer 500 k W_{el} BGA bei unterschiedlicher Kulturführung und Gewächshausgröße

Kulturführung	Zierpflanze	Zierpflanzenanbau kalt Zierpflanzenanbau temperiert Zierpflanzenan		Zierpflanzenanbau temperiert		anbau warm
Unterglasfläche [m²]	4.000	16.000	4.000	16.000	4.000	16.000
Zur Beheizung notwendige Wärmemenge [MWh/a]	414	1.450	1.320	4.812	1.924	6.975
Genutztes Abwärmepotenzial einer 500 kW _{el} BGA [%]	13,3	46,4	42,2	100	61,6	100

Tabelle 8.22: Kostenvergleich der Wärmebereitstellung mittels Heizölheizung und Biogas-BHKW-Abwärme am Beispiel von zwei Gewächshausgrößen bei "kalter" Kulturführung

		Unterglasfläche					
		4.000 m² 16.000 m² Wärmebereitstellung durch					
	Einheit	Heizöl	Biogas	Heizöl	Biogas		
Investition	€	86.614	141.057	155.539	216.861		
Summe veränderliche Kosten (Reparatur und Brennstoffkosten)	€/a	37.770	22.235	129.174	45.105		
Summe fixe Kosten (Abschreibung, Zinsen, Versicherung)	€/a	7.940	2.930	14.258	19.879		
Summe Arbeit	€/a	390	390	390	390		
Summe Gemeinkosten	€/a	500	500	500	500		
Summe Kosten	€/a	46.625	36.055	144.348	65.874		
Differenz Öl- / Biogasheizung	€/a 10.570 78.47		173				
Einsparung Biogas- gegenüber Ölheizung	%	22	2,7	54,4			

Tabelle 8.23: Annahmen und Kenndaten für die Wärmebereitstellung in einem kommunalen Nahwärmenetz mit Grundlastabdeckung durch Biogas-BHKW-Abwärme und Holzhackschnitzelfeuerung [nach 8-10]

	Einheit	Biogas-BHKW-Abwärme	Holzhackschnitzel
Häuserbestand	Anzahl	200	
Schule	Schüler	10	00
Verwaltungs-/Bürogebäude	Angestellte	20	
Wärmeleistungsbedarf gesamt	MW	3,6	
Wärmeleistungsbedarf Biogas/Holzhackschnitzel	MW/a	1,1	
Wärmeleistungsbedarf Ölkessel	MW/a	2,6	
Wärmemenge gesamt	MWh/a	8.000	
davon Biogasabwärme/Holzhackschnitzelwärme	MWh/a	5.600	5.200
Netzlänge	m	4.000	
Jahreswärmebedarf	kWh/a	6.861.000	

8.4.3 Wärmenutzungspfad kommunales Nahwärmenetz

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen schaffen mit dem novellierten Erneuerbare-Energien-Wärmege-

setz, dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und damit verbundenen Fördermöglichkeiten der Länder und Bezirke sowie zinsverbilligten Krediten die Grundlage für die Nutzung und den Ausund Neubau von Wärmenetzen.

Tabelle 8.24: Investitionsbedarf und Wärmebereitstellungskosten für das kommunale Nahwärmenetz in Abhängigkeit vom Abgabepreis für die Biogas-BHKW-Abwärme [8-10]

	Einheit	t BHKW-Abwärme		Holzhackschnitzel	
Abgabepreis der Biogasabwärme	ct/kWh	1	2,5	5	
Investitionsbedarf ^a	€		3.145.296		3.464.594
Investitionsbedarf f. d. Wärmeverteilung ^b	€	2.392.900			
Kosten	€/a	571.174	655.594	796.294	656.896
Wärmebereitstellungskosten	ct/kWh	8,32	9,56	11,61	9,57
Davon Kosten der Wärmeverteilung ^b	ct/kWh	3,17			

a. Enthalten sind: Heiz- und Technikgebäude, Anlagenteile zur Spitzenlastabdeckung (Ölkessel und Ölbunker), Gemeinsame Anlagenteile (Pufferspeicher, Elektroinstallationen, Mess-Regelsysteme, sanitäre Einrichtungen, Lüftungs- und Klimaanlagen), Fernwärmenetz, Baunebenkosten (Planung und Genehmigung). Für die Holzhackschnitzel ist zusätzlicher Investitionsbedarf für die Biomassefeuerung sowie für die Biomasselagerung berücksichtigt.

Tabelle 8.25: Qualitative Einordnung unterschiedlicher Wärmenutzungspfade

Wärmenutzungspfad/ Wärmesenke	Investitionen	Wärmeabgabe- menge	Wärmebereitstellung (Kontinuität der Wärmeabgabe)	KWK-Bonus	Ersatz fossiler Energieträger
Trocknen					
- Getreide	++/+	0	-	(-) ^a	+
- Gärreste	0	++	++	+	-
- Holzhackschnitzel	+/0	+	0	(-) ^a	0/-
Heizen					
- Gärtnereien	+/0	++	$0_{\rm p}$	+	++
- Wohnbebauung	-	+/++ ^c	+ ^d	+	++
- Industriebauten	+/0	+/++ ^C	++ ^d	+	++
- Stallgebäude	+/0	$0^{\mathbf{e}}$	0	+	+
Kühlen					
- Molkereien	_f	++	++	+	++
- Milchvorkühlung	_f	0	+	-	-

^{++ =} sehr gut bzw. bei Investitionen; sehr niedrig

In der Tabelle 8.23 sind die Kenndaten von einer Kommune, die mit Wärme versorgt werden soll, in einem Planungsbeispiel aufgezeigt. Verglichen wird die Wärmelieferung über eine Hackschnitzelfeuerung mit der der Abwärme einer Biogasanlage. Ausgegangen wird von der Deckung der Grundlast (etwa 30 % des Leistungsbedarfs) über einen Hackschnitzelkessel oder über eine Biogasanlage, die Deckung der Spitzenlast erfolgt über einen Öl-Heizkessel (etwa 70 % des Leistungsbedarfs). Die Kommune besteht aus 200 Wohnhäusern, einer Schule und einem Verwaltungsgebäude. Die Wärme wird über ein Warmwasserwärmenetz auf die Verbraucher verteilt. Es ergibt sich ein Wärmeleistungsbedarf der Kommune in Höhe von 3,6 MW, der Hackschnitzelkessel bzw. die Biogasanlage muss daher mindestens auf eine Wärmeleistung von 1,1 MW ausgelegt werden.

Für die Beispiele ist von Investitionen in Höhe von 3,15 Mio. € (Biogas) bzw. 3,46 Mio. € (Hackschnitzel) auszugehen. Die Investition für die Biogasanlage wird nicht der Wärmeerzeugung zugeordnet, hieraus resultiert die geringere Investition. Die Nahwärmelei-



b. Die Biogasanlage ist nicht Teil der Investition. Die Wärme wird nach dem BHKW an das hier betrachtete Netz übergeben.

^{+ =} gut bzw. bei Investitionen: niedrig

^{0 =} mittel bzw. bei Investitionen: neutral

⁼ schlecht bzw. bei Investitionen: hoch bzw. sehr hoch

a. KWK-Bonusberechtigung wird nur erreicht, wenn Mehrkosten, die durch die Wärmebereitstellung entstehen mindestens 100 € pro Kilowatt Wärmeleistung betragen.

b. Wärmeabgabe ggf. nur in den Wintermonaten und je nach Temperaturniveau der Kulturführung und Gewächshausgröße sehr unterschiedlich

je nach Zusammensetzung der zu beheizenden Wohnbebauung. Bei dichter Besiedlung mit schlecht gedämmten Gebäuden sowie bei kommunalen und gewerblichen Großverbrauchern interessant.

d. nur für die Bereitstellung der Grundlast umzusetzen. Spitzenlast muss über andere Energieträger abgedeckt werden.

e. Wärmeabgabemenge über Wärmeobergrenzen EEG Anhang 3 begrenzt f. Investition Absorptionskältemaschine

tung (mit Hauptleitung) sowie die Übergabestationen und Hausanschlüsse machen mit etwa 70 % den höchsten Anteil an den Investitionen aus. Gerechnet wurde mit einem durchschnittlichen Investitionsbedarf für die Nahwärmeleitung von 410 €/m, davon entfallen auf das Wärmerohrmaterial nur etwa 50 bis 90 €/m.

Abhängig vom Abgabepreis der BHKW-Abwärme aus Biogas betragen die Wärmegestehungskosten 8,3 bis 11,6 ct/kWh. Allein auf die Wärmeverteilungskosten entfallen bereits 3,17 ct/kWh. Einen weiteren wichtigen Kostenblock stellt die Bereitstellung des Heizöls (Spitzenlast) dar. Es zeigt sich, dass in diesem Beispiel die Biogas-BHKW-Abwärme etwa 2,5 ct/kWh kosten darf, um mit einem Hackschnitzelheizwerk konkurrieren zu können.

8.5 Qualitative Einordnung unterschiedlicher Wärmenutzungspfade

Einen Überblick über eine qualitative Einordnung unterschiedlicher Wärmenutzungspfade gibt Tabelle 8.25.

8.6 Literaturverzeichnis

- [8-1] EEG (2009): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
- [8-2] Fraunhofer UMSICHT (2008): Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007–2008, Oberhausen
- [8-3] Gemmeke, B. (2009): persönliche Mitteilungen
- [8-4] KTBL (2005): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, Darmstadt
- [8-5] FNR (2005): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.), Gülzow
- [8-6] vTI (2009): Bundesmessprogramm zur Bewertung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen, Abschlussbericht Teil 1, Braunschweig
- [8-7] Döhler, S. und H. Döhler (2009): Beispielhafte Biogasprojekte unter dem neuen EEG im Rahmen des Bundeswettbewerbs Musterlösungen zukunftsorientierter Biogasanlagen. Tagungsband Jahrestagung Fachverband Biogas e. V.
- [8-8] Gaderer, M., Lautenbach, M.; Fischer, T.; Ebertsch, G. (2007): Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen, Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung e. V. (ZAE Bayern), Augsburg, verändert
- [8-9] KTBL (2009): Faustzahlen Biogas. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (Hrsg.), Darmstadt
- [8-10] Döhler H. et al. (2009): Kommunen sollten rechnen; Joule 01.2009



Betriebsorganisation



Der Aufbau eines Betriebszweiges Biogas im landwirtschaftlichen Betrieb oder in einer Betriebsgemeinschaft bzw. die Umstellung eines Betriebes auf Biogas kann im Wesentlichen auf die nachfolgenden Hauptargumente zurückgeführt werden:

- Aufbau eines neuen Betriebszweiges zur Verbreiterung der Produktionsbasis
- Risikoabsicherung des Einkommens durch Nutzung der Preisgarantie für das Produkt Biogasstrom
- Bereitstellung liquider Mittel über das gesamte Wirtschaftsjahr
- Marktunabhängige Flächenverwertung
- Energetische Verwertung von Haupt- und Nebenprodukten
- Reduzierung von Emissionen und Gerüchen aus der Lagerung und Ausbringung von Wirtschaftsdünger
- Verbesserung der Pflanzenverfügbarkeit der Nährstoffe aus Wirtschaftsdünger
- Autarke Energieversorgung
- Imagegewinn.

Bevor die Entscheidung für die Biogaserzeugung realisiert wird, sind folgende Möglichkeiten der Biogaserzeugung und -verwertung, auch vor dem Hintergrund der Risikobereitschaft des Einzelnen, abzuwägen (vgl. Abb. 9.1):

Möglichkeit 1: Substratlieferung an eine bestehende bzw. neu zu errichtende Biogasanlage; geringes Risiko bzgl. Investitionen, Biogasanlagenbetrieb, aber auch weniger Anteil an der Wertschöpfung Biogas.

Möglichkeit 2: Bau einer eigenen bzw. einer Gemeinschafts-Biogasanlage mit eigener Verstromung des Biogases bzw. Verkauf des erzeugten Biogases z. B. an einen Gasaufbereiter; hohes Risiko bzgl. Investitionen, Biogasanlagenbetrieb, aber hoher Anteil an der Wertschöpfung Biogas.



Abbildung 9.1: Möglichkeiten des Landwirtes im Betriebszweig Biogas

Die Möglichkeit 1 des Betriebszweiges Biogas ist mit der Marktfruchtproduktion vergleichbar. Allerdings ist besonders z. B. bei der Maissilageproduktion zu beachten, dass aufgrund des TS-Gehaltes der Frischmasse von ca. 30-40 % und der Lagerfähigkeit des silierten Materials über max. 24 Stunden nach Entnahme nur eine begrenzte Transportwürdigkeit besteht. Somit ist maximal von einem regionalen Markt auszugehen, solange das Silo beim Produzenten ist.

Bei Verkauf ab Feld, wie es oft in den südlichen Bundesländern anzutreffen ist, ist die Silierkapazität beim Verwerter, d. h. der Biogasanlage anzutreffen. Auch hier ist aufgrund der nötigen Transportkapazität nur ein regionaler Markt vorhanden.

Begünstigt wird diese Regionalisierung zusätzlich durch den Transportaufwand für die Verwertung des Gärrestes, der überwiegend am Standort der Biogasanlage gelagert wird. Aus Sicht der Biogasanlagenbetreiber werden langfristige Verträge zur Absicherung des relativ konstanten Substratbedarfs angestrebt. Besonders auf Grenzstandorten und bei variierenden Erträgen kann das für den Landwirt hinsichtlich der Vertragserfüllung problematisch sein.

Die Möglichkeit 2 des Betriebszweiges Biogas dagegen ist mit der Errichtung einer Tierhaltungsanlage zu vergleichen. Die "Veredlung" erfolgt im Betrieb mit dem Ziel der Erwirtschaftung eines Veredlungsgewinns, der Verbreiterung der Produktion bzw. einer Investition in die Zukunft. Hierfür sind zusätzliche Investitionen in der Größenordung von 6.000 bis 8.000 €/ha notwendig, bei einer langen Bindungszeit für Kapital und Fläche von ca. 20 Jahren. Ziel ist auch eine angemessene Entlohnung des eingesetzten Kapitals. Dieses ist mit Hilfe einer Investitionsrechnung zu prüfen (vgl. Kapitel 8.2.3).

Ausgangspunkt für die Errichtung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage sollte besonders nach der EEG Novelle 2009 der verfügbare Anfall der Wirtschaftdünger, die sinnvoll verwertbare Wärmemenge, der notwendige Flächenbedarf für die Substratbereitstellung sowie das Verwertungspotential für den Gärrest darstellen.

Im Einzelnen ist es dazu erforderlich, den Anfall an Wirtschaftdünger sowie den Trockensubstanzgehalt (TS) zu erfassen (Richtwert 0,15 ... 0,2 kW/GV). Für die Ermittlung des Mengenanfalls können auch Richtwerte z. B. der Landesanstalten und des KTBL genutzt werden, wenn die TS-Gehalte bekannt sind. Dabei ist zu beachten, dass eine einzelne Gülleprobe oft nur einen unsicheren Wert liefert.

Zusätzlich ist der Anfall an landwirtschaftlichen Reststoffen (wie Futterreste, Silodeckschichten, etc.) und ggf. verfügbare rein pflanzliche Nebenprodukte als mögliche kostenneutrale Substrate in zeitlichem und mengenmäßigem Anfall und Verfügbarkeit bei Beachtung der Transportentfernungen zu erfassen. Aufgrund der Vergütungsreglungen des EEG ist bei den rein pflanzlichen Nebenprodukten der TS-Gehalt von hoher Bedeutung, da für den Stromertrag dieser Stoffe eine feste, vom Frischmasseeinsatz abgeleitete Strommenge, keinen NawaRo-Bonus erhält (vgl. Kapitel 7.3.3.2).

Sofern eine Abfallvergärung ins Auge gefasst wird, ist die Verfügbarkeit der Bioabfälle, die Transportentfernung, ggf. die Anforderungen an eine Konservierung, deren gärbiologische und rechtliche Unbedenklichkeit sowie die Notwendigkeit einer Hygienisierung zu prüfen (vgl. Kapitel 10.3.5).

Hinsichtlich des Einsatzes von Feldfrüchten sollte der Landwirt bei der Planung seiner landwirtschaftlichen Biogasanlage Klarheit darüber besitzen, welche Flächenanteile er mit welchen Erträgen und welchen Fruchtarten für den Biogasbereich zur Verfügung stellen kann bzw. einsetzen will. Überschlägig kann von 0,5 ha/kW_{el} ausgegangen werden. Hierbei sind unter Beachtung fruchtfolgetechnischer und arbeitswirtschaftlicher Fragen ertragsreiche Fruchtarten mit geringen Kosten je Einheit organischer Trockenmasse bzw. je m³ Methan zu bevorzugen. Dennoch kann z. B. der Anbau von weiteren Ganzpflanzensilagen im Vergleich zu Mais betrieblich sinnvoll sein, wenn dadurch die Arbeitsspitze der Maisernte kompensiert und eine frühere Beräumung der Flächen z. B. für die Rapsaussaat möglich wird.

Eine vollständige Verplanung der Betriebsfläche als Grundfutterfläche für die Rinderhaltung und als Substratproduktion für Biogas ist meist nicht sinnvoll, da dann keine Teilnahme am Markt mehr erfolgen kann. Zusätzlich sprechen auch Fruchtfolgegründe auf den Ackerbaustandorten gegen solche Lösungen.

Der Zukauf von Biomasse ist eine oft praktizierte Lösung, sofern von den eigenen Flächen nicht ausreichend Substrate produziert werden können. Auch wenn hier langfristige Verträge – oft mit Preisgleitklausel – angestrebt werden, so ist doch die materielle und ökonomische Sicherheit für die Biogasanlage geringer. Durch den Bau weiterer Anlagen in der Region oder durch Änderungen der Agrarpreise, wie 2007/08 geschehen, kann der regionale Markt deutlich beeinflusst werden. Tabelle 9.1 fasst die für die Substratplanung zu beachtenden Rahmenbedingungen zusammen.

Tabelle 9.1: Zu beachtende Rahmenbedingungen für die Substratplanung

Substratplanung	Rahmenbedingungen
Vorhandener Wirtschaftsdünger (mit Angaben zu TS und oTS)	Vorhandene Lagerkapazitäten (für Silagen, Gärreste)
Anfall landwirtschaftlicher Reststoffe auf dem Betrieb	• Wärmebedarf des Betriebes oder umliegender Abnehmer (Mengen, Jahresgang)
 Flächenverfügbarkeit, Erträge und Kosten für NawaRo-Anbau 	Einspeisepunkte für Strom und WärmeNutzbare Gebäudesubstanz
• Reststoffe aus der Nahrungs- und Futtermittelindustrie ^a	 Flächen zur Gärrestverwertung Beachtung der BioAbfV Transportentfernungen für Inputsubstrate und Gärrestverwertung Kalkulation der Einspeisevergütung durch die Verwendung spez. Substrate^a

a. Hier sind die Anforderungen des EEG (2009) für die Kalkulation der Einspeisevergütungshöhe zu berücksichtigen

Bei der Entscheidung für die zu realisierende Größe der Biogasanlage sind aber neben der Substratbereitstellung, dem Verwertungspotential der Gärreste und der sinnvoll verwertbaren Wärmemenge, auch technische, rechtliche, administrative und Vergütungsfragen zu beachten. Der teilweise beschrittene Weg, dass unabhängig vom konkreten Standort (Wärmbedarf, Biogasgülleverwertung, Betriebsgrößen und -strukturen etc.), der Substratverfügbarkeit und arbeitswirtschaftlicher Fragen eine Wunschgröße der Biogasanlage definiert wird, kann zu erheblichen wirtschaftlichen und strukturellen Problemen führen und ist nicht zu empfehlen.

Zusammenfassend ist zu bedenken, dass bei der materiellen Integration der Biogasanlagen in den Landwirtschaftsbetrieb folgende Faktoren von großer Bedeutung sind:

- Flächenbedarf und Bindungsfristen (20 Jahre), die aber ggf. auch z.B. durch Substratzukauf beeinflussbar sind.
- Düngungsregime: Mögliche Erhöhung der Menge des auszubringenden Materials und der Nährstoffe im Betriebskreislauf.
- **Grundmittelnutzung:** Möglichkeit zur Nutzung vorhandener Silo, Güllelager, ...
- Arbeitswirtschaft: hier ist die Erzeugung, Ernte und Einlagerung oder Beschaffung der Rohstoffe (Substrate), das Betreiben der Anlage mit Substrataufbereitung, -zuführung, Prozessüberwachung, Betreuung, sowie Instandhaltung und Beheben von Störungen und Schäden und den administrativen Aufgaben ebenso zu berücksichtigen wie das Ausbringen der Gärreste (Bsp: Erzeugung, Ernte und Einlagerung von Getreide: 6...8 h/ha gegenüber Maissilage: 13...15 h/ha).

Zur Risikoabfederung kann die Realisierung mit einem Partnerbetrieb in einer Betriebsgemeinschaft vollzogen werden. Gegründet werden kann hierzu unter anderem eine GbR zur Biomasseverwertung, die die Grundleistung aus Rohstoffpflanzen und Gülle sowie anderweitigen Stoffen, wie z. B. Fette erbringt (vgl. Kapitel 9.2.2).

Im Folgenden werden die wichtigsten Einflussfaktoren bei der Umstrukturierung eines Betriebes aufgeführt.

9.1 Umstrukturierung des Betriebes – Perspektiven und Ansätze zur Optimierung

Bei der Vorbereitung und Errichtung der Anlage ist eine Mitwirkung des Landwirtes bei unterschiedlichen Leistungen erforderlich. Die folgende Liste gibt einen Überblick über die wichtigsten Entscheidungen und Tätigkeiten des Landwirts bei der Anlagenplanung bzw. bei der Integration der Biogasanlage in den landwirtschaftlichen Betrieb:

- Standortwahl
- Klärung des elektrotechnischen Anschluss zur Einspeisung des erzeugten Stromes in das Netz einschließlich der oft erforderlichen Errichtung einer neuen Trafoanlage
- Klärung der wärmeseitigen Einbindung der Anlage in den Betrieb
- Klärung der substratseitigen Einbindung der Anlage
- Genehmigungsverfahren (Antragsvorbereitung)
- Gutachten (Bodengutachten für Anlagenstandort, Statik für Behälter und neue Bauwerke einschließlich Statik, Sicherheits- und Gesundheitsplan für die Baustelle, TÜV-Abnahme, ...)
- Ggf. notwendige erforderliche Lagerraumerweiterung aufgrund zusätzlicher Gärreste aus Ko-Substraten
- Baustelleneinrichtung (Außenbeleuchtung, Zäune, Schilder, Wege, Wasserleitung, Ausgleichs-Bepflanzung, ...)
- Anheizen der Anlage und Störungsbeseitigung in der Anfahrphase und Betreuungsleistung für das erste Betriebshalbjahr.

9.1.1 Wahl eines geeigneten Anlagenstandortes

In der folgenden Abb. 9.2 sind alle wesentlichen Parameter der Standortwahl aufgeführt. Mit zunehmender Anlagengröße nimmt die Frage des optimalen Anlagenstandortes an Bedeutung zu. Besonders wichtig sind hierbei die Möglichkeiten zur Verteilung und Nutzung der Energieerzeugnisse (vgl. Kapitel 11.2.2).

Ebenfalls ist zu berücksichtigen, dass ein Transport von Wärme nur über geringe Entfernungen ökonomisch sinnvoll ist und der Transport von Strom im Niederspannungsbereich zu erheblichen Leitungsverlusten und damit zur Minderung des ökonomischen Ertrages führen kann.



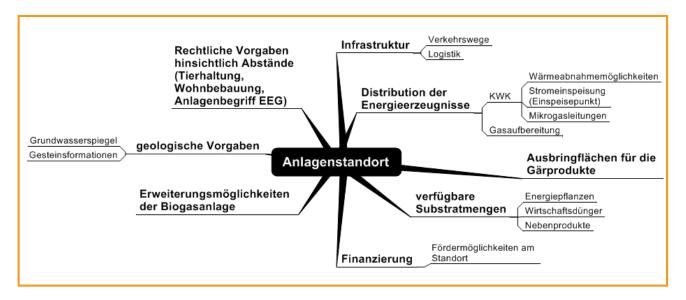


Abbildung 9.2: Einflussgrößen auf die Wahl des Anlagenstandortes (KWK: Kraft-Wärme-Kopplung)

Für die Standortsuche ist weiterhin relevant, in welchem Rahmen der für die Anlagendimensionierung erforderliche Substrat- und Gärresttransport realisierbar ist (vgl. Kapitel 11.2.2). Weiterhin ist zu klären, ob die notwendigen Substratmengen und -qualitäten am Standort längerfristig verfügbar sind. Darüber hinaus sind genehmigungsrechtlich festgesetzte Abstände zur Tierhaltung, Wohnbebauung oder sensiblen Wassergebieten einzuhalten. Zukünftige Erweiterungsschritte sollten in die Planung einbezogen werden.

Neben den administrativen Planungsparametern müssen auch geologische Faktoren wie der Grundwasserspiegel oder der Bodenzustand (Bodenart, Felsenbesatz usw.) in die Standortsuche einbezogen werden. Für die Finanzierung der Anlagen könnten Fördermöglichkeiten am Anlagenstandort durch Kommune, Landkreis oder Bundesland von Interesse sein.

9.1.2 Auswirkung der Biogasanlage auf die Fruchtfolge

Durch die Biomasseerzeugung kann eine Neuausrichtung der Fruchtfolge notwendig werden. Im Vordergrund steht jetzt die möglichst hofnahe pflanzliche Produktion für die Gaserzeugung, um Transportkosten zu minimieren. Dieser Zielsetzung ist jedoch unter Berücksichtigung der Anlagengröße, der erforderlichen Substrat-(NaWaRo-) Menge sowie aus Fruchtfolgegründen nicht immer Folge zu leisten. So kann es für einen Anlagenbetreiber mit angeschlossener Schweinehaltung durchaus ökonomisch sinnvoll sein, die auf den eigenen Betriebsflächen

angebaute Wintergerste nicht mehr an die eigenen Schweine zu verfüttern, sondern diese statt dessen zu einem früheren Zeitpunkt bei Teigreife als Ganzpflanzensilage zur Biogaserzeugung zu ernten. Die Schweine werden dann alternativ mit zugekaufter Futtergerste gefüttert. Durch die frühe Gerstenernte besteht in günstigen Lagen die Möglichkeit, Silo-Mais als Zweit- bzw. Nachfrucht mit frühen Sorten anzubauen. Durch den Anbau von Mais unter Hauptfruchtbedingungen ergibt sich als Nebeneffekt die Möglichkeit, den anfallenden Gärrest über eine längere Zeitspanne ökologisch sinnvoll pflanzenbaulich zu verwerten.

Durch die Änderung der Fruchtfolge mit Ausrichtung auf die Biogaserzeugung kann eine fast ganzjährige Begrünung der Ackerflächen erreicht werden, aus der Sicht der Stickstoffausnutzung ein positiver Effekt.

Je nach Bodenfeuchte zum Zeitpunkt der Maissilageernte kann ein Befahren bei ungünstigen Bodenverhältnissen negative Auswirkungen auf die Bodenstruktur haben, insbesondere bei der Ernte von Zweitfrucht-Mais.

Sowohl aus landwirtschaftlicher als auch aus Sicht der Gärbiologie hat sich ein breiter Substratmix in den Biogasanlagen bewährt. Der Anbau von Getreide-GPS führt zur früheren Beräumung der Flächen und ermöglicht z. B. eine termingerechte Rapsaussaat. Mais, als sehr ertragreiche Feldfrucht, kann im Frühjahr gut Gärreste verwerten. Auch der Einsatz von Getreidekorn, z. B. als Mittel zur Steuerung der Gasproduktion, ist zu empfehlen. Zusätzlich können über den Zukauf von Getreidekorn Schwankungen im Ertrag der selbst angebauten Substrate ausgeglichen und

ggf. größere Transportentfernungen und -mengen vermieden werden.

9.1.3 Flächen- und Arbeitszeitbedarf

Bei der Integration des Betriebszweiges Biogas sind neben den arbeitswirtschaftlichen Fragen durch Änderungen in der Anbaustruktur (z. B. durch Anbau von Mais anstatt von Getreide) und die Bewirtschaftung der Biogasanlage auch der hohe Kapitalbedarf und die Flächenbindung zu beachten. Der Aufbau einer Biogasanlage führt je ha zu einer ähnlichen hohen Kapitalbindung wie die Milchproduktion. Der Flächenbedarf bzw. die Flächenbindung für den Landwirt ergibt sich aus der Größe der Biogasanlage zuzüglich des Bedarfs für Tierhaltung (s. Tabelle 9.1 und Tabelle 9.2). Rechnerisch wurde hier der Milchkuhhaltung neben dem Bedarf an Grundfutter auch der Kraftfutterbedarf als Fläche zugeordnet.

Tabelle 9.2: Flächenbedarf, Kapitalbindung und Arbeitszeitbedarf unterschiedlicher Betriebszweige

	Getreide 65 dt/ha	Mais 400 dt/ha	153 MK (8000 I)	BGA 150 kW	BGA + 150 MK
Flächen- bedarf [ha]	1	1	118 ha 0,77 ha/Kuh	79	183 (67 ha BGA)
Kapitalbin- dung [€/ha]	876	2.748	4.660	6.126	5.106
Arbeitszeit- bedarf [Akh/ha]	9,3	15,5	65,6	31,1	66,7

BGA: Biogasanlage MK: Milchkühe

Durch den Flächenbedarf ergeben sich der Arbeitszeitbedarf und die Arbeitskraftbindung zu den unterschiedlichen Terminen der Pflanzenerzeugung für die Substratbereitstellung. Auch das Betreiben einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit all ihren Abhängigkeiten von Art und Menge der eingesetzten Substrate, technischen und baulichen Lösungen und der Eingliederung dieses Betriebes oder Betriebszweiges in ein bestehendes oder zu gründendes Unternehmen bindet Arbeitszeit.

Beispiel: Eine 150 kW Biogasanlage bedarf, bezogen auf die Flächenarbeitszeit nur ca. 50 % der Arbeitszeit als der flächenäquivalente Betrieb der Milchviehhaltung (vgl. Abb. 9.3). Der Arbeitszeitbedarf der Biogasanlage resultiert zu ca. 60 % aus dem Anbau der Substrate und zu ca. 40 % aus dem Betrieb der

Biogasanlage. Bei der Kombination von Biogaserzeugung und Tierhaltung ergeben sich deutliche Synergieeffekte hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Emissionsminderung und oft auch hinsichtlich der Arbeitswirtschaft. Wichtig ist, dass die Größe der Biogasanlage und damit auch der Arbeitszeitbedarf an die betrieblichen Bedingungen angepasst wird.

Unter den im Osten Deutschlands vorherrschenden Bedingungen der großräumig strukturierten Landwirtschaft hat es sich oft bewährt, wenn z. B. der Futtermeister der Milchviehanlage mit seinem Sachverstand für biologische Prozesse die Betreuung der Biogasanlage mit übernimmt.

Der erforderliche Arbeitszeitbedarf für einen Biogasanlagenbetrieb lässt sich überwiegend folgenden wichtigen Prozessabschnitten zuordnen:

- Erzeugung, Ernte und Einlagerung oder Beschaffung der Rohstoffe (Substrate)
- Betreiben der Anlage mit Substrataufbereitung und -zuführung
- Betreuung der Anlage mit Prozessüberwachung, Wartung, Instandhaltung und Beheben von Störungen und Schäden sowie den administrativen Aufgaben
- Ausbringung der Gärreste.

Alle Prozessabschnitte sind betriebsnotwendig. Sie können aber je nach Betriebsweise und Substrat mit sehr unterschiedlichem Arbeitszeitbedarf verbunden sein. Die Arbeitszeitplanung muss im Stadium der Vorplanung auf jeden Fall in die Überlegungen einbezogen werden, um unliebsame Überraschungen zu vermeiden. Schließlich gibt es hierbei auch in der Praxis erprobte und bewährte Alternativlösungen. Beispielsweise können Arbeiten aus dem Bereich der pflanzlichen Erzeugung wie zum Beispiel Ernte, Transporte sowie Ausbringen der Gärreste auch überbetrieblich vergeben werden. Selbst im Bereich des Anlagenbetriebes können Wartungs- und Überwachungsarbeiten (Fernüberwachung) gegen entsprechende Vergütung von Spezialisten übernommen werden. Die für den Betrieb passende und wirtschaftliche Lösung lässt sich nur im Rahmen einer sorgfältigen einzelbetrieblichen Planung finden.

9.1.3.1 Erzeugung, Ernte und Einlagerung der Rohstoffe

Soweit die Erzeugung auf selbst bewirtschafteten Flächen erfolgt, beispielsweise durch den Anbau von Mais zur Silagebereitung, die Ernte von Getreidepflanzen für die Ganzpflanzensilage oder das Abernten von Grünland, stehen umfangreiche Planungs-



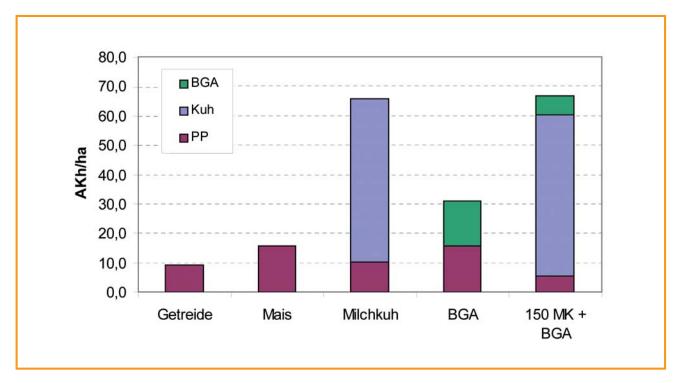


Abbildung 9.3: Gliederung des spezifischen Arbeitszeitbedarfs unterschiedlicher Betriebszweige bei Integration der Biogaserzeugung (BGA: Biogasanlage, Kuh: Tierhaltung mit Milchkühen (MK), PP: Pflanzenproduktion)

daten aus der herkömmlichen Produktionstechnik zur Verfügung. Im Regelfall können diese ohne große Anpassung auch auf die Gewinnung von Rohstoffen angewendet werden. Für die folgenden Berechnungen wurde deshalb auf die bekannten Kalkulationsunterlagen der KTBL-Datensammlung "Betriebsplanung" zurückgegriffen [9-1].

Arbeitszeitbedarf für die Erzeugung der Substrate für Modellanlage III

Zur Verdeutlichung und Berechnung der arbeitswirtschaftlichen Auswirkungen wird das Modell III (siehe auch Kapitel 8) betrachtet. Diese Modellanlage verarbeitet Gülle aus der Rinderhaltung mit einem Viehbestand von rund 150 GV Milchkühen. Als Nachwachsende Rohstoffe werden 5.750 t Maissilage und 200 t Getreidekorn eingesetzt. Unterstellt man Erträge von 44 t/ha Maissilage (50 t/ha Silomais abzgl. 12 % Silierverluste) und 8 t/ha Getreidekorn, entspricht dies einer zu bewirtschaftenden Fläche für Energiepflanzen von ca. 156 ha (131 ha Mais, 25 ha Getreide).

Es spielt keine entscheidende Rolle, ob diese Flächen als betriebseigene oder gepachtete Flächen, durch Flächentausch oder durch Kooperation in einer Gemeinschaft zur Verfügung gestellt werden. Für die Grundfutterversorgung stehen diese Flächen nicht mehr zur Verfügung. Ob insgesamt eine ausgewogene Fruchtfolge erhalten bleibt, muss überprüft werden.

Für die Modellanlage III wurde angenommen, dass mit 5 ha durchschnittlicher Schlaggröße und 2 km Hof-Feld-Entfernung gute Produktionsvoraussetzungen bestehen. Auf eigene Silomaiserntetechnik wird weitgehend verzichtet, da anspruchsvolle Arbeit mit hohen Investitionen unter den Bedingungen kleinräumig strukturierter Landwirtschaft besser an ein Lohnunternehmen übertragen werden sollte. Bei der Getreideernte wird davon ausgegangen, dass der Betrieb alle Arbeiten selbst durchführt.

Unter diesen getroffenen Annahmen ist mit einem gesamten Arbeitszeitbedarf von jährlich rund 800 Arbeitskraftstunden (ohne Gärrestausbringung) zu rechnen.

In den folgenden Tabellen 9.3 und 9.4 ist beispielhaft der zu erwartende Arbeitszeitbedarf dargestellt. Die Zahlen sind der KTBL-Datenbank entnommen, die eine Vielzahl von Planungsvarianten anbietet.

In der Zeitspanne der Silomaisernte, im September und Anfang Oktober, werden je nach eingesetzter Technik rund 800 AKh benötigt, um den Abtransport vom Feld zum Silo und die Einlagerung mit dem Radlader vorzunehmen.

Bemerkenswert ist, dass jede Tonne erzeugtes Substrat mit rund 0,27 Arbeitskraftstunden, inklusive Gärrestausbringung, bei Ansatz von 15,00 € Lohn pro Stunde mit 4,00 € Arbeitskosten "belastet" ist.

Tabelle 9.3: Arbeitsfolgen und Arbeitszeitbedarf des Arbeitsverfahrens Maissilage

Arbeitszeitverfahren: Maissilage	Akh/ha
Anbau	4,9
Ernte und Abtransport Dienstleistung durch Lohnunternehmer	0
Summe Akh Mais	4,9

Tabelle 9.4: Arbeitsfolgen und Arbeitszeitbedarf des Arbeitsverfahrens Getreide

Arbeitszeitverfahren: Getreide	Akh/ha
Anbau	5,07
Ernte und Abtransport	1,1
Summe Akh Getreide	6,17

Die Erzeugung von Silage und Getreide führt zu einem Arbeitszeitbedarf in den einzelnen jährlichen Zeiträumen, der auch bei einer anderweitigen Verwendung z.B. Verkauf oder Verfütterung einzuplanen wäre. Gemeinsam ist diesen Produktionsverfahren, dass die Verwertung eines eingelagerten Produktes über einen langen Zeitraum, meist sogar ganzjährig in gleicher Weise erfolgt. Dies kann positiv für die gesamte Prozessführung sein. In jedem Fall ist die Einbringung der Substrate in die Biogasanlage durch einen vergleichsweise gleichmäßigen und wenig schwankenden Arbeitszeitbedarf gekennzeichnet.

Viel weniger planbar und vorhersehbar wird der Arbeitszeitbedarf, wenn Reststoffe während der Vegetationszeiten und nur in bestimmten Zeitspannen anfallen und verwertet werden sollen. Beispiele hierfür wären die Verwertung von frischem Schnittgrün oder die Verwertung von Gemüseabfällen, die nur zu bestimmten Zeiten anfallen. Arbeitswirtschaftlich und prozesstechnisch wird es immer von Vorteil sein, wenn bei der Verwertung saisonal anfallender Substrate auf eingelagerte "Reservesubstrate" zurückgegriffen werden kann, um kurzzeitige Versorgungslücken vermeiden zu können.

Nicht zu vernachlässigen sind auch negative Einflüsse auf den Gärprozess durch zu stark wechselnde Substratzusammensetzungen beim überwiegenden Einsatz von saisonalen Substraten.

Noch bedeutender wird diese Problemstellung, wenn die Substrate nicht im eigenen Betrieb anfallen. Hier darf der Arbeitszeitbedarf für die Akquisition nicht unterschätzt werden. Allerdings liegen über die Höhe des Arbeitszeitbedarfes praktisch keinerlei Kenntnisse vor. Es liegt letztlich im kaufmännischen Geschick des Betreibers, eine dauerhafte und möglichst kontinuierliche Versorgung sicherzustellen. Erfolgt die Abholung durch den Betreiber der Biogasanlage, dann ist der dafür erforderliche Arbeitszeitbedarf natürlich von Einfluss auf die betriebliche Arbeitsorganisation und die damit verbundenen Kosten.

Inner- und zwischenbetriebliche Transporte sind sowohl in einzelnen landwirtschaftlichen Betrieben, aber besonders bei gemeinschaftlich betriebenen Biogasanlagen nicht zu vermeiden. Nicht nur der zusätzliche Arbeitszeitbedarf muss eingeplant werden, sondern die damit verbundenen Kosten können entscheidende Bedeutung erlangen. Besonders häufig dürfte die Verwendung von Gülle oder Festmist aus der Tierhaltung oder von Abfällen aus der Produktaufbereitung (Getreide, Rüben, Gemüse, Obst) in Frage kommen. Entscheidend ist stets das Verhältnis des "Produktwertes" für die Stromerzeugung im Verhältnis zum "Preis" einschließlich des Transportes.

Die Transportwürdigkeit sollte im Vorfeld geklärt werden, wenn Kooperationen oder Lieferverträge abgeschlossen werden sollen. Das gilt in besonderem Maße auch bei der Festlegung des Standortes der Anlage.

9.1.3.2 Arbeitszeitbedarf für das Betreuen einer Biogasanlage

Im Rahmen des Biogas-Messprogramms II wurde eine umfangreiche Datenerhebung zum Arbeitszeitbedarf über Betriebstagebücher von 61 Biogasanlagen im Bundesgebiet über einen Zeitraum von zwei Jahren durchgeführt [9-2]. Eine Systematisierung und Auswertung der zusammengetragenen Werte ergaben die in Tabelle 9.5 aufgeführten durchschnittlichen Werte.

Der in dieser Tabelle ausgewiesene Mittelwert für die Behebung von technischen und biologischen Störungen an Biogasanlagen ist das Ergebnis der Datenauswertung von 31 Biogasanlagen im Rahmen des Projektes Schwachstellenanalyse Biogasanlagen [9-3].

Die Auswertung dieser und weiterer Aufzeichnungen zeigen, dass mit zunehmender Nennleistung der Anlage auch der Gesamt-Arbeitszeitaufwand in Arbeitspersonenstunden je Woche ansteigt (vgl. Abbildungen 9.4 und 9.5). Ergänzend zeigen die Ergebnisse des Biogas-Messprogramms II, dass ein enger Zusammenhang zwischen der Größe des Tierbestandes, der Zugabemenge von Substraten in t/Woche und des Arbeitszeitaufwandes besteht.



9000

Tabelle 9.5: Arbeitszeitbedarf für die Betreuung von Biogasanlagen

Arbeitsgang	Einheit	Mittelwert	Min	Max
Kontrollgang ^a	h/Woche	4,4	0,0	20,0
Datenerfassung ^a	h/Woche	2,7	0,0	9,9
Wartung ^a	h/Woche	3,2	0,0	14,0
Störungsbehebung ^b	h/Woche	2,7		
Summe	h/Woche	13,0		

a. nach [9-2], verändert

b. [9-3]

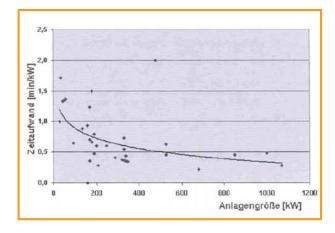


Abbildung 9.4: Arbeitszeitbedarf für die Anlagenbetreuung [9-4]

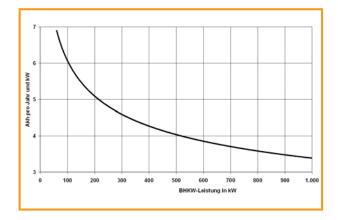


Abbildung 9.5: Arbeitszeitbedarf für Anlagenbetreuung und Wartung [9-5]

Leider lassen die Aufwandszahlen bisher keine weiteren gesicherten Ableitungen für einzelne Arbeitsschwerpunkte zu.

Es ist zu beachten, dass bei der Studie [9-4] der Arbeitszeitaufwand für Störungsbehebungen nicht mit berücksichtigt wurde, diese jedoch bei den Auswertungen aus [9-5] in die Arbeitszeitberechnung für die Betreuung der Anlage einfließen.

Weiterhin sind bei den genannten Quellen die Arbeitsschritte der Betreuung nicht genau aufgeschlüsselt, so dass eine Vergleichbarkeit der Daten nicht gegeben ist und nicht genau entschieden werden kann, welche Arbeitsschritte der Biogasanlage zugeschrieben werden und welche nicht.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Modellanlagen wurden die Ergebnisse der Auswertung [9-5] zugrunde gelegt.

Arbeitszeitbedarf für das Betreuen der Modellanlage III

Die Betreuung der Biogasanlage mit Störungsbehebung bindet nach der o.g. Datengrundlage [9-5] täglich 4,5 h. Dies bedeutet, dass schon für diese Anlagengröße (350 kW $_{\rm el.}$) für das Betreuen der Biogasanlage mit Routinearbeiten, Datenerfassung, Kontroll- und Wartungsarbeiten und Störungsbehebungen eine halbe Arbeitskraft eingeplant werden muss.

9.1.3.3 Arbeitszeitbedarf bei der Substrataufbereitung und Einbringung in den Fermenter

Im Bereich der Substratzuteilung, der Entnahme aus den Lagern und in einigen Bereichen der Aufbereitung ist die Übereinstimmung mit anderen landwirtschaftlichen Tätigkeiten gegeben, so dass Richtwerte daraus abgeleitet werden können, die eine ausreichende Zuverlässigkeit erwarten lassen. In der Gesamtsicht muss darauf verwiesen werden, dass sich die Arbeitskosten für das Betreiben einer Biogasanlage unterhalb von 10 % der Gesamtkosten bewegen und somit nicht die entscheidende Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit haben. Trotzdem sind bei arbeitswirtschaftlichen Engpässen ggf. Dienstleistungen in Anspruch zu nehmen, die bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden müssen. Es ist zu bemerken, dass in Zukunft für präzisere Planungen auch zuverlässigere Richtwerte für den Arbeitszeitbedarf benötigt werden.

9,000

Tabelle 9.6: Erforderliche Ladezeiten bei der Verwendung unterschiedlicher Ladegeräte (nach [9-6], [9-7], [9-8])

ludama.	Ladezeiten in [min/t]			
Ladegut	Frontlader, Traktor	Radlader	Teleskoplader	
Maissilage (Flachsilo)	4,288,06	6,02	3,83	
Grassilage (Flachsilo)	4,196,20	4,63	3,89	
Maissilage (Flachsilo), Kiesweg, hängig	5,11	2,44	-	
Grassilage (Flachsilo), Kiesweg, hängig	5,11	3,66	-	
Festmist (Mistplatte)	2,58	2,03	-	
Großballen (Rechteck)	1,25	-	1,34	
Getreide (lose)	2,61 ^a	-	1,50 ^a	

a. Korrigierte vorläufige Werte

Der Arbeitszeitbedarf bei der Substrataufbereitung und Einbringung in den Fermenter wird in starkem Maße von der Art des Substrates bestimmt.

Flüssige Substrate, wie Gülle, werden in der Regel im oder am Stall zwischengelagert, einem Annahmebehälter zugeführt und von dort durch zeit- bzw. intervall-geschaltete Pumpaggregate in den Fermenter gepumpt (vgl. Kapitel 8.1 Darstellung der Modellanlagen). Der Arbeitszeitbedarf beschränkt sich auf gelegentliche Kontrollen und Einstellungen. Der Arbeitszeitbedarf hierfür sollte mit den vorgenannten Richtwerten für Wartungsarbeiten abgedeckt sein.

Ähnlich verhält es sich bei flüssigen Trestern und Pülpen aus der Wein-, Branntwein- oder Obstsaftherstellung.

Flüssige Fette und Öle werden von den Anlieferungsfahrzeugen in Tanks oder eigene Gruben gepumpt. Auch hier beschränkt sich der erforderliche Arbeitszeitbedarf in der Regel auf Kontrollen und Einstellungen.

Beim Einsatz **fester Substrate** haben Mais- und Grassilagen landwirtschaftlicher Herkunft den größten Anteil. In Frage kommen weiterhin Getreidekörner und -abfälle, die bei der Getreidereinigung und -aufbereitung anfallen. Auch Wurzel- und Knollenfrüchte (Rüben, Zwiebel, Kartoffel) sowie Bestandteile aus deren Verarbeitung sind zu handhaben.

Den größten Anteil am Arbeitszeitbedarf nimmt das Beschicken des Vorlagebehälters mit Substrat in Anspruch. Für die Befüllung der verschiedenen Fermenterbeschickungssysteme (über Annahmebehälter, Befülltrichter eines Schrägförderers/einer hydraulischen Einpress-Vorrichtung) wird in der Regel mobile Lade- und Fördertechnik verwendet. Das folgende Beispiel zeigt grundlegende Elementzeiten, die für die Planung herangezogen werden können. Spezi-

fische Arbeitszeitmessungen, die in Biogasanlagen vorgenommen wurden, stehen derzeit noch nicht zur Verfügung.

Tabelle 9.6 enthält eine Zusammenfassung von Ladezeiten bei der Verwendung unterschiedlicher Ladegeräte.

Durch Einsetzen der Ladezeit-Richtwerte und Multiplikation mit den jährlich verarbeiteten Substratmengen und Hinzufügen eines Zuschlages für notwendige Rüstzeiten kann der Arbeitszeitbedarf für die Substratzuteilung geschätzt werden.

Besonders bei größeren Biogasanlagen kann auch der Fahraufwand von der Anschnittfläche des Silos bis zur Biogasanlage den Arbeitzeitbedarf deutlich erhöhen. Durch eine entsprechende Standortwahl und die Auswahl der technischen Lösungen ist der Steigerung des Arbeitszeitbedarfs entgegenzuwirken.

Arbeitszeitbedarf für die Substrataufbereitung und Einbringung des Substrates bei Modellanlage III

Unterstellt ist der Einsatz eines Teleskopladers für das Befüllen der Beschickungsaggregate. Eine zusätzliche tägliche Rüstzeit für das Tanken der Maschine, Silofolie entfernen und wieder abdecken wurde mit 15 min täglich berücksichtigt. Somit belaufen sich die Arbeitszeiten für die Substrataufbereitung und -einbringung auf 403 Akh/Jahr (siehe Tabelle 9.7).

9.1.3.4 Arbeitszeitbedarf bei der Ausbringung von Gärresten

Bei Modellanlage III werden von den rund 8.950 t jährlich eingesetzten Substraten (Gülle und NawaRo) rund 71 % der organischen Trockensubstanz zu Biogas umgesetzt. Diese Umsetzung mindert die Masse an Gärrückständen, so dass nur etwa 7.038 t der ur-

Tabelle 9.7: Kalkulation des Arbeitszeitbedarfs/Jahr für die Substrataufbereitung und -einbringung mit Rüstzeiten für die Modellanlage III

Substrat	Einheit	Maissilage	Getreide
Substratmenge	t/Jahr	5750	200
x Ladezeit	min/t	3,83	1,50
Arbeitszeitbedarf Ladezeit	AKh/Jahr	368	5
+ Rüstzeit	min/Einsatztag	5	
x Einsatztage	Einsatztage/Jahr	365	
Arbeitszeitbedarf Rüstzeit	Akh/Jahr	30	
Gesamtarbeitszeitbedarf	AKh/Jahr	40	03

sprünglichen Substratmassen ausgebracht werden müssen.

Der Arbeitszeitbedarf für die Ausbringung der anteiligen Güllemengen wird hier nicht betrachtet, da die in die Biogasanlage eingebrachte Güllemasse auch ohne anaerobe Behandlung Kosten für die Ausbringung verursacht hätte. Bei gleichen Ausbringungsbedingungen und technischer Ausrüstung ist der Arbeitszeitbedarf ebenso hoch anzusetzen.

Der Arbeitszeitbedarf mit einem 12 m³ Pump-Tankwagen mit Schleppschlauch auf 5 ha große Parzellen, 2 km Hof-Feld-Entfernung und mit einer durchschnittlichen Ausbringmenge von 20 m³ Gärrest pro Hektar beträgt 1,01 Akh/ha bzw. 3,03 Akmin/m³. Die zusätzlich auszubringende Gärrestmenge von 4.038 t (7.038 t - 3.000 t Gülle) führen somit zu einer Arbeitszeitbelas-

tung von 204 Akh/a. Insgesamt sind für die Ausbringung der Gärreste 355 Akh/a einzuplanen.

Arbeitszeitbedarf der Modellanlage III

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass sich für Modellanlage III unter der Annahme der überbetrieblichen Vergabe aufwändiger Erntearbeiten ein kalkulierter jährlicher Arbeitszeitbedarf von rund 3.126 Arbeitskraftstunden ergibt.

Mit rund 2.230 Akh ist die ganzjährige Anlagenbetreuung einschließlich der Substratzuführung gekennzeichnet durch relativ gleichmäßig anfallende und sich regelmäßig wiederholende Arbeiten. Etwa eine ständige Arbeitskraft muss dafür zur Verfügung stehen.

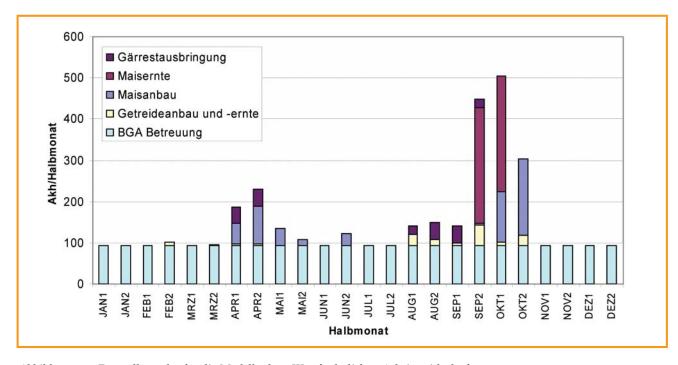


Abbildung 9.6: Darstellung des für die Modellanlage III erforderlichen Arbeitszeitbedarfes



Der Arbeitszeitbedarf für den Anbau von 131 ha Silomais erfordert 641 Akh (inkl. anteiliger Gärrestausbringung), wobei die Ernte durch einen Lohnbetrieb erfolgt. Es entfallen aber rund 490 Akh auf den
Transport, die Einlagerung und das Festfahren des
Erntegutes in einem Fahrsilo, die ggf. vom Betrieb
selber geleistet werden können.

9.1.4 Der Faktor Zeit in der Technik

Die entscheidende Zielsetzung beim Betrieb einer Biogasanlage liegt darin, die installierte Leistung zur Stromerzeugung bestmöglich zu nutzen, ohne dass Biogas ungenutzt z. B. über eine Notfackel abgeführt werden muss.

Dies bedeutet in erster Linie, dass der Motor des Blockheizkraftwerkes hoch ausgelastet wird. Eine hohe Auslastung des Motors ist dann gegeben, wenn dieser über möglichst viele Stunden des Jahres unter Volllastbedingungen, d. h. auch im Bereich des höchsten Wirkungsgrades, läuft. D. h. die installierte Leistung des Motors muss optimal auf den realistisch zu erwartenden Biogasertrag abgestimmt sein.

In den Vorplanungen wird sehr oft mit 8.000 Stunden Motorlaufzeit bei einer 100%igen Volllastleistung geplant. Planungen mit einer höheren Absicherung gegen wirtschaftliche Risiken setzen gelegentlich nur 7.000 Stunden jährliche Laufzeit an ("Sicherheitszuschlag").

Eine Auslastung von 7.000 Jahresstunden bedeutet jedoch: Um das aus dem Vergärungsprozess erzeugte Biogas energetisch umsetzen zu können, muss der Motor im Vergleich zu einer Jahresarbeitszeit von 8.000 h um mindestens 13 % größer ausgelegt werden. Diese Zusatzkapazität (auch bei allen weiteren Einrichtungen zur Gasförderung, -lagerung und -reinigung) ist als zusätzliche Investition mit 1.000 €/kW anzusetzen! Weiterhin ist zu bedenken, dass der Motor nicht zu sehr durch täglich wechselnden Start-Stopp-Betrieb zu belasten ist. Aus diesem Grund und um eine gleichbleibende Prozesswärmezufuhr zu gewährleisten (nur ein laufender Motor kann heizen!), wird die Arbeit des Motors, die in 7.000 Jahresvolllaststunden erreicht werden soll, nur dann erreicht, wenn der Motor nahezu kontinuierlich im Teillastbetrieb (90 % der Nennleistung) gefahren wird. Teillastbetrieb bedeutet immer Wirkungsgradeinbußen. Wirkungsgradeinbußen gehen immer zu Lasten der eingespeisten Strommenge und damit zu Lasten des Betreiberkontos. Einen ausführlichen Überblick über wirtschaftliche Einbußen z. B. bei einer 5%igen Verringerung des Wirkungsgrades gibt Kapitel 8.3 Sensitivitätsanalyse.

Aus ökonomischer Sicht ist daher eine Auslastung des BHKW mit 8.000 Volllaststunden pro Jahr anzustreben. Bei dieser Auslastung des Motors ist jedoch darauf zu achten, dass ein ausreichendes Gasspeichervolumen (> 7 h) vorzuhalten ist und ein effizientes Gasspeichermanagement umzusetzen ist. Im Normalbetrieb sollte der Gasspeicher nicht mehr als 50 % Füllung aufweisen, um:

- den zusätzlichen Gasaustrag bei der Homogenisierung aufnehmen zu können
- die Volumenerhöhung durch Sonneneinstrahlung auszugleichen und um
- bei Störungen am BHKW bzw. netzbedingter Abschaltung Gas speichern zu können.

9.2 Steuerliche und rechtliche Anmerkungen zu Bau und Betrieb von Biogasanlagen

9.2.1 Steuerliche Behandlung des Betriebs von Biogasanlagen

Neben den technischen Fragen der Biogasgewinnung und -nutzung sind auch die steuerlichen Auswirkungen im Blick zu behalten. Nachfolgend sollen in einem kurzen Überblick die wichtigsten steuerlichen Regelungen und Auswirkungen im Bereich der Einkommensteuer, der Gewerbesteuer und der Umsatzsteuer dargestellt werden.

9.2.1.1 Ertragsteuerliche Auswirkungen

Die ertragsteuerliche Grundfrage ist zunächst, ob das Betreiben einer Biogasanlage noch in den Bereich der steuerlichen Einkünfte aus Land- und Forstwirtschaft fällt oder es sich bereits um Einkünfte aus Gewerbebetrieb handelt. Daneben spielen aber auch die Fragen der Behandlung von Zuschüssen für die Errichtung von Anlagen, Abschreibungsregelungen sowie mögliche Verlustverrechnungen eine bedeutende Rolle.

Abgrenzung Landwirtschaft und Gewerbe

Bei der Frage, ob die Biogasanlage steuerlich der Landwirtschaft oder dem Gewerbe zuzuordnen ist, muss man zunächst differenzieren, was die Biogasanlage produziert. Soweit Biogas erzeugt wird, kann dies nach Auffassung der Finanzverwaltung noch Teil der land- und forstwirtschaftlichen Urproduktion sein, wenn die dafür benötigte Biomasse als solche



überwiegend im eigenen Betrieb erzeugt wird. Die Erzeugung von Strom aus Biogas ist dagegen keine Tätigkeit mehr, die der land- und forstwirtschaftlichen Urproduktion zuzuordnen ist. Die Stromproduktion ist damit immer den gewerblichen Einkünften zuzuordnen. Liegt ein einheitlicher Produktionsprozess vor, wird also aus Biomasse unmittelbar Strom erzeugt, stellt die gesamte Biogasanlage und damit die gesamten erzielten Einkünfte solche aus Gewerbebetrieb dar.

Bei der Beurteilung der Frage, wann von einer überwiegenden Erzeugung im eigenen Betrieb auszugehen ist, kommt es nicht auf das Kubikmeterverhältnis von eigener Biomasse zu den Kofermentaten an, sondern auf das "Nährstoffverhältnis" und den daraus resultierenden Biogaserträgen.

Die nachfolgende Tabelle soll die steuerliche Einordnung des Betriebs bei der Produktion von Strom aus Biogas darstellen.

Tabelle 9.8: Steuerliche Einordnung des Betriebs bei der Produktion von Strom aus Biogas

	Verwendung Biogas	Verwendung Strom
Biogas-Erzeugung	im eigenen Betrieb oder Verkauf	Verkauf
Überwiegend aus Eigenproduktion (Pflanzen, Pflan- zenreste, Gülle)	Land- und Forst- wirtschaft	Gewerbe
Überwiegend aus Fremdproduktion (Speisereste, Fette)	Land- und Forst- wirtschaft bei Verkauf: Gewerbe	Gewerbe

Behandlung von Zuschüssen

Vielfach werden Biogasanlagen auch mit Zuschüssen aus öffentlichen Mitteln angeschafft oder hergestellt. In diesem Fall hat die Finanzverwaltung den Steuerpflichtigen ein Wahlrecht eingeräumt. Einerseits können sie die Zuschüsse als Betriebseinnahmen ansetzen und die Zuschüsse damit sofort gewinnwirksam versteuern. Andererseits kann der Steuerpflichtige jedoch auch die Zuschüsse erfolgsneutral, also nicht gewinnwirksam behandeln. In diesem Fall ist die Bemessungsgrundlage der Anschaffungs- oder Herstellungskosten einer Biogasanlage um die Zuschüsse zu kürzen.

Die Bemessungsgrundlage der Anschaffungsoder Herstellungskosten ist ausschlaggebend für die spätere Abschreibung der Biogasanlage. Entscheidet man sich daher für die Möglichkeit, die Zuschüsse gewinnwirksam als Betriebseinnahmen zu erfassen, hat der Steuerpflichtige aufgrund höherer Anschaffungs- oder Herstellungskosten eine höhere jährliche Abschreibung. Bei einer erfolgsneutralen Behandlung der Zuschüsse mindert sich dagegen die Bemessungsgrundlage für die Abschreibung, so dass die jährliche Abschreibung entsprechend geringer ausfällt.

Abschreibungsregeln

Biogasanlagen sind regelmäßig Betriebsvorrichtungen, so dass sich die Abschreibungsbedingungen nach denen für bewegliche Wirtschaftsgüter richten.

Nach den allgemeinen AfA-Tabellen für die Landund Forstwirtschaft gilt für Biogasanlagen steuerlich eine Nutzungsdauer von 16 Jahren, so dass sich ein normaler linearer AfA-Satz in Höhe von jährlich 6 % der Anschaffungs- oder Herstellungskosten ergibt. Dieser statische Abschreibungssatz für die gesamte Biogasanlage hat sich in der Praxis aber nicht bewährt, denn die einzelnen Wirtschaftsgüter einer Biogasanlage unterliegen einer unterschiedlich langen Nutzungsdauer. Deshalb ist es sinnvoll, die Anlage in Wirtschaftsgüter aufzuteilen, die einer eigenständigen Nutzung und Funktion zugängig sind. Als verschiedene Wirtschaftsgüter kommen danach Betriebsgebäude, Hof- und Wegebefestigungen, Siloplatten oder Fahrsilos, Gärbehälter und Reststoffbehälter, Vorrichtungen zum Befüllen und Entleeren der Behälter, das Blockkraftheizwerk, Güllemixer und das Güllefass in Betracht. Insbesondere für den Motor bietet sich dabei eine Nutzungsdauer von max. 4 bis 6 Jahren an, je nachdem, ob es sich um einen Zündstrahlmotor oder um einen Gasmotor handelt.

Neben der linearen AfA können die Steuerpflichtigen auch wahlweise für Anschaffungen in den Jahren 2009 und 2010 die degressive Abschreibung in Anspruch nehmen. Bei der degressiven Abschreibung handelt es sich um eine Abschreibung in fallenden Jahresbeträgen vom jeweils verbleibenden Restbetrag. Der degressive AfA-Satz darf höchstens das 2,5-fache der linearen AfA und 25 % insgesamt nicht übersteigen. Weiterhin kann bei der degressiven AfA jederzeit zur linearen AfA übergegangen werden. Bei einer Nutzungsdauer von 16 Jahren bietet sich der Wechsel zur linearen AfA ab dem 9. Jahr an. Ab diesem Jahr sind die linearen AfA-Beträge höher als die degressiven Abschreibungsbeträge.

Eine weitere Abschreibungsmöglichkeit ist die Sonderabschreibung, die ebenfalls für die Anschaffung oder die Herstellung von Wirtschaftsgütern einer Biogasanlage in Anspruch genommen werden kann. Mit der Sonderabschreibung können 20 % der Anschaffungs- oder Herstellungskosten in einer Summe oder wahlweise verteilt in den ersten fünf Jahren der Anschaffung ergebnismindernd als Betriebsausgaben geltend gemacht werden. Aus Liquiditätsgründen ist es daher von großem Vorteil, die Sonderabschreibung geltend zu machen.

Eine Kombination aus Sonderabschreibung und degressiver Abschreibung bewirkt, dass man bereits nach fast drei Jahren mehr als die Hälfte der ursprünglichen Anschaffungs- oder Herstellungskosten abgeschrieben hat. Dazu folgendes Beispiel:

Beispiel: Der Landwirt hat eine Biogasanlage mit Anschaffungskosten von 100.000 € Anfang 2009 erworben. Er nimmt die 20 %ige Sonderabschreibung im ersten Jahr voll in Anspruch. Daneben entscheidet er sich zunächst für die degressive Abschreibung.

Daraus errechnet sich folgende AfA-Reihe:

AK/HK	100.000€	
Sonder-AfA 20 %		20.000€
Degressive AfA 15 % (2,5-fache von 6 %)		15.000 €
Restbuchwert (RBW)	65.000 €	
2. Jahr AfA 15 % vom RWB		9.750
Restbuchwert	55.250 €	
3. Jahr AfA 15 % vom RWB		8.288 €
Restbuchwert	46.962 €	
AfA-Summe nach 3 Jahre		53.038 €

Der Landwirt hat daher bereits nach fast 3 Jahren die Anlagen auf mehr als die Hälfte abgeschrieben und insoweit kalkulatorische Verluste in Höhe von 53.038 € erzeugt. Diese kann er mit anderen positiven Einkünften ggf. verrechnen.

Allerdings kann ein landwirtschaftlicher Betrieb die Sonderabschreibung nur dann in Anspruch nehmen, wenn der Wirtschaftswert des Betriebes der Land- und Forstwirtschaft im Zeitpunkt der Anschaffung oder Herstellung nicht mehr als 125.000 € (in 2009 und 2010: 175.000 €) beträgt. Soweit es sich um einen Gewerbebetrieb handelt, in dem die Biogasanlage angeschafft oder hergestellt wird, darf das Betriebsvermögen des Gewerbebetriebs nicht größer sein als 230.000 € (in 2009 und 2010: 330.000 €).

Durch den Investitionsabzugsbetrag (IAB) kann man schon bis zu 3 Jahre vor der tatsächlichen Anschaffung von Wirtschaftsgütern an einer Biogasanlage Abschreibungsaufwand vorwegnehmen. Für den IAB gelten ebenfalls die Größenklassen wie für die Sonderabschreibung (s.o.). Bis zu 40 % der voraussichtlichen Anschaffungs- oder Herstellungskosten können so bereits im Vorfeld steuerlich geltend gemacht werden. Im Jahr der tatsächlichen Anschaffung ist dann der IAB wieder rückgängig zu machen, also dem Gewinn hinzuzurechnen. Diese Gewinnhinzurechnung im Jahr der Anschaffung kann – wahlweise – durch eine Zusatz-AfA steuerlich neutralisiert werden. Erfolgt keine Anschaffung, so ist der IAB rückwirkend im Jahr der erstmaligen Bildung wieder dem Gewinn hinzuzurechnen. Die sich daraus ergebende höhere Steuerzahllast ist mit 6 % pro Jahr zu verzinsen.

Verlustverrechnung

Durch die hohe Abschreibung gerade in den ersten Jahren entstehen im Betrieb hohe kalkulatorische Verluste.

Verluste einer Einkunftsart können mittlerweile wieder unproblematisch mit Gewinnen einer anderen Einkunftsart verrechnet werden (vertikaler Verlustausgleich). Verluste in einem Gewerbebetrieb Biogasanlage können daher mit Gewinnen in einem landwirtschaftlichen Betrieb saldiert und verrechnet werden.

Soweit dann noch ein Verlust verbleibt, können bis zu 511.500 € (bei Ehegatten 1.023.000 €) in das Jahr davor zurückgetragen (Verlustrücktrag) werden. Ein Verlustvortrag in Folgejahren kann zeitlich unbegrenzt vorgenommen werden.

9.2.1.2 Umsatzsteuerliche Auswirkungen

Für Land- und Forstwirte sieht das Umsatzsteuergesetz besondere Durchschnittssätze vor. Für die im Rahmen eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes ausgeführten Umsätze gilt eine Umsatzsteuer von 10,7 % der jeweiligen Bemessungsgrundlage. Verkauft daher der Land- und Forstwirt das aus der Biomasse erzeugte Gas, so kann er darauf 10,7 % Umsatzsteuer (USt.) aufschlagen. Andererseits sieht das Umsatzsteuergesetz vor, dass den Land- und Forstwirten ein Abzug der auf die Anschaffungs- oder Herstellungskosten entfallenden Umsatzsteuer verwehrt ist.

Deshalb haben Land- und Forstwirte zu prüfen, ob sie bei der Errichtung einer Biogasanlage eine Option zur sog. Regelbesteuerung aussprechen. Dies bedeutet, dass man fünf Jahre lang an die allgemeinen Regeln des Umsatzsteuerrechts gebunden ist. Der Landwirt muss daher auf alle veräußerten Produkte –



also nicht nur das veräußerte Biogas – den jeweils geltenden Mehrwertsteuersatz (MwSt.) von derzeit 7 % oder 19 % aufschlagen und an das Finanzamt abführen. Im Gegenzug kann er die ihm in Rechnung gestellte Vorsteuer sich vom Finanzamt zurückerstatten lassen. Da erfahrungsgemäß bei einer Baumaßnahme wie der Errichtung einer Biogasanlage ein hoher Vorsteuerbetrag anfällt, ist immer zu prüfen, ob sich die Option für die Regelbesteuerung für den einzelnen Betrieb rechnet. Die Optionserklärung kann auch rückwirkend bis zum 10. Januar eines Jahres für das vorangegangene Kalenderjahr erklärt werden.

Zu beachten ist jedoch, dass die Vorteile bei der Biogasanlage möglicherweise Nachteile im übrigen landwirtschaftlichen Betrieb bedeuten. Da gerade umsatzstarke Vieh haltende Betriebe oftmals Vorteile aus der Durchschnittsbesteuerung aus der Umsatzsteuer haben, ist eine Option sorgfältig zu prüfen.

9.2.1.3 Gewerbesteuerliche Auswirkungen

Kommt man eingangs zu dem Ergebnis, dass es sich bei der Biogasanlage nicht mehr um einen Nebenbetrieb oder einen land- und forstwirtschaftlichen Betrieb handelt, erzielt der Steuerpflichtige insoweit Einkünfte aus Gewerbebetrieb. In diesem Fall fällt nach dem Gewerbesteuergesetz auch Gewerbesteuer an, für die jedoch derzeit ein Freibetrag für Einzelunternehmer und Personengesellschaften in Höhe von 24.500 € gilt. Sollte der Gewerbeertrag darüber liegen, ergibt sich eine Gewerbesteuerpflicht.

Doch selbst dann, wenn man tatsächlich in eine Gewerbesteuerpflicht hineinlaufen sollte, hat der Gesetzgeber vorgesehen, dass die Gewerbesteuerzahlungen pauschal auf die Einkommensteuerzahllast angerechnet werden kann. Eine Nettobelastung durch die Gewerbesteuer ergibt sich daher erst ab einem Gewerbesteuerhebesatz von mehr als 360 v.H.

9.2.2 Rechtsformwahl und die steuerlichen Auswirkungen

Die Frage der Rechtsform bei der Errichtung einer Biogasanlage ist bereits im Vorfeld frühzeitig zu klären. Dabei ist die Wahl einer Rechtsform nicht alleine eine Frage der steuerlichen Belastung, doch ergibt sich eine erhebliche Wechselwirkung zwischen dem Gesellschaftsrecht und dem Steuerrecht, da das deutsche Steuerrecht abhängig von der jeweiligen Rechtsform unterschiedliche Konsequenzen hat. So unterliegen Einzelunternehmen und Personengesellschaften der

Einkommensteuer, während Kapitalgesellschaften nach dem Körperschaftsteuergesetz erfasst werden.

Die Vorteilhaftigkeit einer Rechtsform bei der Errichtung oder dem Erwerb einer Biogasanlage hängt im Wesentlichen von der Größe der Biogasanlage und der Art und Weise der Kapitalbeschaffung ab. Bei kleineren Biogasanlagen wird es regelmäßig günstiger sein, diese als Nebenbetrieb zum land- und forstwirtschaftlichen Betrieb zu führen. Damit ist die Rechtsform des landwirtschaftlichen Betriebes auch für den Nebenbetrieb ausschlaggebend. Dabei kann es sich um ein Einzelunternehmen oder auch um eine Personengesellschaft wie z. B. eine Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) handeln.

Gerade bei größeren Biogasanlagen ist jedoch auch die Beteiligung weiterer Unternehmer und damit die Kapitalbeschaffung von ausschlaggebender Bedeutung. Oftmals werden diese Anlagen neben dem ursprünglich landwirtschaftlichen Betrieb geführt, so dass sie auch rechtlich verselbständigt werden können. Dafür bieten sich die Rechtsformen der Kommanditgesellschaft (KG) oder ggf. einer Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) an. Unterschiede zwischen den einzelnen Rechtsformen liegen z. B. in Fragen der Haftung, Gewinnverteilung, Veröffentlichungspflichten, Kapitalaufbringung und Geschäftsführung.

Neben den zivilrechtlichen Unterschieden der verschiedenen Rechtsformen sind auch steuerliche Abweichungen zu beachten, die nachfolgend ebenfalls dargestellt werden.

9.2.2.1 Einzelunternehmer

In der Land- und Forstwirtschaft am meisten verbreitet ist das klassische Einzelunternehmen. Mit der Aufnahme einer landwirtschaftlichen Tätigkeit, sei es durch die Gründung eines Betriebes oder durch die Übertragung eines Betriebes im Wege der vorweggenommenen Erbfolge oder im Rahmen des Erbfalls, ist man Einzelunternehmer und erzielt steuerrechtlich Einkünfte aus Land- und Forstwirtschaft. Wichtiges Element des Einzelunternehmers ist seine unbeschränkte Haftung mit seinem gesamten privaten und betrieblichen Vermögen. Die Führung des Einzelunternehmens obliegt allein dem Inhaber und auch ihm werden steuerrechtlich die Erträge des Unternehmens zugerechnet. Aufgrund des in der Landund Forstwirtschaft üblichen Wirtschaftsjahres vom 1.07. bis zum 30.06. werden die Gewinne eines Wirtschaftsjahres auf das jeweilige Kalenderjahr aufgeteilt.

Gesellschaftsvertrages, der auch mündlich geschlossen werden kann. Aus Beweisgründen bietet sich jedoch immer ein schriftlicher Gesellschaftsvertrag an, um unnötige Streitigkeiten zwischen den Gesellschaftern zu vermeiden. Ein Mindestkapital ist für die Gründung einer GbR nicht erforderlich. Die Geschäftsführung schließlich erfolgt durch die Gesellschafter einstimmig, wobei hiervon abweichende Regelungen im Gesellschaftsvertrag geschlossen werden können. Ebenso wie beim Einzelunternehmer haften die Gesellschafter einer GbR mit ihrem gesamten privaten und betrieblichen Vermögen.

Hinsichtlich der Buchführungs- und Rechnungslegungspflichten einer GbR gelten die gleichen Vor-

Wesentlicher Vorteil der GbR ist ihre hohe Flexibilität

Gründung einer GbR formfrei durch Abschluß eines

vielfältigen Bereichen. Zudem erfolgt die

Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR)

legungspflichten einer GbR gelten die gleichen Voraussetzungen wie bei einem Einzelunternehmer. Nur in den Fällen, in denen die bereits oben beschriebenen Betragsgrenzen überschritten werden und eine Aufforderung durch das Finanzamt vorliegt, muss die GbR eine Buchführung durchführen. Zunächst wird auf der Ebene der Gesellschaft der

Zunächst wird auf der Ebene der Gesellschaft der Gewinn oder Verlust ermittelt. Da die Gesellschaft selber jedoch nicht steuerpflichtig ist, wird der so ermittelte Gewinn oder Verlust den einzelnen Gesellschaftern anteilig entsprechend der vertraglichen Regelungen zugerechnet. Es findet eine einheitliche und gesonderte Feststellung für jeden Gesellschafter statt. Diese Einkünfte hat dann der jeweilige Gesellschafter in seiner eigenen Einkommensteuererklärung zu erfassen und zu versteuern.

Umsatzsteuerlich und gewerbesteuerlich gelten für die GbR die gleichen Voraussetzungen wie für einen Einzelunternehmer.

Kommanditgesellschaft (KG)

Immer mehr Beliebtheit erfreut sich in der Land- und Forstwirtschaft die Rechtsform einer KG. Wesentlicher Vorteil einer KG gegenüber einer GbR ist, dass die Kommanditisten nur beschränkt mit ihrer Kommanditeinlage haften. Damit wird die unbeschränkte persönliche Haftung mit dem gesamten privaten und betrieblichen Vermögen auf einen bestimmten Geldbetrag reduziert. Neben einem oder mehreren Kommanditisten gibt es jedoch immer noch mindestens einen Komplementär, der als Vollhafter bezeichnet wird. Er muss mit seinem gesamten privaten und betrieblichen Vermögen haften.

Zur Einschränkung der unbeschränkten Haftung des Komplementärs gibt es weiterhin die Rechtsform

Eine Buchführungspflicht für den landwirtschaftlichen Einzelunternehmer ergibt sich nur dann, wenn die selbstbewirtschaftete land- und forstwirtschaftliche Fläche einen Wirtschaftswert von mehr als 25.000 €, der Gewinn aus Land- und Forstwirtschaft mehr als 50.000 € im Kalenderjahr oder die Umsätze mehr als 500.000 € im Kalenderjahr betragen. Die Buchführungspflicht setzt dann mit dem Wirtschaftsjahr ein, das nach der Aufforderung durch die Finanzverwaltung zur Buchführung beginnt. Werden die vorgenannten Grenzen nicht überschritten und liegt auch keine Aufforderung der Finanzverwaltung vor, müssen land- und forstwirtschaftliche Einzelunternehmer nur eine vereinfachte Einnahmen-Überschuss-Rechnung anfertigen.

Daneben gibt es für kleinere Unternehmen die Möglichkeit, ihren Gewinn nach Durchschnittssätzen zu ermitteln. Dies ist möglich, so lange die selbstbewirtschaftete Fläche der landwirtschaftlichen Nutzung 20 ha nicht überschreitet, die Tierbestände nicht höher als 50 Vieheinheiten sind und der Wert der selbstbewirtschafteten Sondernutzung nicht mehr als 2.000 DM¹ je Sondernutzung beträgt. Biogasanlagen, die als Nebenbetriebe eines landwirtschaftlichen Hauptbetriebes geführt werden, gelten dabei als Sondernutzungen. Da Nebenbetriebe gesondert mit dem Einzelertragswert zu bewerten sind, wird sich – auch für kleinere Biogasanlagen - regelmäßig ein höherer Wert der Sondernutzung als 2.000 DM ergeben, so dass die Gewinnermittlung nach Durchschnittssätzen regelmäßig ausgeschlossen sein dürfte.

Solange nur Einkünfte aus Land- und Forstwirtschaft erzielt werden, entsteht nach derzeitiger Rechtslage keine Gewerbesteuerpflicht des Unternehmers. Wenn jedoch die Biogasanlage neben dem land- und forstwirtschaftlichen Betrieb im Rahmen eines gewerblichen Einzelunternehmens geführt wird und daraus Einkünfte aus Gewerbebetrieb entstehen, entsteht automatisch auch eine Gewerbesteuerpflicht.

Nach dem Umsatzsteuergesetz kann der landwirtschaftliche Unternehmer die Umsatzsteuer-Pauschalierung in Anspruch nehmen. Dies ist einem gewerblichen Einzelunternehmer verwehrt.

9.2.2.2 Personengesellschaften

Die in der Land- und Forstwirtschaft am häufigsten vorkommenden Personengesellschaften sind die Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) sowie die Kommanditgesellschaft (KG).



Hier ist das Steuerrecht noch nicht auf € umgestellt worden. Quelle: http://bundesrecht.juris.de/estg/__13a.html

der GmbH & Co. KG, bei der es sich auch um eine Personengesellschaft handelt. Bei dieser Rechtsform übernimmt eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) die Komplementärstellung. Mit dieser Rechtsformwahl kann die Haftung des Komplementärs auf die Hafteinlage der GmbH beschränkt werden.

Weiterer Vorteil einer KG ist, dass Kommanditisten gewonnen werden können, die nicht am Unternehmen selber interessiert sind, die jedoch Kapital zur Finanzierung einer Biogasanlage aufbringen können. Somit können z. B. weitere Familienangehörige oder auch familienfremde Personen gewonnen werden, um die Finanzierung einer Biogasanlage zu erleichtern und zu gewährleisten.

Wie bei einem Einzelunternehmen und der GbR ist auch bei der KG kein Mindestkapital erforderlich. Grundsätzlich gilt auch hier die Formfreiheit bei der Gründung, doch muss bei einer GmbH & Co. KG zuvor die Komplementär-GmbH gegründet und durch eine notariell beglaubigte Anmeldung beim Handelsregister dort eingetragen sein. Zur Geschäftsführung bei einer KG ist regelmäßig nur der Komplementär berechtigt. Bei einer GmbH & Co. KG ist dies die GmbH, deren Geschäfte wiederum durch ihren Geschäftsführer erledigt werden.

Hinsichtlich der Buchführung gelten für die KG die Regelungen des Handelsgesetzbuchs. Danach ist immer – unabhängig von bestimmten Betragsgrenzen – eine komplette Buchführung erforderlich.

Die Einkommensteuerpflicht bei einer KG liegt nicht bei der Gesellschaft, sondern bei ihren Gesellschaftern, denn die KG ist nicht selten Steuersubjekt bei der Einkommensteuer. Deshalb wird auch hier zunächst auf der Ebene der KG Gewinn und Verlust ermittelt und dann den Gesellschaftern anteilig in einer einheitlichen und gesonderten Feststellung zugeordnet. Die Gesellschafter sind dann verpflichtet, den auf sie entfallenen Anteil selbständig zu versteuern.

Etwas anderes gilt insoweit für die Gewerbesteuer. Hier ist die KG selbständiges Steuersubjekt und hat diese kraft Rechtsform selber zu tragen.

Soweit die KG einen landwirtschaftlichen Betrieb betreibt, kann sie auch die Umsatzsteuerpauschalierung für landwirtschaftliche Betriebe in Anspruch nehmen.

Kapitalgesellschaft

Kapitalgesellschaften spielen in der Land- und Forstwirtschaft noch keine große Rolle. Im Wesentlichen kommen als Kapitalgesellschaften die Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) sowie die Aktiengesellschaft (AG) in Frage. Nachfolgend sollen jedoch nur die GmbH dargestellt werden, da die AG aufgrund der erhöhten Formvorschriften für landwirtschaftliche Betriebe regelmäßig ausscheidet.

Grundprinzip der Kapitalgesellschaften ist die strenge Trennung zwischen der Ebene der Gesellschaft und der Ebene der Gesellschafter. Die Kapitalgesellschaft als juristische Person unterliegt der Körperschaftsteuer und die von ihr erwirtschafteten Einkünfte werden stets als Einkünfte aus Gewerbebetrieb behandelt.

Soweit die Kapitalgesellschaft an ihre Gesellschafter Erträge ausschüttet, haben diese im Zeitpunkt der Ausschüttung steuerpflichtige Einkünfte. Soweit die Gesellschaft ihre Erträge an ihre Gesellschafter ausschüttet, müssen diese einen Anteil von 60 % der Ausschüttung ihrer persönlichen Einkommensteuer unterwerfen. Hierfür gilt das sog. Teileinkünfteverfahren beim Gesellschafter.

Gründungsvoraussetzung einer GmbH ist der notarielle Abschluss des Gesellschaftsvertrages und die Anmeldung der Gesellschaft zum Handelsregister. Die Gesellschafterversammlung muss dann einen oder mehrere Geschäftsführer bestellen, da die GmbH nur durch ihren Geschäftsführer handlungsfähig ist. Allerdings gibt es auch die Ein-Mann-GmbH.

Das Mindestkapital einer GmbH beträgt 25.000 €, wovon bei der Gründung mindestens die Hälfte eingezahlt sein muss. Wesentlicher Vorteil der GmbH ist, dass die Gesellschaft nur mit ihrem Gesellschaftsvermögen, also mindestens mit dem Mindestkapital, haftet. Es besteht daneben keine weitere persönliche Haftung der Geschäftsführer oder der Gesellschafter. Die GmbH unterliegt den Buchführungs- und Bilanzierungspflichten des Handelsgesetzbuchs.

Mittlerweile gibt es auch die Möglichkeit, eine Mini-GmbH als haftungsbeschränkte Unternehmergesellschaft (UG) zu gründen. Das Gründungskapital beträgt dabei mindestens 1 €. Ansonsten unterliegt die Unternehmergesellschaft den gleichen Vorschriften wie die GmbH.

Steuerlich sind die Erträge der Gesellschaft nach den derzeit geltenden Regeln des Körperschaftsteuerrechts definitiv mit 15 % zu besteuern. Daneben unterliegt die GmbH noch der Gewerbesteuer, die ca. 14 % des Gewerbeertrags ausmacht. Insgesamt beträgt daher die Steuerbelastung einer Kapitalgesellschaft ca. 29 %.

Tabelle 9.9: Die wichtigsten Rechtsformen im Überblick

	Einzelunternehmer	Personengesellschaften		Kapitalgesellschaften
		GbR KG		GmbH
		Gesellschaft bürger- lichen Rechts	Kommanditgesellschaft	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
Kapitalaufbringung	Aus eigenem Vermögen; Kein Mindestkapital	Alle Mitunternehmer gemeinsam; Kein Mindestkapital	r/Gesellschafter	Gesellschafter anteilsmäßig; Stammkapital von 25.000 €, bei Gründung muss mindestens ¼ eingezahlt sein; Neu: Gründung einer haftungs- beschränkten Unternehmergesell- schaft (UG) mit Stammkapital von 1 € möglich
Haftung	Unbeschränkt mit privatem und betrieblichen Vermögen	Unbeschränkt mit privatem und betrieblichen Vermögen	Komplementär als Vollhafter wie EU; Kommanditist haftet mit Einlage; GmbH als Komplementär (GmbH + Co KG) haf- tet nur mit Gesell- schaftsvermögen	Beschränkt auf das Gesellschaftsvermögen
Geschäftsführung	Einzelunternehmer allein	Gemeinschaftliche Geschäftsführung	Komplementär; Kommanditist von Geschäftsführung ausgeschlossen	Geschäftsführer muss von Gesell- schafterversammlung berufen werden; Fremd- oder Gesellschafter-GF möglich
Gewinn-, Ergebnisverteilung	Einzelunternehmer allein	Jeder Gesellschafter nach Gewinnver- teilung lt. Vertrag	Vorab 4 % Verzinsung, Rest nach Köpfen bzw. nach Vertrag	Nach Beschluß der Gesellschafterversammlung; bei UG muss ¼ des Gewinns einer Rücklage zugeführt werden
Buchführungs- pflicht	Ab 25.000 € Wirtschaftswert LN der selbstbewirtschafteten Flächen Ab 50.000 € Gewinn oder ab 500.000 € Umsatz und Aufforderung der Finanzverwaltung	Wie Einzelunter- nehmer	Ja, nach dem Handelsgesetzbuch	Ja, nach den Buchführungs- und Bilanzierungspflichten des Handelsgesetzbuches
Umsatzsteuer- pauschalierung	Ja; Option zur Regelbe- steuerung möglich	Wie Einzelunternehr	ner	Nein; wg. Rechtsform von Pauschalierung ausgeschlossen; Neu: aufgrund Bundesfinanzhof-Rechtsprechung Pauschalierung auch bei GmbH mit landwirtschaftlicher Tätigkeit möglich
Gewerbesteuer- pflicht	Entfällt, solange nur Einkünfte aus Land- und Forstwirtschaft	Wie Einzelunter- nehmer	Wie Einzelunter- nehmer	Ja
Steuersubjekt und Steuerart	Einzelunternehmer unterliegt der Einkom- mensteuer	Nicht die Gesellschaf nehmer entsprechend liegen der Einkomme	d Gewinnanteil unter-	Gesellschaft unterliegt der Kör- perschaftsteuer; Ausschüttung beim Anteilseigner der Einkom- mensteuer

LN: Landwirtschaftliche Nutzfläche



9.3 Literaturverzeichnis

- [9-1] KTBL-Datensammlung Betriebsplanung 2008/2009
- [9-2] Weiland, P.; Gemmeke, B.; Rieger, C.; Schröder, J.; Plogsties, V.; Kissel, R.; Bachmaier, H.; Vogtherr, J.; Schumacher, B. FNR, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Biogas-Messprogramm II, Gülzow (2006)
- [9-3] KTBL (2009): Schwachstellen an Biogasanlagen verstehen und vermeiden
- [9-4] Göbel, A. und Zörner, W. (2006): Feldstudie Biogasanlagen in Bayern
- [9-5] Mitterleitner Hans, LfL, Institut für Landtechnik und Tierhaltung, 2003 (ergänzt) - persönliche Mitteilung
- [9-6] Melchinger, T.: Ermittlung von Kalkulationsdaten im landwirtschaftlichen Güterumschlag für Front- und Teleskoplader. Diplomarbeit FH Nürtingen (2003)
- [9-7] Mayer, M.: Integration von Radladern in alternative Mechanisierungskonzepte für den Futterbaubetrieb.
 Diplomarbeit FH Nürtingen (1998)
- [9-8] Handke, B.: Vergleichende Untersuchungen an Hofladern. Diplomarbeit FH Nürtingen (2002)



Quelle: Bützower Wärme GmbH

Qualität und Verwertung des Gärrestes



10.1 Eigenschaften des Gärrestes

10.1.1 Eigenschaften, Nährstoffe und wertgebende Inhaltsstoffe

Die Eigenschaften von Gärresten bzw. deren Inhaltsstoffe werden wesentlich durch die zur anaeroben Vergärung eingesetzten Stoffe und den Gärprozess selbst bestimmt. In landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden überwiegend Rinder- und Schweinegülle, Rinder- und Schweinemist und Geflügelmist aus der Geflügelmast genutzt. Weniger zum Einsatz kommen Wirtschaftsdünger aus der Legehennenhaltung wegen der hohen Gehalte an Ammonium und an Rückständen aus der Zufütterung von Kalk. Nur noch wenige Anlagenbetreiber setzen aufgrund der Vergütungs-Regelungen des EEG ausschließlich Energiepflanzen ein, trotzdem seien die seit langem bekannten und geschätzten Effekte der Vergärung von Wirtschaftsdüngern auf die Eigenschaften des Gärrestes genannt:

- Minderung von Geruchsemissionen durch Abbau flüchtiger organischer Verbindungen
- Weitgehender Abbau kurzkettiger organischer Säuren und demzufolge Minimierung des Risikos für Blattverätzungen
- Verbesserung der rheologischen (Fließ-)Eigenschaften und demzufolge Verminderung von Blattverschmutzungen an Futterpflanzen und geringerer Aufwand bei der Homogensierung
- Verbesserung der kurzfristigen Stickstoffwirkung durch die Erhöhung des Gehaltes an schnellwirksamen Stickstoff und
- Abtötung oder Inaktivierung von Unkrautsamen und Krankheitskeimen (human-, zoo- und phytopathogene).

Da durch die Vergärung im Wesentlichen die Kohlenstofffraktion der Substrate verändert wird, bleiben die darin enthaltenen Nährstoffe vollständig erhalten. Sie sind allenfalls durch den anaeroben Abbauprozess besser löslich und daher besser pflanzenverfügbar [10-1].

Werden überwiegend Energiepflanzen zur Erzeugung von Biogas eingesetzt, laufen mit ähnlichen Substraten bzw. Futtermitteln vergleichbare biologische Prozesse wie im Verdauungstrakt der Nutztiere ab. Daher müssen zwangsläufig Gärreste entstehen, die in ihren Eigenschaften mit denen der flüssigen Wirtschaftsdünger vergleichbar sind. Diese These wird belegt durch Untersuchungen des LTZ Augustenberg, in deren Rahmen Gärreste aus Praxisbetrieben in Baden-Württemberg hinsichtlich ihrer Nährstoffmenge und -qualität, wertgebenden Bestandteile und Düngewirkung untersucht wurden. In der Tabelle 10.1 sind die Kennwerte der Gärreste dargestellt [10-2]. Untersucht wurden Gärreste, die aus der Vergärung von Rindergülle und Energiepflanzen, Schweinegülle und Energiepflanzen, überwiegend Energiepflanzen sowie Abfällen (z. T. in Mischung mit Energiepflanzen) stammen. Zur besseren Einordnung der Ergebnisse wurde eine Stichprobe unbehandelter Gülleproben analysiert.

Die wichtigsten Erkenntnisse aus den Untersuchungen sind:

- Die Trockenmassegehalte von Gärresten (im Mittel 7 % der FM) sind um ca. 2 % niedriger als die von Rohgülle
- Die Gehalte an Gesamt-Stickstoff sind in Gärresten mit 4,6 bis 4,8 kg/t FM etwas höher als in Rindergülle
- Das C/N-Verhältnis liegt in Gärresten bei etwa 5 bis 6 und damit deutlich unter dem von Rohgülle (C/N:10)
- Der Abbau organischer Substanz bewirkt eine Überführung von organisch in anorganisch gebundenen Stickstoff und demzufolge einen höheren Anteil der Ammoniumfraktion (ca. 60 % bis 70 %) am Gesamt-N in Gärresten

Tabelle 10.1: Kennwerte und wertgebende Eigenschaften von Gärresten und Wirtschaftsdüngern im Vergleich [10-2]

	Einheit bzw.	Rohgülle	Gärreste				
Parameter	Bezeichnung	Überwiegend Rindergülle	Rindergülle und NawaRo	Schweinegülle und NawaRo	NawaRo	Abfall (und NawaRo)	
Trockensubstanz	% FM	9,1	7,3	5,6	7,0	6,1	
Säuregrad	рН	7,3	8,3	8,3	8,3	8,3	
Verhältnis Kohlenstoff/Stickstoff	C/N	10,8	6,8	5,1	6,4	5,2	
Basisch wirksame Stoffe	BWS (kg CaO/t FM)	2,9	-	-	3,7	3,5	
				kg/t FM			
Stickstoff	N _{gesamt}	4,1	4,6	4,6	4,7	4,8	
Ammonium-N	NH ₄ -N	1,8	2,6	3,1	2,7	2,9	
Phosphor	P_2O_5	1,9	2,5	3,5	1,8	1,8	
Kalium	K ₂ O	4,1	5,3	4,2	5,0	3,9	
Magnesium	MgO	1,02	0,91	0,82	0,84	0,7	
Kalzium	CaO	2,3	2,2	1,6	2,1	2,1	
Schwefel	S	0,41	0,35	0,29	0,33	0,32	
Organische Substanz	o. S.	74,3	53,3	41,4	51,0	42,0	

FM: Frischmasse

- Gärreste mit Beimischung von Schweinegülle- und Bioabfallgärreste weisen tendenziell höhere Phosphorgehalte auf, höhere Gehalte an Ammoniumstickstoff, dagegen geringere TS-, und Kaliumgehalte sowie geringere Gehalte an organischer Substanz als Gärreste aus Rindergülle oder NawaRo und deren Gemische
- Hinsichtlich der Nährstoffe Magnesium, Kalzium und Schwefel sind keine eindeutigen Unterschiede festzustellen.

10.1.2 Schadstoffe

Die Höhe der Schadstoffkonzentration im Gärrest wird im Wesentlichen durch die verwendeten Substrate bestimmt. Anhaltswerte für die Schwermetallgehalte in Gärresten im Vergleich zu Wirtschaftsdüngern sind in der Tabelle 10.2 zusammengestellt. Im Biogasprozess werden die absoluten Schwermetallmengen nicht verändert, durch den Bezug auf die TS und den Abbau organischer Substanz erhöhen sich die Gehalte an Schwermetallen nach der Vergärung. Die Schwermetallgrenzwerte der BioAbfV [10-23] werden für die Elemente Blei (Pb), Cadmium (Cd), Chrom (Cr), Nickel (Ni) und Quecksilber (Hg) nur zu maximal 17 % ausgeschöpft, die für Kupfer (Cu) und Zink (Zn) zu 70 und 80 %. Insgesamt sind die Gehalte an Schwermetallen auf ähnlichem Niveau

wie die in Rindergülle. Schweinegüllen weisen für Pb, Cd, Cu und Zn deutlich höhere Konzentrationen auf. Cu und Zn sind zwar den Schwermetallen zugehörig, sie sind aber auch essentielle Mikronährstoffe für die Tier- und Pflanzenernährung sowie für die mikrobiologischen Prozesse in der Biogasanlage. Sie werden sowohl in der Tierernährung als auch in NawaRo-Biogasanlagen zugesetzt. Daher wurden für die Elemente Cu und Zn in der Düngemittel-Verordnung keine Grenzwerte definiert. Bei den gegebenen Konzentrationen sind durch die Gärrestverwertung keine Belastungen des Bodens und der Gewässer zu erwarten.

10.1.3 Hygienische Eigenschaften

In Flüssigmist und anderen organischen Abfällen kann eine Reihe von Menschen und Tiere infizierenden Krankheitserregern auftreten (Tabelle 10.3).

Nach wie vor werden bei Reihenuntersuchungen positive Salmonellen-Befunde ermittelt (Tabelle 10.4). Der Anteil an positiven Salmonellen-Befunden liegt dabei jedoch unter 5 %, allerdings sind auch klinisch gesunde Tierbestände betroffen. Zur Unterbrechung von Infektionskreisläufen ist deshalb eine Hygienisierung auch von Gärresten, die ausschließlich aus Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft erzeugt wurden, von Vorteil, insbesondere bei deren Inverkehrbringen. In vielen Fällen ist es rechtlich allerdings



Tabelle 10.2: Schwermetallgehalte von Gärresten und Wirtschaftsdüngern im Vergleich

	Gärreste	Ausschöpfung der Deklarationswerte nach DüMV	Ausschöpfung der Grenzwerte nach DüMV	Ausschöpfung der Grenzwerte nach Bio-AbfV	Rindergülle	Schweinegülle
	mg/kg TM	%	%	%	mg/kg TM	mg/kg TM
Pb	2,9	2,9	1,9	< 5	3,2	4,8
Cd	0,26	26	17,3	17	0,3	0,5
Cr	9,0	3	_a	9	5,3	6,9
Ni	7,5	18,8	9,4	15	6,1	8,1
Cu	69	14 ^c (35)	_b	70	37	184
Zn	316	31 ^c (158)	_ b	80	161	647
Hg	0,03	6	3,0	< 5	-	-
Quelle	[10-2]	[10-19]	[10-19]	[10-23]	[10-3]	[10-3]

Tabelle 10.3: Infektionserreger in Flüssigmist und organischen Abfällen [10-4]

Bakterien	Viren	Parasiten	
Salmonellen (RG, SG, HK)	Erreger der Maul- und Klauenseuche	Spulwürmer	
Escherichia coli (RG)	Schweinepest	Palisadenwürmer	
Milzbrandbakterien (RG)	Bläschenkrankheit der Schweine	Saugwürmer	
Brucellen (RG, SG)	Schweineinfluenza	Leberegel	
Leptospiren (RG, SG)	Oldenburger Schweineseuche (TGE)	Lungenwürmer	
Mykobakterien (RG, SG, HK)	Rota-Virus-Infektionen	Magendarmwürmer	
Rotlaufbakterien (SG)	Teschener Erkrankung		
Clostridien (HK)	Aujeszky'sche Krankheit		
Streptokokken	Atypische Geflügelpest		
Enterobacter	Blauzungenerkrankung		
	Retro-, Parvo-, Echo-, Enteroviren		

RG: Rindergülle; SG: Schweinegülle; HK: Hühnerkot

Tabelle 10.4: Vorkommen von Salmonellen in Substraten und Gärresten von Biogasanlagen

	Rohgülle			Gärreste	
	Rindergülle, Schweinegülle, klinisch gesund		überwiegend Rindergülle	Güllen und NawaRo	Bioabfall und NawaRo
Probenzahl	280	132	51	190	18
davon Salmonellen positiv	7	5	0	6	2
in %	2,5	3,8	0	3,2	11,1
Jahr der Probenahme	1989	1990	2005 bis 2008		
Quelle	[10-5]	[10-5]	[10-2]	[10-2]	[10-2]



a. nur Grenzwert für Cr(VI)b. DüMV enthält keinen Grenzwertc. Deklarationswert für Wirtschaftsdünger

TM: Trockenmasse

zulässig, den Wirtschaftsdünger-Anteil einer Biogasanlage nicht zu hygienisieren (vgl. Kapitel 10.3.5). Dass die für die anderen eingesetzten Kofermente tierischer Herkunft und den Abfall aus der Biotonne geltenden strengen Hygienisierungsauflagen nicht immer eingehalten werden, zeigt der Befund der Bioabfall vergärenden Biogasanlage.

Im Bereich der Phytohygiene muss insbesondere der Verbreitung von s. g. Quarantäneschadorganismen durch hygienisierende Maßnahmen vorgebeugt werden. Von besonderer Bedeutung sind dabei Kartoffel- und Rübenkrankheiten (Clavibacter michiganensis, Synchytrium endobioticum, Rhizoctonia solani, Polymyxa betae sowie Plasmodiophora brassicae). Deshalb sollten entsprechende Abfälle und Abwässer aus der Lebensmittelindustrie vor deren Nutzung in der Biogasanlage immer einer Hygienisierung unterzogen werden [10-6].

Im Rahmen des LTZ-Screenings wurden nahezu 200 Güllen und Gärreste auch auf die für Mais und Getreide charakteristischen phytopathogenen pilzlichen Erreger *Helminthosporium*, *Sclerotinia sclerotiorum*, *Phytium intermedium* und *Fusarium oxysporum* untersucht. Dabei konnte jedoch nur in einem Fall ein Erreger detektiert werden [10-2].

Mit der Reihenuntersuchung konnte auch belegt werden, dass der für die Phytohygiene relevante Indikatororganismus "Anzahl der keimfähigen Pflanzen und austriebsfähige Pflanzenteile (vgl. Kapitel 10.3.5) durch Praxisanlagen i. d. R. eingehalten werden kann [10-2].

10.2 Lagerung des Gärrestes

Voraussetzung für die Nutzung der in den Gärresten enthaltenen Wert- und Nährstoffe ist die Lagerung in geeigneten Behältern. Während der Lagerung von Gärresten kommt es wie bei unbehandelten Wirtschaftsdüngern zu Emissionen von klimarelevanten Gasen wie Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) sowie zu Emissionen von Ammoniak (NH₃) und Geruchsstoffen.

10.2.1 Ammoniakemissionen

Der durch den Fermentationsprozess erhöhte Ammoniumgehalt sowie hohe pH-Werte im Gärrest (vgl. Tab. 10.1) begünstigen Ammoniakemissionen während der Lagerung. Meist ist eine Schwimmschichtbildung nur noch eingeschränkt möglich. Um im Falle von offenen Gärrestlagerbehältern Ammoniakver-

luste zu vermeiden, ist daher eine Abdeckung, z.B. mit Strohhäckseln, auch aufgrund der mit Ammoniakemissionen verbundenen Geruchsemission, dringend zu empfehlen (Tab. 10.5).

10.2.2 Klimarelevante Emissionen

Die Methanbildung aus vergorener Gülle wird durch den anaeroben Prozess im Vergleich zu unbehandelter Gülle erheblich verringert, da im Fermenter bereits ein Teil der organischen Substanz des Gärsubstrates metabolisiert wurde, so dass im Lagerbehälter deutlich weniger leicht abbaubarer Kohlenstoff zur Verfügung steht. Der Grad der Verminderung von Methanemissionen hängt somit entscheidend vom Abbaugrad der organischen Substanz und damit einhergehend auch von der Verweildauer des Ausgangssubstrates im Fermenter ab. So konnte in verschiedenen Untersuchungen gezeigt werden, dass Gärreste mit einer kurzen Fermentationsphase, d. h. einer geringen Verweilzeit im Fermenter mehr CH₄ emittieren als Gärreste mit längerer Verweilzeit im Fermenter (Abb. 10.1).

Bei sehr kurzer Verweildauer kann es im Vergleich zu unbehandelter Gülle zu erhöhten Methanemissionen kommen, falls Substrat, das gerade mit Methanbildnern angeimpft wurde, nach kurzer Zeit wieder aus dem Fermenter ausgeschleust wird und in das Gärrestlager gelangt [10-9]. Kurzschlussströme sind daher zu vermeiden.

Für die Abschätzung der Methanemissionen aus dem Gärrest können Ergebnisse von Fermentationsversuchen mit Gärresten im Batchverfahren bei 20-22 °C herangezogen werden [10-8], da dies den Temperaturverhältnissen im Gärrestlager unter Praxisbedingungen in etwa entspricht. Werte für das Restgaspotential, die unter mesophilen Bedingungen (37 °C) ermittelt wurden, sind hingegen in Bezug auf die tatsächlichen Emissionen nicht aussagekräftig. Allerdings können sie einen Hinweis auf die Effektivität des Fermentationsprozesses liefern, da sie das im Gärrest noch vorhandene, im Fermenter nicht umgesetzte Biomassepotential widerspiegeln. Beide Parameter hängen jedoch von der Prozessführung und den eingesetzten Substraten auf der einzelnen Anlage ab. Die in Tabelle 10.6 genannten Werte sind daher lediglich als Anhaltspunkte anzusehen.

Bei mehrstufigen Anlagen ist tendenziell ein geringeres Restgaspotenzial sowohl bei 20-22 °C als auch bei 37 °C zu verzeichnen (Tab. 10.6). Dies liegt v. a. an der mit dem mehrstufigen Anlagenbetrieb verbundenen höheren Verweilzeit, die sich ver-



Tabelle 10.5: Abdeckungen für Gärrestlager zur Minderung von Ammoniakemissionen^a [10-7]

Abdeckmaterialien	Investitionen (∅ 15 m)	Nutzungsdauer	Jahreskosten	Emissionsminderung im Ver- gleich zu nicht abgedeckten Behältern	Bemerkung
	€/m²	Jahre	€/m²	%	
Natürliche Schwimmdecke	-	-	-	20-70 ^b	Geringe Wirksamkeit bei häufiger Gärrestaus- bringung
Strohhäcksel	-	0,5	<1	70-90	Geringe Wirksamkeit bei häufiger Gärrestaus- bringung
Granulat	11	10	2,5	80-90	Ausgleich von Materialverlusten notwendig
Schwimmkörper	35	20	3,2	90-98 ^c	Lange Nutzungsdauer, neu, wenig Erfahrungen
Schwimmfolie	38	10	5,3	80-90	Geringer Wartungs- aufwand, wegen hoher Kosten nicht für sehr große Behälter geeignet
Zeltdach	50	15	5,3	85-95	Geringer Wartungs- aufwand, kein Regenwas- sereintrag
Befahrbare Betondecke	85	30	6,2	85-95	Geringer Wartungs- aufwand, kein Regenwas- sereintrag, bis ca. 12 m Durchmesser

<sup>a. Bisher liegen wenige Untersuchungen zur Emissionsminderung in Praxisanlagen vor. Die Aussagen wurden von Erfahrungen und Untersuchungen mit Schweinegülle abgeleitet.
b. Je nach Ausprägung der Schwimmdecke
c. Nicht geeignet für dickflüssige Gärreste</sup>

Annahmen: Zinssatz: 6 %; Reparatur: 1 % (nur bei Schwimmfolie, Zeltdach und Betondecke); Granulat: 10 % jährliche Verluste bei Granulat; Kosten für Stroh: 8 €/dt Stroh (Pressen, Laden, Transport, Häckseln, Aufblasen), Aufwandmenge: 6 kg/m²

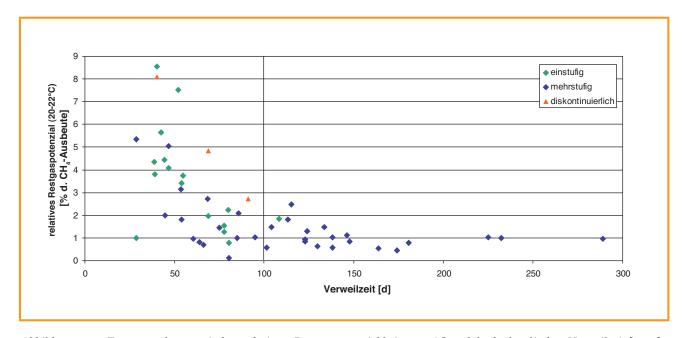


Abbildung 10.1: Zusammenhang zwischen relativem Restgaspotenzial bei 20-22 °C und der hydraulischen Verweilzeit [10-8]



10

Tabelle 10.6: Restgaspotenzial von Gärresten landwirtschaftlicher Biogasanlagen, bezogen auf die erzielte Methanausbeute pro t Substratinput; Mittelwerte sowie Minimal- und Maximalwert von 64 im Rahmen der Biogasmessprogramms II beprobten Praxisanlagen [10-8]

Prozesste	emperatur		potenzial 4-Ausbeute] mehrstufig
20–22 °C	Mittelwert	3,7	1,4
	Min-Max	0,8-9,2	0,1-5,4
37 °C	Mittelwert	10,1	5,0
	Min-Max	2,9-22,6	1,1-15,0

mindernd auf das Restgaspotenzial auswirkt (Abb. 10.1).

Aufgrund des hohen Treibhauspotenzials von CH₄ (1 g CH₄ entspricht 23 g CO₂) ist eine Reduktion bzw. Vermeidung von CH₄-Emissionen aus Gärrestlagerbehältern anzustreben. Anlagen, die nicht mit einem gasdichten Endlager ausgestattet sind, sollte neben einem mehrstufigen Betrieb (Fermenterkaskade) mindestens eine der folgenden Anforderungen erfüllen:

- mittlere hydraulische Verweilzeit des insgesamt eingesetzten Substratvolumens von mindestens 100 Tagen bei einer Gärtemperatur im Jahresverlauf von durchgehend mindestens 30 °C oder
- Faulraumbelastung < 2,5 kg oTM/ $m_N^3 \cdot d^1$.

Bei der Berechnung des Substratvolumens sind alle Einträge in den/die Gärbehälter zu berücksichtigen (also z. B. auch Wasser und/oder Rezirkulat). Werden o. g. Anforderungen nicht erfüllt, ist mit Methanemissionen zu rechnen, die über den in Tabelle 10.6 ermittelten Mittelwerten liegen. In diesen Fällen wird eine gasdichte Nachrüstung des/der Gärrestlagerbehälter² für mindestens die ersten 60 Tage des Gärrestlagerbedarfs empfohlen.

Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 ist eine Abdeckung der Gärrestlager Vorrausetzung für den Bezug des NawaRo- Bonus, falls es sich um eine Anlage handelt, die nach Bundes-Immisionsschutzgesetz genehmigungspflichtig ist. Dies sind alle Anlagen, deren Gesamtfeuerungsleistung 1 MW (entspricht etwa 380 kW_{el}), oder deren Güllelagerkapazität 2.500 m³ überschreitet. Für Neuanlagen gilt dies uneingeschränkt, für Altanlagen wird die Auslegung

des Gesetzes noch diskutiert, da in vielen Fällen eine Nachrüstung der Gärrestlager nicht oder nur eingeschränkt möglich ist (s. o.).

Auch für nach Baurecht zu genehmigende Neuanlagen ist eine gasdichte Abdeckung nicht nur unter ökologischen, sondern auch unter ökonomischen Gesichtspunkten abzuwägen. Schließlich bedeutet das nicht ausgenutzte Biomassepotenzial gerade bei hohem Restgaspotential einen entgangenen Erlös. Das zusätzlich gewonnene Restgas kann:

- zusätzlich durch Verstromung verwertet werden (Erhöhung der elektrischen Arbeit). Die Verwertung würde einen zusätzlichen Stromerlös erbringen
- bei gleich bleibender Auslastung des Motors verwertet werden es wird jedoch die dem zusätzlichen Gas entsprechende Rohstoffmenge auf der Inputseite eingespart (kurzfristige Option bei ausgelastetem BHKW; höherer Erlös aus zusätzlich eingespeister elektrischer Arbeit möglich).

Insbesondere für Anlagen mit einem hohen NawaRo-Anteil (z. B. > 50 % des Frischmasseinputs) kann sich eine gasdichte Nachrüstung des Gärrestlagers lohnen; hier ist aufgrund des geringeren abzudeckenden Gärrestvolumens - und somit geringerer Investitionen – bereits für niedrige Restgasausbeuten mit entsprechenden wirtschaftlichen Vorteilen zu rechnen (Tabelle 10.7). Bei reinen Wirtschaftsdüngeranlagen bzw. Anlagen mit überwiegender Wirtschaftsdüngervergärung steigt mit der Anlagengröße auch das abzudeckende Gärrestvolumen an, so dass u. U. die Mehrerlöse aus der Stromeinspeisung nicht mehr zur Deckung der Kosten für eine gasdichte Abdeckung ausreichend sind. Zwar ergeben sich durch den mit der Novellierung des EEG 2009 eingeführten Güllebonus für Anlagen mit einem Gülleanteil von über 30 % am Frischmasseinput entsprechend höhere Mehrerlöse, so dass die Verlustgrenze bei einer deutlich geringeren installierten Leistung erreicht wird als bei Anlagen mit geringem Gülleanteil. Jedoch ist im Vergleich zu NawaRo-Anlagen i. A. mit einem deutlich niedrigeren Restgaspotenzial zu rechnen.

Ein vom KTBL 2006 durchgeführtes bundesweites Screening ergab, dass nur ca. ein Viertel der bestehenden Rundbehälter (95 % der erfassten Gärrestlager) gasdicht abgedeckt waren [10-11]. Dies deckt sich mit Ergebnissen des Biogasmessprogramms II (FNR 2009). Jedoch sind nicht alle Gärrestlager technisch mit einer gasdichten Abdeckung nachrüst-

^{1.} m_N^3 : Summe der nutzbaren Gärvolumina.

^{2.} Es gelten folgende Anforderungen an den/die Gärrestlagerbehälter: a) es darf keine aktive Temperatursteuerung installiert sein und b) der Behälter muss an das gasführende System angeschlossen sein. Eine effiziente Vermeidung der CH₄-Emissionen aus dem Gärrest ist bereits durch eine Abdeckung der ersten 60 Tage des Gärrestlagerbedarfs erreicht, da die Methanbildung unter den in der Praxis vorherrschenden Bedingungen innerhalb dieses Zeitraums erfahrungsgemäß abgeschlossen ist.

Tabelle 10.7: Verlustschwellen^a einer gasdichten Nachrüstung von Gärrestlager-Rundbehältern: Elektrisch installierte Mindestleistung, bei der für unterschiedliche Investitionskosten der Nachrüstung wenigstens eine Kostendeckung erzielt wird [10-10; modif.].^b

Gülleanteil am Substratinput		30 % ohne Güllebonus)	> 30 % (= Vergütung mit Güllebonus)		
Nutzbares Restgas	3 %	5 %	3 %	5 %	
Investition (Behälteranzahl/ -durchmesser)	Elektrische Mindestleistung ^b [kW]				
33.000 € (z.B. 1/ < 25 m)	138	83	109	66	
53.000 € (z.B. 1/ > 25 m)	234	133	181	105	
66.000 € (z.B. 2/ < 25 m)	298 167 241 1				
106.000 € (z.B. 2/ > 25 m)	497 287 426 231				
159.000 € (z.B. 3/ > 25 m)	869	446	751	378	

a. Bestimmung der Verlustgrenze anhand Gegenüberstellung der Stückkosten (Jahreskosten pro zusätzliche Kilowattstunde) und des tatsächlichen Vergütungssatzes pro eingespeiste Kilowattstunde.

b. Berechnungsgrundlagen: BHKW 8.000 Volllaststunden, anteilige Kosten für BHKW-Erweiterung entsprechend der zusätzlichen Leistung durch Restgasverwertung, Wirkungsgrad nach ASUE (2005) [10-13], Vergütung nach KTBL Online-Vergütungsrechner (2009). Investitionen und Jahreskosten der Abdeckung berechnet auf Basis einer Nutzungsdauer von 10 Jahren, gasdichte Abdeckung der ersten 60 Tagen der Gärrestlagerdauer (Innerhalb dieses Zeitraums ist unter Praxisbedingungen die Methanbildung aus dem Gärrest i. A. abgeschlossen).

bar. Die das Screening begleitende Expertengruppe kam zu dem Ergebnis, dass dies nur für ein Viertel der bestehenden offenen Rundbehälter unproblematisch möglich ist. Ein weiteres Viertel wurde aufgrund von Statik und/oder Bauweise als nur mit erheblichem Aufwand nachrüstbar beurteilt. Die Hälfte der Rundbehälter wurde, wie auch Erdbecken (ca. 5 % der erfassten Gärrestbehälter), als nicht nachrüstbar angesehen [10-11].

Bei eingeschränkter Nachrüstungseignung ist mit deutlich höheren Kosten als den oben aufgeführten zu rechnen. Bei einstufigen Anlagen ist alternativ die Errichtung eines zusätzlichen Fermenters zu prüfen, da in diesen Fällen insbesondere bei kurzer Verweilzeit mit einem erhöhten Restmethanpotenzial und somit entsprechenden Mehrerlösen zu rechnen ist.

Lachgas entsteht während der Nitrifikation aus Ammonium oder der Denitrifikation von Nitrat. Da in streng anaerob gelagerter Gülle oder Gärresten nur Ammonium vorliegt und keine Nitrifikation stattfinden kann, beschränkt sich eine potentielle Lachgasbildung auf die Schwimmschicht und hängt von deren Art und Durchlüftung ab. Dies zeigt sich auch in Untersuchungen zu Lachgasemissionen aus Gülle und Gärresten, die zum Teil zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen hinsichtlich des Einflusses der Vergärung auf die Lachgasemissionen führten. Meist sind N₂O-Emissionen aus Güllelagerbehältern gegenüber den Emissionen an CH4 und NH3 vernachlässigbar gering und für die Bilanzierung von Treibhausgasemissionen unbedeutend [10-11]. Durch eine gasdichte Abdeckung werden aber auch diese vollständig vermieden.

10.3 Verwertung des Gärrestes auf landwirtschaftlichen Flächen

Die hinreichende Versorgung der Bodenfauna mit organischer Substanz, sowie eine auf Pflanzenbedarf und Bodenart abgestimmte Nährstoffzufuhr, sind die grundlegenden Voraussetzungen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Böden.

Durch die Preissteigerungen der mineralischen Düngemittel in den letzten Jahren wurde die Wirtschaftlichkeitsschwelle für den Transport und die Ausbringung von Gärresten und Wirtschaftsdüngern erreicht, so dass Gärreste wegen ihres Nährstoffwertes in der Regel ein transportwürdiges Gut darstellen. Darüber hinaus sind Düngungsstrategien mit Gärresten und Wirtschaftsdüngern hinsichtlich ihrer Energiebilanz günstiger zu beurteilen als Strategien, die ausschließlich auf Mineraldüngung basieren [10-12].

10.3.1 Verfügbarkeit und Nährstoffwirkung von Stickstoff

Wie Analysewerte belegen (vgl. Tabelle 10.1), wird durch die Vergärung der TS-Gehalt der Substrate in der Regel reduziert. Weiterhin wird das C/N-Verhältnis im Gärrest infolge der Methangärung entsprechend dem Ausfaulungsgrad enger. Dies wirkt sich bei der Düngung günstig aus, da der pflanzenverfügbare Ammoniumanteil steigt. Das C/N-Verhältnis verengt sich von etwa 10:1 auf ca. 5 bis 6:1 bei Flüssigmist bzw. 15:1 auf 7:1 bei Festmist. Damit ist aber bereits ein Teil der mineralisierbaren organischen



Substanz abgebaut. Das bedeutet, dass aus dem organisch gebundenen N nur ca. 5 % im Anwendungsjahr (bzw. 3 % in den Folgejahren) pflanzenverfügbar ist [10-12].

Zur Kalkulation des verfügbaren Stickstoffes aus dem applizierten Gärrest im Anwendungsjahr kann mit Mineraldünger-Äquivalenten (MDÄ) gerechnet werden. Das MDÄ wird im Anwendungsjahr hauptsächlich von der Verfügbarkeit des Ammonium-Stickstoffs bestimmt. In den Folgejahren werden nur noch geringe N-Mengen aus dem Gärrest nachgeliefert. Werden Ammoniakverluste weitgehend vermieden, beträgt das "kurzfristige MDÄ" 40-60 %. Dieser Anteil ist beim mineralischen Düngebedarf anzurechnen. Bei einer längerfristigen Gärrestanwendung (nach 10-15 Jahren) kann ein MDÄ von 60-70 % zugrunde gelegt werden [10-12], [10-7].

Insgesamt kann aber davon ausgegangen werden, dass die Wirksamkeit des Stickstoffs der Gärreste wesentlich von Ausbringungsart und -zeitpunkt, der Witterung, der Bodenart und anzubauender Fruchtart bestimmt wird.

Die höheren pH-Werte von Gärresten im Vergleich zu Rohgülle wirken sich nur unwesentlich auf die Ammoniakverluste aus, da kurz nach der Ausbringung von Rohgüllen die pH-Werte ebenfalls Werte von 8 bis 8,5 erreichen. Die Ammoniak-Emissionen unterscheiden sich daher nicht signifikant [10-15].

Tabelle 10.8: Kumulative Ammoniakverluste nach Ausbringung von Wirtschaftsdüngern mit Breitverteiler ohne Einarbeitung bei unterschiedlichen Temperaturen innerhalb 48 Stunden [10-7, verändert]

W:-teah-ufted::	Ammoniakverluste in % des applizierten Ammonium-N ^a							
Wirtschaftsdünger	5 ℃	10 °C	15 °C	25 °C, auf Stroh				
Rindergülle, dickflüssige Gärreste ^b	30	40	50	90				
Schweinegülle, dünnflüssige Gärreste ^b	10	20	25	70				
Jauche			20					
Tiefstall- und Stapelmist			90					
Geflügel- trockenkot			90					

a. Emission vom verbliebenen $\mathrm{NH_{4}} ext{-}\mathrm{N}$ nach der Lagerung.

10.3.2 Maßnahmen zur Verringerung der Ammoniakverluste nach der Ausbringung von Gärresten

10.3.2.1 Ammoniakemissionen

In Tabelle 10.8 sind Ammoniakverluste nach der Ausbringung von Wirtschaftsdüngern bei unterschiedlichen Temperaturverhältnissen zusammengefasst. Es wird deutlich, dass mit ansteigender Temperatur auch die Ammoniakverluste ansteigen. Besonders hohe Verluste sind zu erwarten, wenn Gärreste auf Pflanzen, Pflanzenrückstände bei hohen Temperaturen ausgebracht werden. Die niedrigsten Verluste sind zu erwarten, wenn dünnflüssige Gärreste, die schnell in den Boden sickern können, bei niedrigen Temperaturen ausgebracht werden. Alleine durch die Wahl des besten Ausbringtermins ist somit bereits eine signifikante Reduzierung der Ammoniakverluste möglich.

10.3.2.2 Ausbringtechnik

Für die Ausbringung von Gärresten auf landwirtschaftliche Flächen zum Zweck der Düngung werden die Techniken eingesetzt, die auch bei der Verwertung von flüssigen Wirtschaftsdüngern Verwendung finden. Die Ausbringung erfolgt mit Flüssigmisttankwagen, meist mit emissionsmindernder Verteiltechnik (z. B. Schleppschlauchtechnik), die auch die Düngung wachsender Pflanzenbestände zu Zeiten höchsten Nährstoffbedarfs ermöglichen.

Ziel der Gärrestausbringung muss es sein, die darin enthaltenen Nährstoffe zur gezielten Düngung mit ähnlicher Präzision wie bei der Düngung von mineralischen Düngemitteln zu applizieren, um ein Maximum an Nährstoffen an die Pflanzenwurzel zu bringen und ein Minimum an Nährstoffverlusten zuzulassen.

Zur Ausbringung von Gärresten werden die folgenden Techniken eingesetzt:

Tankwagen

Man unterscheidet zwei gängige Bauarten:

- Kompressortankwagen
- Pumptankwagen

Für eine verlustarme und zielgenaue Verteilung der Gärreste kommen die folgenden Verteiltechniken zur Anwendung:

Schleppschlauchverteiler

Schleppschlauchverteiler besitzen eine Arbeitsbreite



b. Gärreste eingeschätzt wie Rinder- bzw. Schweinegülle, da keine Praxisuntersuchungen verfügbar.

von 6 bis 24 m, neuerdings werden auch solche mit 36 m Arbeitsbreite angeboten. Die einzelnen Ablaufschläuche sind in der Regel in einem Abstand von 20 bis 40 cm zueinander angeordnet. Der Gärrest wird auf der Bodenoberfläche in etwa 5 bis 10 cm breiten Streifen ablegt.

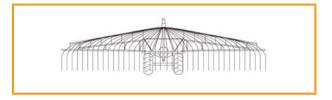


Abbildung 10.2: Schleppschlauchverteiler

Schleppschuhverteiler

Schleppschuhverteiler besitzen eine Arbeitsbreite von 3 bis 12, manchmal 18 m, die einzelnen Ablaufschläuche haben in der Regel einen Abstand von 20 bis 30 cm zueinander. Am Ende des Ablaufes befinden sich spezielle Verteileinrichtungen, die üblicherweise in Form einer schuhähnlichen Verstärkung bzw. Schleifkufe ausgeführt sind und an deren Ende der Gärrest abgelegt wird.

Der Verteiler wird während des Ausbringvorganges durch den Pflanzenbestand (soweit vorhanden) geschleppt. Bauartbedingt wird der Pflanzenbewuchs während des Ausbringvorganges etwas beiseite gedrückt. Die Gärrestablage erfolgt in den obersten Bodenbereich (0 bis 3 cm), so dass Verschmutzungen des Pflanzenbestandes weitgehend vermieden werden.

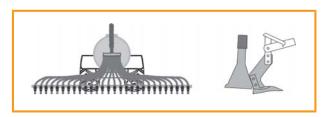


Abbildung 10.3: Schleppschuhverteiler

Schlitzverteiler

Typische Schlitzverteiler besitzen eine Arbeitsbreite von 6 bis 9 m wobei die einzelnen Ablaufschläuche in der Regel in einem Abstand von 20 bis 30 cm zueinander angeordnet sind. Die Applikation erfolgt mithilfe einer schuhähnlichen Verstärkung, der eine Schneidscheibe (bzw. ein Stahlmesser) vorweg geführt wird und die den Boden aufschneidet und an deren Ende der Gärrest in den Schlitz abgelegt wird.



Abbildung 10.4: Schlitzverteiler

Direkteinbringung mit Grubber

Die sogenannten Güllegrubber besitzen eine Arbeitsbreite von 3 bis 6 m, wobei die einzelnen Ablaufschläuche in der Regel in einem Abstand von 20 bis 40 cm zueinander angeordnet sind. Der Boden wird mit einem Grubberzinken bearbeitet und in dessen unmittelbarer Verlängerung der Gärrest während der Bearbeitung in den Erdstrom abgelegt. Daneben gibt es auch Scheibeneggen, bei denen der Boden mit Hohlscheiben bearbeitet und der Dünger in gleicher Weise in den Erdstrom abgelegt wird.

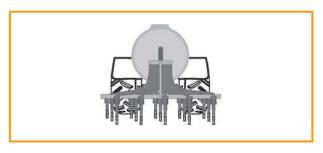


Abbildung 10.5: Güllegrubber

Die Tabelle 10.9 fasst die Techniken zur Ausbringung von flüssigen Wirtschaftsdüngern und Gärresten zusammen. Festzuhalten bleibt, dass für die Ausbringung vielfältige Techniken zur Verfügung stehen, die entsprechend der Kulturart, der Entwicklungsstufe, und der Standortbedingungen eingesetzt werden können. Die technischen und standörtlichen Limitierungen bei der Ausbringung führen dazu, dass immer ein Teil des Ammoniums als Ammoniak in die Atmosphäre entweicht.

10.3.3 Günstige Einsatztermine für Gärreste

Bei der Wahl eines günstigen Ausbringtermins entsteht ein Zielkonflikt zwischen maximaler Emissionsminderungen und den pflanzenbaulichen Erfordernissen. Die weitreichendsten Emissionsminderungen sind mit der direkten Einarbeitung erreichbar. Diese ist auf unbewachsenem Ackerland im Sommer und Herbst durchführbar. Bei der Düngung von Reihenkulturen ist im Zuge der Ausbringung eine sofortige oberflächliche Einarbeitung mit Roll-



Tabelle 10.9: Minderung der Ammoniakverluste nach der Ausbringung von flüssigen Gärresten^a [10-7, verändert]

Minderungstechniken/ -maßnahmen	Einsatzgebiete	Emissionsminderung satzgebiete Gärrest		Beschränkungen
-mubiluminen		Dickflüssig	Dünnflüssig	
Schleppschlauch- verfahren	Ackerland: unbewachsen Bewuchs > 30 cm Grünland:	8 30	30 50	Hangneigung nicht zu stark, Größe und Form der Fläche, dickflüssiger Gärrest, Abstand der
, caracter	Bewuchs bis 10 cm Bewuchs bis > 30 cm	10 30	30 50	Fahrgassen, Bestandshöhe
Schleppschuh- verfahren	Ackerland Grünland	30 40	60 60	Wie oben, nicht auf sehr steinigen Böden
Schlitzverfahren	Grünland	60	80	Wie oben, nicht auf steinigen, zu trockenen und verdichteten Böden, hoher Zugkraftaufwand
Gülle-Grubber- verfahren	Ackerland	> 80	> 80	Wie oben, nicht auf sehr steinigen Böden, sehr hoher Zugkraftbedarf, nur bedingt auf bewach- senen Ackerland (ggf. Reihenkulturen) einsetzbar
Unverzgl. Einarbei- tung (innerh. 1 h)	Ackerland	90	90	Mit leichtem Gerät (Egge) nach Primärboden- bearbeitung, mit Grubber/Pflug nach Ernte

a. Bisher liegen wenige Untersuchungen zur Emissionsminderung von Gärresten vor; die Aussagen wurden von Untersuchungen mit Rinder- und Schweinegülle abgeleitet.



- 1) nur wenn N-Bedarf vorhanden, sofortige Einarbeitung.
- 2) maximal 40 kg Ammonium-N oder 80 kg Gesamtstickstoff/ha.
- 3) im März mit Nitrifikationshemmer, sofortige Einarbeitung.
- 4) maximal 40 kg Ammonium-N oder 80 kg Gesamtstickstoff/ha, sofortige Einarbeitung KTBL (2008), Betriebs planung Landwirtschaft 2000/2009, 752 S

Abbildung 10.6: Ausbringzeiträume für Gärreste

hacken oder Häufelscharen möglich. Die Ausbringmenge zu diesem Termin wird jedoch durch die Regelung der DüV (maximale Ausbringmenge von 40 kg anrechenbarem N) begrenzt.

Der Gärresteinsatz im Sommer und Herbst vor dem Anbau von Hackfrüchten ist aus pflanzenbaulichen Gründen überwiegend auf die Düngung von Zwischenfrüchten vor der Hackfrucht begrenzt. Der Nährstoffbedarf der Hackfrucht wird dann hauptsächlich aus dem Bodenvorrat gedeckt. Zwischenfrüchte spielen aber in vielen Regionen nur eine unbedeutende Rolle. Die Ausbringung zu Hackfrüchten, insbesondere Mais, erfolgt daher vor allem im Frühjahr.

Wird der Gärrest hingegen zu ungünstigen Zeitpunkten, z. B. im Herbst auf unbewachsenem Boden ausgebracht, besteht eine größere Nährstoffauswaschungsgefahr. Diese Gefahr kann zuverlässig minimiert werden, wenn die Ausbringung, an den Stickstoffbedarf der Fruchtart angepasst wird [10-3], [10-12].



Tabelle 10.10: Annahmen für die Berechnung von Nährstoffbilanzen

Fruchtfolge-	Silo-	Winter-	Winter-	Winter-
glieder	mais	weizen	gerste	raps
Ertragserwar- tungen der Früchte [dt/ha] FM	500	80	65	35

Anrechenbarkeit des org. geb. N der Gärreste^a

	Jahr der Anwen- dung	1. Folgejahr	Ab 2. Folgejahr	
Mineralisierungs- rate [%]	5	3	3	

a. [10-12]: Landbauliche Verwertung stickstoffreicher Abfallstoffe, Komposte und Wirtschaftsdünger. Wasser und Boden. 48, S. 7–16,

Tabelle 10.11: Berechnete Eigenschaften der Gärresttypen der entsprechenden Modellanlagen

C:	Nährstoffkonzentration [%/m³ FM]			TS	
Gärresttyp	N	NH ₄ -N	P ₂ O ₅	K ₂ O	%
Rechnerisch erm	nittelte Ir	haltsstoff	e von Gä	irreste ^{a b}	
MI/MIIØ	0,47	0,31	0,19	0,73	10,81
M III	0,47	0,31	0,18	0,73	11,00
M V	1,05	0,68	0,51	0,57	12,35

a. Errechnet aus Substratkenndaten unter Berücksichtigung des Biomasseabbaus

M: Modellanlage (siehe Kapitel 8)

10.3.4 Nährstoffwirkung und Humusreproduktion für ein Anlagenbeispiel

Im Folgenden wird an einer beispielhaften Fruchtfolge mit "Silomais-Winterweizen-Wintergerste-Winterraps" die Nährstoffverfügbarkeit bzw. die Humusreproduktion von Gärresten dargestellt.

10.3.4.1 Nährstoffbilanz

Berechnung der Nährstoffbilanz wurden folgende Annahmen zugrunde gelegt (siehe Tabelle 10.10 und 10.12):

Tabelle 10.12 zeigt die Stickstoffverfügbarkeit des Gärrestes der Modellanlage I/II (vgl. Tabellen 8.3 und 8.1). Als Applikationstechnik wurde eine Ausbringung mit Schleppschlauch gefolgt von einer sofortigen Einarbeitung (Ammoniakverluste von 10 %). Die Mineralisierungsrate des organisch gebundenen Stickstoffs wurde mit 5 % im Anwendungsjahr veranschlagt (Tabelle 10.10). Bei einer Applikationsrate von 30 m³ Gärrest zum Fruchtfolgeglied Mais wird eine Gesamtstickstoffmenge von 143 kg dem Boden bzw. der Pflanze zugeführt. Von diesem Stickstoffpool sind im Anwendungsjahr bei erstmaliger Anwendung 90 kg pflanzenverfügbar. Bei 5-jähriger Gärrestanwendung können 98 kg Stickstoff angerechnet werden. Daraus ergibt sich eine Stickstoffverfügbarkeit (langfristiges MDÄ) von 68 %, bezogen auf den insgesamt ausgebrachten Stickstoff.

In der Tabelle 10.13 sind die Effekte der Applikationstechnik auf den pflanzenverfügbaren Stickstoff für die Beispielsfruchtfolge dargestellt. Mit dem optimierten Ausbringmanagement (durch sofortige Einarbeitung) kann der Stickstoffverlust um 20 %, bezogen auf die Gesamt-Stickstoffmenge, vermindert werden. Mit dem Gärrest werden in der Beispielfruchtfolge bei durchschnittlichen Applikationsraten von 16 m³/ha und Jahr nur maximal 30 % des N-Bedarfes abgedeckt und für Phosphor etwa 44 %. Dagegen überschreitet die Kaliummenge bereits den Düngungsbedarf um 46 %. Allerdings liegen die Kaliumgehalte der Modell-Gärreste (Tabelle 10.11) deutlich über den gemessenen Praxiswerten (Tabelle 10.1).

10.3.4.2 Humusbilanz

Die Auswirkungen des Energiepflanzenanbaus und der Düngung mit Gärresten auf den Humushaushalt landwirtschaftlich genutzter Böden sind bisher nicht in langjährigen Versuchen ermittelt worden. Sie lassen sich daher am ehesten über Humusbilanzen evaluieren. Mit diesen rechnerischen Verfahren kann der Einfluss der aktuellen Bodennutzung auf die Entwicklung des Humusgehaltes für einen für den Boden kurzfristigen Zeitraum von ca. 10 Jahre abgeschätzt werden. In die Berechnung fließen die angebauten Fruchtarten, Zwischenfrüchte sowie die organische Düngung ein. Dabei geht es nicht ursächlich um die Bestimmung absoluter Werte für die Gehaltsänderungen, sondern um eine relative Einschätzung des Versorgungsgrades. Das Ziel der Berechnung ist es festzustellen, ob der Humusbedarf (Humuszehrer- Fruchtarten, die zum Abbau der organischen Substanz beitragen) und die Humusmehrung (Humusmehrer-Fruchtarten, die zur Reproduktion der organischen Substanz beitragen) zu einer ausgeglichenen Bilanz führt. Dies kann je nach Fruchtart eine Abnahme oder Zunahme der Humusmenge bedeuten. Dabei entscheidet die Höhe der Abweichung des Saldos der Humusbilanz über die Geschwindigkeit, mit der der standort- und nutzungstypische Humusgehalt erreicht wird.



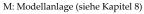
b. 65 % des Gesamt-N liegen in Ammoniumform vor

Tabelle 10.12: Nährstoffbilanz am Beispiel Mais bei einer Gärrestmenge (Modellanlagen I / II) von 30 m^3 /ha · a (Applikation vor der Aussaat mit sofortiger Einarbeitung)

Ertragserwartung [500 dt/ha]	N kg/ha	P ₂ O ₅ kg/ha	K ₂ O kg/ha
Nährstoffabfuhr der Haupternteprodukte	235	98	279
Nährstoffe in der nicht erntbaren Restpflanze	40		
Nährstoffbedarf Brutto	275	98	279
Vorhandene Nährstoffvorräte			
Kulturspezifischer Korrekturfaktor (- N_{min} Vorrat Frühjahr, + Rest N_{min} im Herbst, + Denitrifikation, - Nährstoffnachlieferung aus den Ernteresten)	28	15	150
Düngebedarf	187	83	129
Ausgebrachte Nährstoffmenge durch Gärrest	143	56	221
- Davon NH ₄ -N (65 %)	93		
- Davon orggeb. N	50		
Abzüglich NH ₃ -Verluste (10 %)	9		
Abzüglich des im Anwendungsjahr nicht wirksamen orggeb. N (95 %)	48		
Zuzügl. "C/N-Effekt" vergorenes Substrat	4		
Bei erstmaliger Gärrestanwendung theoretisch pflanzenverfügbarer N	90		
Nach 5 jähriger Anwendung insgesamt verfügbar gewordener N	98		
- In % des ausgebrachten Gesamt-N	68		
Verbleibender Nährstoffbedarf bzwüberschuss	89	28	-92
Düngebedarf durch Gärrest zu% gedeckt	52	67	171

Tabelle 10.13: Durchschnittliche jährliche Nährstoffbilanzen der 4-gliedrigen Fruchtfolge bei unterschiedlichen Applikationstechniken (durchschnittlicher Düngebedarf der Fruchtfolge pro Jahr von 174 kg/ha N_1 114 kg/ha P_2O_5 und 188 kg/ha K_2O)

Gärresttyp	Ausbringmenge [m³/ha und Jahr]	Applikationstechnik	Nährstoffe	Ausgebrachte Nährstoffmenge durch Gärrest [kg/ha]	Bei erstmaliger Gärrestanwendung theor. pflanzenverfügb. N [kg/ha]	In % des ausgebrachten Gesamt-N	Nach 5 jähriger, jährlich wiederkehrender Anwendung insg. verfügb. gewordener N [kg/ha]	In % des ausgebrachten Gesamt-N	Verbleibender Nährstoffbedarf bzwüberschuss [kg/ha]	Düngebedarf durch Gärrest zu% gedeckt
			N	76	33	43	36	48	139	21
		Breitverteiler	P_2O_5	30					38	44
			K ₂ O	118					-37	146
			N	76	38	50	42	55	134	24
$MI/MII\varnothing$	16	Schleppschlauchverteiler	P_2O_5	30					38	44
		K ₂ O	118					-37	146	
			N	76	48	63	52	68	123	30
		Breitverteiler, sofortige Einarbeitung	P_2O_5	30					38	44
		σ σ σ σ	K ₂ O	118					-37	146





Die Bewertung der Humusreproduktionsleistung beruht zum größten Teil auf Expertenabschätzungen. Dabei existieren im Wesentlichen drei Theorien:

- Es bestehen keine wesentlichen Unterschiede zu flüssigen Wirtschaftsdüngern von Raufutterfressern. Die Humusreproduktion ist somit wie unvergorene Rindergülle zu bewerten.
- 2. Die leicht umsetzbaren Bestandteile beim Biogasprozess sind bereits umgesetzt. Die im Gärrest verbleibende organische Substanz wird dementsprechend stabiler als von vergleichbaren Rohgüllen. Danach liegt die Humus-Reproduktionsleistung des Gärrestes zwischen Rottemist und Kompost.
- Das enge C/N-Verhältnis führt zu Kohlenstoffdefiziten für die Bodenmikrofauna, daher wird der Abbau organischen Bodenkohlenstoffs induziert.

Eine abschließende Bewertung und Verifizierung der Theorien steht noch aus.

Die Humusbilanzierung wurde hier nach der VDLUFA-Methode [10-17] mit den unteren Werten nach Cross Compliance durchgeführt (entsprechend Theorie 1). Für die Kalkulation wurde dieselbe Fruchtfolge wie für die Nährstoffbilanzierung zugrunde gelegt. Das Raps- und das Gerstenstroh verbleiben auf dem Feld, das Weizenstroh wird abgefahren und betriebsextern genutzt. Sämtliche Gärreste werden auf den Flächen des Betriebes gleichmäßig ausgebracht.

Die Bilanzen (Tabelle 10.14) zeigen, dass bei der dargestellten Fruchtfolge eine relativ hohe Humuszehrung stattfindet. Dies liegt vor allem daran, dass für die Erzeugung von Biogas die Ganzpflanze geerntet wird und kaum Nebenprodukte auf dem Acker verbleiben. Da die Gärreste wichtige Pflanzennährstoffe wie Stickstoff, Kalium, Phosphor und Magnesium enthalten, ist es sinnvoll und notwendig diese wieder auf den Acker auszubringen. Neben den Pflanzennährstoffen wird dem Boden mit der Gärrestausbringung zur Humus-Reproduktion auch Kohlenstoff zurückgeführt. Die Düngung mit dem Gärrest trägt zirka zu einem Drittel zur Humusreproduktion bei, der Verbleib der Erntereste der Marktfrüchte Winterraps und Wintergerste zu etwa zwei Dritteln. Insgesamt liegt für die Fruchtfolge eine ausgeglichene bis positive Humusbilanz vor. Das heißt, dass die Zufuhr von zusätzlicher Humus reproduzierender Substanz nicht notwendig ist, soweit standorttypische Humusgehalte im Boden vorliegen. Die Klassifizierung der Humussalden ist in Tabelle 10.15 dargestellt. Daraus folgt, dass sich bei einer Reduzierung bzw. einer geringen Änderung der Gärrestmenge die Salden ver-

Tabelle 10.14: Humusbilanz der Ackerfruchtfolge bei einer Gärrestmenge (Modellanlagen I/II) von 64 m³/ha in 4 Jahren

Humusbedarf	kg Humus-C/t Substrat	kg Humus-C/ha
Humusbedarf der Fruchtarte	n	
Silomais		-560
Winterweizen		-280
Wintergerste		-280
Winterraps		-280
Humusbedarf der Fruchtfolge		-1.400
Humusreproduktion der Erntereste		
Rapsstroh	90	536
Weizenstroh (wird abgefahren)	90	0
Gerstenstroh	90	504
Humusreproduktion der Fruchtfolge		1.040
Humuszufuhr über Gärreste	12	764
Gesamte Humus- reproduktion		1.804
Humussaldo der gesamten Fruchtfolge		404
Humussaldo im Durch- schnitt der 4-gliedrigen Fruchtfolge pro Jahr		101

Tabelle 10.15: Bewertung der Humussalden nach VDLUFA 2004

kg Humus-C/ha · a	Bewertung des Humussaldos
unter -200	Sehr niedrig: ungünstige Beeinflussung von Bodenfunktionen und Ertragsleistung
-200 bis -75	Niedrig: mittelfristig tolerierbar, besonders auf humusangereicherten Böden
-75 bis 100	Ausgeglichen: empfehlenswert bei standort- typischen Humusgehalten, optimale Ertragssicherheit bei geringem Stickstoff- verlust
100 bis 300	Hoch: mittelfristig tolerierbar, besonders auf humusverarmten Böden
über 300	Sehr hoch: erhöhtes Risiko für Stickstoffverluste, niedrige N-Effizienz



Parameter	Einheit	EU-ÖkolandbauV (2008) ^a	AbfKlärV (1992)	BioAbfV (1998)	DüMV (2008)
Arsen (As)	mg/kg TM	-	-	-	40
Thallium (Tl)	mg/kg TM	-	-	-	1
Blei (Pb)	mg/kg TM	45	900	100	150
Cadmium (Cd)	mg/kg TM	0,7	10 (5) ^b	1	1,5 (50 mg/kg P ₂ O ₅)
Chrom (Cr)	mg/kg TM	70	900	70	-
Chromoxid (Cr(Vi))	mg/kg TM	0	-	-	2 ^c
Kupfer (Cu)	mg/kg TM	70	800	70	-
Nickel (Ni)	mg/kg TM	25	200	35	80
Quecksilber (Hg)	mg/kg TM	0,4	8	0,7	1
Zink (Zn)	mg/kg TM	200	2.500 (2.000) ^b	300	-
AOX ^d	mg/kg TM	-	500	-	-
PCB ^e	mg/kg TM	-	0,2	-	-
PCDD/DF ^f	μg TCDD-Toxizitäts- äquivalente/kg TM	-	100	-	-
(PFT) ^g	mg/kg TM	-	-	-	0,1

- a. Verordnung (EG) Nr. 889/2008 mit Durchführungsvorschriften zur Verordnung (EG) Nr. 834/2007; Grenzwerte gelten nur für "kompostierte und fermentierte Haushaltsabfälle"
- b. Bei Böden mit Tongehalt < 5 % oder pH-Wert > 5 und < 6
- c. Brennraumaschen aus der Verbrennung von naturbelassenem Rohholz sind von den Grenzwerten ausgenommen, wenn durch deutliche Kennzeichnung auf ihre ausschließliche Rückführung auf forstliche Standorte hingewiesen wird
- d. Adsorbierte organisch-gebundene Halogene
- e. Polychlorierte Biphenyle
- f. Polychlorierte Dibenzodioxine und -furane
- g. Perfluorierte Tenside

ringern können. Dies ist in der Praxis häufig dann der Fall, wenn anlagenferne Flächen zur Versorgung der Biogasanlage mit Biomasse genutzt, aber nicht oder nur in geringerem Umfang die anfallenden Gärrests zurückgeführt werden.

10.3.5 Rechtliche Einordnung des G\u00e4rrestes – Anforderungen und Grenzen

Die rechtlichen Anforderungen an den Gärrest ergeben sich aus Düngemittel-, Hygiene- und Abfallrecht, jeweils in Abhängigkeit von den in der Biogasanlage eingesetzten Substraten (Wirtschaftsdünger, nachwachsende Rohstoffe oder Bioabfälle), der Verwendung des Gärrests (Inverkehrbringen oder Eigenverwertung) und dem Grad seiner Weiterverarbeitung.

In der Tabelle 10.16 sind die geltenden Schadstoffgrenzwerte für Gärreste verschiedener Rechtsbereiche dargestellt.

Die Tabelle 10.17 gibt einen Überblick der gesetzlichen hygienischen Anforderungen an den Gärrest (Produktkontrolle), Anforderungen an die hygienisierende Behandlung sowie Vorgaben für die Kontrolle des Hygienisierungsprozesses selbst (Prozesskontrolle).

Weitere Vorgaben mit Bedeutung für die Gärrestverwertung sind im Folgenden aufgeführt.

10.3.5.1 Düngerecht

Nach dem nationalen Düngerecht müssen Gärreste und ggf. durch Aufbereitung hergestellte Produkte bei Inverkehrbringen in ihrer Zusammensetzung einem Düngemitteltyp nach Düngemittelverordnung (DüMV 2008) entsprechen. Gärreste sind, wie alle Düngemittel, den Anwendungsvorschriften der Düngeverordnung (DüV 2007) unterstellt. Sie dürfen nach DüV nur angewendet werden, wenn sie den Vorgaben der DüMV entsprechen. Ausgenommen hiervon sind Gärreste aus Substraten, die im eigenen Betrieb anfallen, wie Wirtschaftsdünger tierischer und pflanzlicher Herkunft, wobei unter Letztere auch nachwachsende Rohstoffe nach EEG (2009) fallen können [10-18].

Düngemittelverordnung

Die DüMV 2008 [10-19] löst die Verordnungen von 2003 und 1999 ab und muss seit Januar 2010 angewendet werden. Wenn keine betriebsinterne Verwendung vorgesehen ist, können nicht weiter verar-



Tabelle 10.17: Hygienevorschriften verschiedener Rechtsvorgaben

Rechtsvorgaben	Stoffgruppe	Behandlungsvorgaben	Parameter der Prozesskontrolle	Parameter und Zielgrößen der Produktkontrolle
Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 ^a bzw. TierNebV (2006)	Kategorie 2- Material	z. B. 133 °C, 3 bar, 20 min, 50 mm max. Teilchengröße		Chlostridium perfringens: kein Befund in 1 g Salmonella: kein Befund in 25 g
(2000)	Kategorie 3- Material	70 °C, 60 min, 12 mm max. Teilchengröße	Teilchengröße, Temperatur, Zeit	Enterobacteriaceae: 40 % der Proben: 10 bis 300 KBE/g ^b , 60 % der Proben ≤ 10 KBE/g Salmonella kein Befund in 25 g
	Inverkehrbringen von Gülle, Gülle- produkten	z. B. 70 °C, 60 min (oder gleichwertige Behandlung)	-	Enterobacteriaceae: 40 % der Proben: 10 bis 300 KBE/g, 60 % der Proben ≤ 10 KBE/g Salmonella: kein Befund in 25 g
BioAbfV (1998)	Human- und Veterinärhygiene Phytohygiene	70°C, 60 min	Temperatur, Zeit Salmonella Senftenberg W 775: kein Befund in 50 g TMV ^c : ≤ 8 Läsionen/Pflanze Plasmodiophora brassiceae: Befallsindex ≤ 0,5 Tomatensamen ≤ 2 % keimfähige Samen/Pflanze	6-12 Proben/Jahr <i>Salmonella ssp.</i> in 50 g nicht nachweisbar < 2 keimfähige Samen und austriebsfähige Pflanzenteile
DüMV (2008)	Düngemittel, Wirtschafts- dünger, Boden- hilfsstoffe, Kul- tursubstrate, Pflan- zenhilfsmittel	Hygienisierung von Ausgangsstoffen pflanzlicher Her- kunft, die von wider- standsfähigen Schadorganismen befallen sind ^d	keine	50 g Probenmaterial dürfen keine Salmonellen enthalten; alternativ auf Ackerland sofortige Einarbeitung ^e , ^f

- a. Wird am 4. März 2011 durch die Verordnung (EG) 1069/2009 abgelöst
- b. Keim bildende Einheit
- c. TMV: Tabak-Mosaik-Virus
- d. Insbes. von einem der in § 1a Abs. 1 der Pflanzenbeschauverordnung genannten Schadorganismus, thermoresistenten Viren, insbes. aus der Tobamovirus-Gruppe oder pilzlichen Erregern mit widerstandsfähigen Dauerorganen, insbes. Synchytrium endobioticum, Sclerotinia-Arten, Rhizoctonia solani, Plasmodiophora brassicae
- e. Nicht jedoch zu Gemüse, Kartoffeln, Heil-, Duft- und Gewürzkräutern; in Wintergetreide und Winterraps bis zum Schosserstadium mit bodennaher Ausbringtechnik; auf Grünland und Futterbauflächen 6 Wochen Wartezeit, keine Ausbringung in Zone I und II
- f. Bei Klärschlamm regionale Verwertung oder Aufbringung unter der Regie einer Gütegemeinschaft

beitete Gärreste i. d. R. als organische NPK-Dünger nach Anlage 1, Abschnitt 3, in den Verkehr gebracht werden. Die hierbei einzuhaltenden Mindest-Nährstoffgehalte von 1 % N, 0,3 % P₂O₅ und/oder 0,5 % K₂O in der TS werden von den Gärresten erreicht. Darüber hinaus gelten bei Inverkehrbringen die Kennzeichnungsvorschriften der Anlage 2, Tabelle 1, DüMV (2008). Danach sind auch den Düngemitteltyp nicht charakterisierende Nährstoffe wie Schwefel und Magnesium zu kennzeichnen sind.

Für die Schwermetalle Arsen, Blei, Cadmium, Chrom (sechswertig), Nickel, Quecksilber und Thallium sowie den organischen Schadstoffparameter "Perfluorierte Tenside" gelten Schwellenwerte, ab denen der jeweilige Gehalt zu deklarieren ist sowie außerdem Grenzwerte, bei deren Überschreiten kein Inverkehrbringen mehr zulässig ist.

Kupfer und Zink gelten, ebenso wie Bor und Kobalt, nach Düngemittelrecht nicht als Schadstoffe sondern als Spurenelemente. Nach dem Düngemittelrecht zulässige Substrate einer Biogasanlage sind in Anlage 2, Tabelle 7 der DüMV aufgelistet, unterteilt in pflanzliche, tierische und mineralische Stoffe sowie eine "Auffanggruppe" mit Stoffen, die nicht den genannten Rubriken zugeordnet werden können.

Zulässige Nebenbestandteile, d. h. Aufbereitungsmittel, Anwendungshilfsmittel und auch Fremdbestandteile sind in Anlage 2, Tabelle 8, DüMV aufgelistet. Zur Gärrestaufbereitung evtl. eingesetzte synthetische Polymere (Flockungshilfsmittel) sind ab dem 31.12.2013 nur noch dann zulässig, sofern sie vollständig abbaubar sind.

Die DüMV enthält in § 5 erstmals Anforderungen an die Seuchen- (keine Salmonellen in 50 g Proben-



10

material) und Phytohygiene (keine Verwendung von Ausgangsstoffen pflanzlicher Herkunft, die von widerstandfähigen Schadorganismen befallen sind bzw. Hygienisierung der betreffenden Ausgangsstoffe). Es werden jedoch keine Anforderungen an die Prozessführung von Biogasanlagen bzw. die Art der hygienisierenden Vorbehandlung gestellt.

Düngeverordnung

Die DüV (2007) [10-20] beinhaltet Vorgaben zur Düngebedarfsermittlung, zum Einsatz von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft (N-Obergrenze für Gülle, Jauche, Stallmist) und zum Nährstoffvergleich (Bilanzierung von gedüngten und mit dem Erntegut von der Fläche entfernten Nährstoffen).

N-Obergrenze: Die auf den Betriebsdurchschnitt bezogene, ebenfalls mit der DüV vorgegebene N-Obergrenze (170 kg N/ha, für Futterbauflächen 230 kg N/ha) legt fest, welche N-Frachten aus Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft im Betriebsdurchschnitt auf die landwirtschaftlichen Nutzflächen gelangen dürfen. Für Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft können gasförmige N-Verluste bis zu einer tierartabhängig gestaffelten Maximalhöhe, ausgehend von der N-Fracht der tierischen Ausscheidungen, angerechnet werden. Werden in einer Biogasanlage Wirtschaftdünger tierischer Herkunft zusammen mit Kofermenten behandelt, bezieht sich die N-Obergrenze auf den Anteil an Wirtschaftsdünger.

Nährstoffvergleich: Zur Erstellung des Nährstoffvergleichs nach DüV als Flächen- oder aggregierte Schlagbilanz ist N aus Mineraldüngern zu 100 % anzurechnen. N aus organischen Düngern (Gülle, Jauche, Stallmist, Kompost und Gärrest) besitzt im Vergleich zu Mineraldüngern eine niedrigere Pflanzenverfügbarkeit. Für Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft können auch für den Nährstoffvergleich Tierart-abhängig gasförmige N-Verluste angerechnet werden, nicht jedoch für andere Biogas-Substrate. Daher führen z. B. hohe Anteile an nachwachsenden Rohstoffen bei den Substraten einer Biogasanlage zu vergleichsweise hohen anzurechnenden N-Gehalten im Gärrest.

10.3.5.2 Hygienerecht

Biogasanlagen, die tierische Nebenprodukte inklusive Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft verwerten, unterliegen grundsätzlich den Vorgaben des Hygienerechts, die Gärreste demzufolge den darin aufgeführten Hygieneanforderungen.

Das Hygienerecht umfasst die "Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 [10-21] mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte" das national geltende "Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsgesetz" (TierNebG 2004) sowie die "Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsverordnung" (TierNebV 2006) [10-22]. Letztere erläutert die Umsetzung der direkt wirksamen Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 in Deutschland.

Die TierNebV differenziert die Anforderungen an die Gärreste in Abhängigkeit vom eingesetzten Substrat und der Art der Verwertung (Eigenverwertung bzw. überbetrieblich).

Die Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 ist 2009 grundsätzlich überarbeitet worden und tritt am 4. März 2011 als Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 in Kraft. Noch nicht darauf abgestimmt sind alle in den Anhängen der noch geltenden Verordnung untergebrachten verfahrensspezifischen (z. B. zum Betrieb von Kompostierungs- und Vergärungsanlagen) und qualitativen (z. B. Qualitäts-) Kriterien. Eine Anpassung der nationalen Gesetzgebung (TierNebG, TierNebV) an die geänderte EU-Rechtsetzung wird erfolgen müssen.

10.3.5.3 Abfallrecht

Sofern Bioabfälle in Biogasanlagen eingesetzt werden, gelten für den entstehenden Gärrest die Anforderungen der Bioabfallverordnung (BioAbfV 1998 [10-23] bzw. E-BioAbfV 2008 [10-24]).

Bioabfallverordnung

Abfälle, die tierische Bestandteile enthalten, sind in der überwiegenden Mehrzahl dem Hygienerecht unterstellt. Eine Ausnahme bilden nach TierNebV (2006) die "Abfälle aus der Biotonne" (s. o.). Die Bioabfallverordnung (BioAbfV, 1998) regelt demnach vorwiegend Stoffe pflanzlicher Herkunft. Viele Stoffe, die gemäß dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG 2009) der "Positivliste rein pflanzliche Nebenprodukte" (Anlage 2 Abs. V EEG) zugeordnet werden, können auch als Bioabfälle eingestuft werden. Damit gelten die Vorgaben der BioAbfV im Hinblick auf die Anlagengenehmigung (direkte und indirekte Prozessprüfung, vgl. Kap. 7.7.2.3) und den Gärrest.

Die BioAbfV enthält maximale, qualitätsbezogene Aufbringungsmengen sowie Schwermetallgrenzwerte für Bioabfälle und – bezogen auf die Bodenart – für landwirtschaftlich, gärtnerisch oder forstwirtschaftlich genutzte Böden.

Ein Novellenentwurf der BioAbfV (2008) liegt vor. Überarbeitet wurden insbesondere die Liste der zugelassenen Ausgangsstoffe sowie die phyto- und seuchenhygienischen Kriterien für den Betrieb einer Anlage zur Behandlung von Bioabfällen.

10.4 Aufbereitung von Gärresten

Die Anzahl und Größe von Biogasanlagen nimmt in der Bundesrepublik Deutschland stark zu. Hinzu kommt eine Intensivierung der Tierhaltung, die auch in Regionen mit bereits hoher Viehdichte stattfindet. Dies führt zu einem regional hohen Anfall an Wirtschaftsdüngern, so dass Gärrückstände häufig vor Ort nicht mehr sinnvoll als Dünger genutzt werden können. Diese Dünger bergen nicht nur ein hohes Nährstoffpotential, sondern können auch natürliche Stoffkreisläufe überlasten, wenn sie nicht sachgemäß verwendet werden. Um dieses Nährstoffpotential effektiv zu nutzen, kann es notwendig und nützlich sein, die Nährstoffe aufzukonzentrieren, um ein transportwürdiges Düngemittel zu erhalten, welches in Regionen ohne Nährstoffüberschüsse eingesetzt werden kann.

Im Folgenden wird der aktuelle Stand der Technologien und Verfahren zur Nährstoffabtrennung aus

Gärrückständen beschrieben. Der Grad der möglichen Nährstoffkonzentration sowie die Kosten und die Funktionalität der Verfahren werden erfasst und die Verfahren bewertet. Durch einen Vergleich der Verfahren mit aktuellen Kosten der Gärrestverwertung wird die Praxistauglichkeit der Verfahren betrachtet.

10.4.1 Aufbereitungstechniken

Die einfachste Art der Verwertung von Gärresten ist deren Ausbringung zur Düngung landwirtschaftlicher Flächen ohne vorangegangene Aufbereitung. In immer mehr Regionen ist eine solche Verwertung betriebsnah nicht oder nur in eingeschränktem Maße möglich. Hohe Pachtpreise für geeignete Flächen oder weite Transportstrecken und somit hohe Transportkosten können eine wirtschaftlich sinnvolle Verwertung erschweren. Zur Erhöhung der Transportwürdigkeit der Gärreste werden verschiedene Verfahren verwendet bzw. entwickelt, die auf physikalischen, chemischen oder biologischen Prozessen beruhen können (Abb. 10.7).

Im Weiteren werden nur physikalische Verfahren betrachtet.

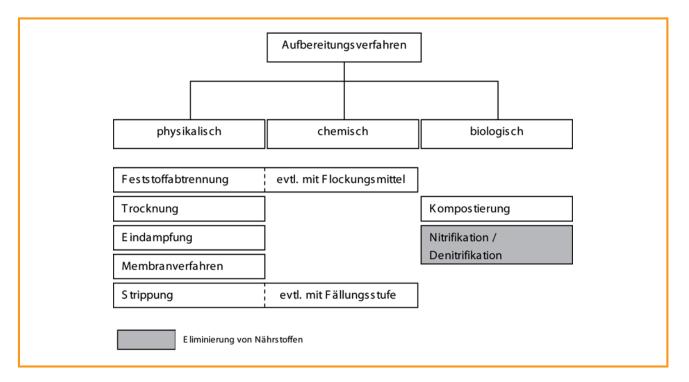


Abbildung 10.7: Klassifizierung der Aufbereitungsverfahren nach prinzipiellen Verfahrensabläufen



10

10.4.1.1 Gärrestverwertung ohne Aufbereitung (Lagerung des unbehandelten Gärrests und Ausbringung)

Im Sinne einer Kreislaufführung von Nährstoffen ist die Ausbringung von Gärresten auf den Anbauflächen der zur Vergärung eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe wünschenswert. Im Regelfall liegen diese Flächen in unmittelbarer Nähe der Biogasanlage, so dass die entstehenden Transportwege gering sind und sowohl Transport als auch Ausbringung mit demselben Fahrzeug ohne Umladen (einphasig) kostengünstig durchgeführt werden können. Bei Transportentfernungen ab etwa 5 km werden Transport und Ausbringung mit getrennter Mechanisierung durchgeführt. Allgemein gilt, dass mit steigender Transportentfernung die Kosten beider Verfahren deutlich ansteigen, da die Nährstoffgehalte der Gärreste bezogen auf deren Transportmasse verhältnismäßig gering sind. Die Ziele eine Gärrestaufbereitung sind daher die Reduktion des inerten Wasseranteils und die gezielte Aufkonzentration von Nährstofffraktionen.

10.4.1.2 Feststoffabtrennung

Die Feststofftrennung ist das grundlegende Verfahren der Gärrestaufbereitung. Vorteile der Feststoffabtrennung sind die Reduzierung des Lagervolumens für flüssige Gärreste und die Verminderung von Sinkund Schwimmschicken bei der Lagerung. Vor allem aber kommt es zu einer Auftrennung der Nährstoffe, da der lösliche, mineralische Stickstoff vor allem in der Flüssigphase verbleibt, während organisch gebundener Stickstoff und Phosphor zum Großteil mit der Festphase abgeschieden werden. Die separierte, TS-arme Flüssigphase kann ausgebracht oder weiter aufbereitet werden, während die separierten Feststoffe kompostiert oder getrocknet werden können. Abhängig vom erforderlichen Trenngrad werden vor allem Pressschneckenseparatoren, Siebtrommel- oder Siebbandpressen und Dekanter eingesetzt.

Die Abscheideleistung aller Verfahren wird stark von den Eigenschaften des Gärrückstandes und den Einstellungen am Separator beeinflusst. Je höher der TS-Gehalt des Gärrückstandes ist, desto größer sind die erreichbare Volumenreduzierung und die Abscheidung von Phosphor und organischem Stickstoff mit der Festphase. Mit Pressschneckenseparatoren können Trockensubstanzgehalte von 30 % in der Festphase erreicht werden, mit Dekantern ist dies in der

Regel nicht möglich, jedoch können nur mit diesem Verfahren TS-Gehalte unter 3 % in der Flüssigphase erreicht werden, wie sie Vorrausetzung für manche weiterführende Verfahren zur Aufbereitung der Flüssigphase sind. Allerdings benötigen Dekanter eine konstante Zusammensetzung des Eintrittsmaterials, und unterliegen im Vergleich zu Separatoren einem höheren Verschleiß und Energieverbrauch.

Zur Verbesserung der Abscheideleistung in der Separation werden z. T. Flockungsmittel eingesetzt. Hierbei sind düngemittelrechtliche Fragen zu berücksichtigen.

10.4.1.3 Weitergehende Behandlung der Festphase

Eine unmittelbare Ausbringung der abgetrennten Festphase ist möglich. Da es hierbei jedoch zur Immobilisierung von Stickstoff, Geruchsentwicklung oder der Verbreitung von Unkrautsamen kommen kann, werden die abgetrennten Feststoffe in der Regel weiterführenden Behandlungen unterzogen.

Kompostierung

Die Kompostierung ist eine aerobe Behandlung organischer Abfälle mit dem Ziel der Stabilisierung organischer Komponenten, der Abtötung von pathogenen Keimen und Unkrautsamen sowie der Elimination von geruchsintensiven Verbindungen. Dem zu kompostierenden Gärrest muss in ausreichender Menge Sauerstoff zugeführt werden. Da es sich bei Gärrest um ein eher strukturarmes Material handelt, muss für eine erfolgreiche Kompostierung Strukturmaterial (z. B. Rindenmulch) zugegeben oder das Material häufig umgesetzt werden.

Durch den anaeroben Abbau von Kohlenstoff in der Biogasanlage, ist die Selbsterwärmung während der Kompostierung im Vergleich zu unbehandeltem organischem Material vermindert. Es werden während der Kompostierung nur Temperaturen bis zu 55 °C erreicht und nicht 75 °C wie sie für eine erfolgreiche Hygienisierung notwendig wären.

Der anfallende Kompost kann, vergleichbar zu herkömmlichen Kompost, unmittelbar als Bodenverbesserer eingesetzt werden [10-25].

Trocknung

Einige, schon in anderen Bereichen zur Trocknung etablierte Verfahren, können hierfür angewendet werden. Dies sind z. B. Trommel-, Band- oder Schubwendetrockner. In den meisten Trocknersystemen wird die Wärme durch heiße Luft übertragen, die das Trockengut über- oder durchströmt. Hierfür bietet

sich bei Biogasanlagen die Nutzung von Abwärme an, falls diese nicht anderweitig genutzt werden kann

Das in der Festphase enthaltene Ammonium geht bei der Trocknung zum großen Teil als Ammoniak in die Trocknerabluft über. Aus diesem Grund kann zur Verhinderung von Ammoniakemissionen eine Abluftbehandlung notwendig sein. Ebenso kann es zur Emission von Geruchsstoffen kommen, die nach Möglichkeit in einer gekoppelten Abluftreinigung aus dem Abluftstrom entfernt werden sollten.

Trockensubstanzgehalte von mindestens 80 % in der Festphase sind durch die Trocknung erreichbar. Hierdurch wird sie lager- und transportfähig.

10.4.1.4 Weitergehende Behandlung der Flüssigphase

Die geringeren TS-Gehalte der separierten Flüssigphase erleichtern die Lagerung und Ausbringung im Vergleich zum unbehandelten Gärrest. Häufig ist jedoch eine weitere Volumenreduzierung bzw. Nährstoffanreicherung in der Flüssigphase erwünscht, welche durch die folgenden Verfahren erreicht werden kann.

Membrantechnik

Die Behandlung von organisch stark belastetem Wasser mit Membranverfahren ist im Bereich der Abwasserreinigung schon weit verbreitet. Dies hat dazu geführt, dass dieses Verfahren der Vollaufbereitung bereits verhältnismäßig gut auf Gärreste angepasst werden konnte und schon auf einzelnen Biogasanlagen angewendet wird. Im Gegensatz zu den meisten anderen Verfahren der Gärrestaufbereitung benötigt dieses Verfahren keine Wärme. Somit kann die Membrantechnik auch auf Anlagen angewendet werden, die an ein Mikrogasnetz oder eine Gasaufbereitung angeschlossen sind und somit über keine überschüssige Wärme verfügen.

Die Membrantechnik besteht aus einer Kombination von Filtrationsverfahren mit abnehmender Porengröße, gefolgt von einer Umkehrosmose aus der ein einleitfähiges Permeat und ein stark mit Nährstoffen angereichertes Konzentrat entsteht. Das Konzentrat ist reich an Ammonium und Kalium, während der Phosphor vor allem in der Ultrafiltration zurückgehalten wird und im Retentat vorliegt. Das Permeat der Umkehrosmose ist weitgehend nährstofffrei und erreicht Einleiterqualität. Bei den Berechnungen wurde davon ausgegangen, dass die beiden nährstoffreichen Flüssigphasen gemeinsam in einer Mischung ausgebracht werden.

Um ein frühzeitiges Verstopfen der Membranen zu verhindern sollte der TS-Gehalt in der Flüssigphase einen Wert von 3 % nicht überschreiten. Dies erfordert in den meisten Fällen eine Fest-Flüssig-Trennung mit einem Dekanter.

Eindampfung

Die Eindampfung von Gärresten ist für Biogasanlagen interessant, die über einen hohen Überschuss an Wärme verfügen, da etwa 300 kWh_{th}/m³ verdampftes Wasser benötigt werden. Für Anlagen, die mit einem größeren Anteil Gülle betrieben werden, und somit im Verhältnis zur erzeugten Energie ein großes Gärrestvolumen haben, ist dieses Verfahren nur mit Einschränkungen anwendbar. Für die hier berechnete Modellanlage kann, bei einem Massenanteil von 50 % Gülle im Substratinput, nur 70 % der benötigten Wärme durch die Biogasanlage bereit gestellt werden. Bisherige Betriebserfahrungen für Gärrest-Eindampfungsanlagen sind nur in geringem Maße vorhanden.

Das Verfahren erfolgt meist in einem mehrstufigen Prozess. Zunächst wird das Material erwärmt und anschließend die Temperatur bei Unterdruck schrittweise bis zum Siedepunkt erhöht. Um Ammoniak-Verluste zu vermeiden wird der pH-Wert in der Flüssigphase durch Säurezugabe gesenkt. Technische Probleme im Betrieb können durch Verstopfung und Korrosion der eingesetzten Wärmetauscher auftreten. In einer Vakuum-Eindampfanlage wird die Menge des Gärrestes um rund 70 % reduziert. Die Erwärmung der Gärreste während der Eindampfung auf 80-90 °C ermöglicht eine Hygienisierung im Rahmen des Prozesses.

Durch eine Eindampfung können im Vergleich zum Zulauf im Konzentrat bis zu 4fach höhere Feststoffkonzentrationen erreicht werden, der Lagerungsund Transportaufwand reduziert sich entsprechend. Allerdings ist eine direkte Einleitung des gereinigten Kondensats in den Vorfluter nicht möglich, da die gesetzlichen Grenzwerte nicht eingehalten werden können.

Strippung

Die Strippung bezeichnet ein Verfahren, bei dem Inhaltsstoffe aus Flüssigkeiten entfernt werden, indem Gase (Luft, Wasserdampf, Rauchgas etc.) durch die Flüssigkeit geleitet und die Inhaltsstoffe in die Gasphase überführt werden. Ammonium wird hierbei in Ammoniak überführt. Dieser Prozess kann durch Temperaturerhöhungen und pH-Wert-Erhöhungen unterstützt werden. Dies wird z. B. bei der



10

Dampfstrippung genutzt, da mit zunehmender Temperatur der erforderliche Gasvolumenstrom abnimmt. In einem nachgeschalteten Desorptionsschritt wird das in der Gasphase befindliche Ammoniak in ein verwertbares bzw. entsorgungsfähiges Produkt überführt. Die Desorption von NH₃ aus dem Gasstrom kann über Kondensation, Wäsche mit Säuren, oder durch Reaktion mit einer wässrigen Lösung aus Gips erfolgen. Die Endprodukte der Desorption sind in der Regel Ammoniumsulfat bzw. Ammoniakwasser.

Wie bei der Verdampfung ist das Erreichen der gesetzlichen Grenzwerte zur Einleitung des gereinigten Wassers nach derzeitigem Stand nicht gewährleistet.

10.4.2 Verwertung der aufbereiteten Gärreste

Die Feststoffe aus der Separierung sind ihren Eigenschaften nach mit Frischkompost vergleichbar und können wie dieser als Dünger und zur Erhöhung der Gehalte an organischer Substanz in Böden eingesetzt werden. Die Bundesgütegemeinschaft Kompost hat Qualitätskriterien für feste Gärreste entwickelt und vergibt ein Gütesiegel. Allerdings wird Frischkompost vor allem in der Landwirtschaft eingesetzt, da es bei dessen Lagerung und Ausbringung zu Geruchsentwicklung kommen kann. Ein marktfähiges Produkt entsteht erst durch die Stabilisierung der Gärreste z. B. durch Kompostierung. Diese ist jedoch mit ca. 40 €/t Feststoff nicht wirtschaftlich zu betreiben. Eine Alternative hierzu ist die Trocknung der Feststoffe wie oben beschrieben. Hierbei entsteht ein lager- und transportfähiges Produkt, das zu gezielten Applikation von P und K (vgl. Tabelle 10.18) auf Flächen mit hoher Stickstoffbelastung genutzt werden kann.

Auch eine Verbrennung der getrockneten Feststoffe ist möglich. Allerdings sind Gärreste als Regelbrennstoff nach BImschV ausgeschlossen, sobald Gülle oder Kot mit vergoren wird. In diesem Fall wäre eine Sondergenehmigung mit umfangreichen Auflagen notwendig. Für Gärreste rein pflanzlichen Ursprungs ist der Regelungsbedarf unklar.

Die Flüssigphase aus der Separation wird in einigen Biogasanlagen z. T. als Rezirkulat verwendet. Der verringerte TS-Gehalt ermöglicht darüber hinaus eine exaktere Ausbringung mit geringeren NH₃-Verlusten. Durch die geringeren P-Gehalte im Vergleich zu unbehandelten Gärresten, lassen sich in Regionen mit intensiver Tierhaltung größere Mengen betriebsnah verwerten, da dort die Ausbringung in der Regel durch die P-Gehalte der Böden limitiert ist. Probleme von regionalen Stickstoff-Überschüssen lassen sich meist nur durch eine weitere Aufbereitung der Flüs-

sigphase lösen, da durch alleinige Separation keine Verringerung der Transportvolumina erreicht wird.

Für die nährstoffhaltigen Aufbereitungsprodukte der Flüssigphase ist eine Vermarktung häufig nur eingeschränkt möglich. Die Nährstoffkonzentrationen liegen zwar über denen von Gärresten (Tabelle 10.18), was ihre Transportwürdigkeit erhöht, jedoch meist deutlich unter denen von mineralischen Düngemitteln. Dies kann in manchen Fällen die Verwertung erschweren, da keine geeignete Ausbringtechnik vorhanden ist. Eine Ausbringung mit Schleppschlauchverteilern, wie sie zur Ausbringung von Gülle und Gärresten verwendet wird, benötigt genügend hohe Ausbringmengen, um eine gleichmäßige Verteilung der Nährstoffe auf der Fläche zu ermöglichen. Mineralische Flüssigdünger, wie z. B. Ammoniumharnstoff-Lösung mit einem N-Gehalt von 28 % werden häufig mit Pflanzenschutzspritzen ausgebracht, die jedoch meist über Ausbringkapazitäten begrenzte verfügen. bringmengen, die deutlich über 1 m3/ha liegen sind mit Standardtechnik schwer zu verwirklichen.

Die Ammoniumsulfatlösung (ASL) aus der Strippung kommt den Anforderungen an ein verwertbares Aufbereitungsprodukt am Nächsten. Sie hat einen N-Gehalt von nahezu 10 % und wird bereits als Produkt der Abluftreinigung und Nebenprodukt der Chemischen Industrie in größeren Mengen in der Landwirtschaft als Düngemittel vermarktet.

Für die nährstoffabgereicherten, bzw. nährstofffreien Aufbereitungsprodukte der Flüssigphase wurden in den wirtschaftlichen Berechnungen keine Verwertungskosten oder -erlöse angenommen. Erlöse sind hier möglich, wenn Abnehmer gefunden werden, die Prozesswasser benötigen. Am ehesten erscheint dies für die Membrantechnik möglich, bei der ein vorfluterfähiges Permeat aus der Umkehrosmose anfällt. Für alle nahezu nährstofffreien Produkte wäre eine Verregnung oder Nutzung zur Bewässerung möglich, für Produkte mit Direkteinleitererlaubnis auch die Einleitung in ein Gewässer. Sind diese Möglichkeiten nicht gegeben, ist ein Anschluss an eine Kläranlage mit entsprechenden hydraulischen und biologischen Kapazitäten notwendig. Hierdurch entstehen zusätzliche Kosten, die berücksichtigt werden müssen.

10.4.3 Vergleich der Gärrestaufbereitungsverfahren

Die hier dargestellten Aufbereitungsverfahren für Gärreste unterscheiden sich stark in ihrer bisherigen Verbreitung und Funktionssicherheit (Tabelle 10.19).

Tabelle 10.18: Nährstoffgehalte der Fraktionen, modellhaft berechnet für die Aufbereitungsverfahren

Aufbereitungsverfahren	Fraktion	Massenanteil	N _{org}	NH ₄ -N	P ₂ O ₅	K ₂ O
Autherendingsvertumen		%	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t
Unbehandelt	Flüssig		2,0	3,6	2,1	6,2
Separierung	Fest	12	4,9	2,6	5,5	4,8
	Flüssig	88	1,6	3,7	1,6	6,4
Bandtrockner	Fest	5	13,3	0,7	14,9	12,9
	Flüssig	88	1,6	3,7	1,6	6,4
	Abluft	7	-	-	-	-
Membran	Fest	19	4,9	4,4	6,8	4,5
	Flüssig	37	2,8	7,4	2,1	14,4
	Abwasser (gereinigt)	44	Grenzwerte	zur Direkteinle	eitung in Vorfl	uter erreicht
Verdampfung	Fest	19	4,9	4,4	6,8	4,5
	Flüssig	31	3,4	8,9	2,5	17,3
	Prozesswasser	50	nicht	geeignet zur Ei	nleitung in Vo	rfluter
Strippung	Fest	27	6,8	3,5	7,5	21,7
	Flüssig (ASL)	3	0,0	80,6	0,0	0,0
	Prozesswasser	70	nicht	geeignet zur Ei	nleitung in Vo	rfluter

ASL: Ammoniumsulfatlösung

Tabelle 10.19: Vergleichende Bewertung von Verfahren der Gärrestaufbereitung

	Separierung	Trocknung	Membrantechnik	Eindampfung	Strippung
Funktionssicherheit	++	+/o	+	0	О
Stand der Umsetzung	++	+	+	0	o
Kosten	+	+/o	0/-	О	+/o
Verwertbarkeit der Produkte					
Festphase	О	+/o	O	О	o
Flüssig (nährstoffreich)	O	О	+	+	++
Flüssig (nährstoffarm)			+	О	О

++ = sehr gut, + = gut, o = mittel, - = schlecht

Die Verfahren der Gärrestseparierung entsprechen dem Stand der Technik und werden bereits häufig angewendet. Bei einer Teilaufbereitung kommt es allerdings in der Regel zu keiner Reduzierung der auszubringenden Mengen und der Aufwand für die Ausbringung der Gärreste erhöht sich.

Die Verfahren zur Trocknung der Festphase sind bereits in anderen Anwendungsbereichen etabliert und werden für die Gärresttrocknung angepasst. Hierbei sind nur geringe technische Probleme zu erwarten. Allerdings ist die Trocknung der Gärreste nur wirtschaftlich interessant, wenn der Gärrest nach der Trocknung gewinnbringenden Verwertungspfaden zugeführt wird oder keine andere Nutzungsmöglichkeit für die Abwärme der Biogasanlage besteht.

Die Verfahren zur Behandlung der Flüssigphase entsprechen noch nicht dem Stand der Technik und es wird ein hoher Entwicklungsbedarf gesehen. Am weitesten fortgeschritten ist die Technik in den Membranverfahren. Hier gibt es mehrere Anbieter auf dem Markt und Referenzanlagen, die sich in einem weitgehend störungsarmen Betrieb befinden. Trotzdem besteht auch hier noch Entwicklungspotential, um durch Veränderungen im Verfahren Energieaufwand und Verschleiß zu reduzieren. Hier sind z. B. bereits Verbesserungen der Feststoffabtrennung in der Entwicklung, welche die Standzeit von Membranen erhöhen und den Energieaufwand reduzieren sollen.

Verfahren zur Eindampfung und Strippung sind im großtechnischen Dauerbetrieb noch nicht so weit fortgeschritten. Aus diesem Grund sind die ökonomische Abschätzung und die zu erwartende Qualität der Produkte noch mit größeren Unsicherheiten behaftet und die technischen Risiken vergleichsweise hoch.



10

10.5 Literaturverzeichnis

- [10-1] H. Döhler, K. Schießl, M. Schwab (1999): BMBF Förderschwerpunkt, Umweltverträgliche Gülleaufbereitung und –verwertung. KTBL Arbeitspapier 272. KTBL Darmstadt.
- [10-2] LTZ (2008): Inhaltsstoffe in Gärprodukten und Möglichkeiten zu ihrer geordneten pflanzenbaulichen Verwertung. Projektbericht, Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg (LTZ).
- [10-3] KTBL (2005): Schwermetalle und Tierarzneimittel in Wirtschaftsdüngern. KTBL-Schrift 435, 79 S.
- [10-4] Klingler, B. (1996): Hygienisierung von Gülle in Biogasanlagen. In: Biogas-Praxis Grundlagen-Planung-Anlagenbau-Beispiele. Ökobuch Staufen bei Freiburg: 141
- [10-5] Philipp, W.; Gresser, R.; Michels, E.; Strauch, D. (1990): Vorkommen von Salmonellen in Gülle, Jauche und Stallmist landwirtschaftlicher Betriebe in einem Wasserschutzgebiet.
- [10-6] Steinmöller, S., Müller, P., Pietsch, M. (2007): Phytohygienische Anforderungen an Klärschlämme Regelungsnotwendigkeiten und –möglichkeiten. In: Perspektiven der Klärschlammverwertung, Ziele und Inhalte einer Novelle der Klärschlammverordnung. KTBL-Schrift 453, KTBL, Darmstadt
- [10-7] Döhler et al. (2002): Anpassung der deutschen Methodik zur rechnerischen Emissionsermittlung an internationale Richtlinien sowie Erfassung und Prognose der Ammoniakemissionen der deutschen Landwirtschaft und Szenarien zu deren Minderung bis zum Jahre 2010, Berlin
- [10-8] FNR (2009): Ergebnisse des Biogasmessprogramm II, Gülzow
- [10-9] Clemens, J., Wolter, M., Wulf, S., Ahlgrimm, H.-J. (2002): Methan- und Lachgas-Emissionen bei der Lagerung und Ausbringung von Wirtschaftsdüngern, in: KTBL-Schrift 406, Emissionen der Tierhaltung, S. 203-214
- [10-10] Roth, U., Niebaum, A., Jäger, P. (2006): Gasdichte Abdeckung von Gärrestlagerbehältern – Prozessoptimierung und wirtschaftliche Einordnung. In: KTBL-Schrift 449 (2006): Emissionen der Tierhaltung. Messung, Beurteilung und Minderung von Gasen, Stäuben und Keimen. KTBL, Darmstadt, 328 S.
- [10-11] Niebaum, A., Roth, U., Döhler, H. (2008):
 Bestandsaufnahme bei der Abdeckung von Gärrestlagerbehältern. In: Emissionsvermeidung beim Betrieb
 von Biogasanlagen : KRdL-Expertenforum, 04.
 November 2008, Bundesministerium für Umwelt,
 Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bonn. Düsseldorf:
 Kommission Reinhaltung der Luft im VDI und DIN,
 6 S
- [10-12] Döhler, H. (1996): Landbauliche Verwertung stickstoffreicher Abfallstoffe, Komposte und Wirtschaftsdünger. In Wasser und Boden, 48 Jahrgang. 11/1996

- [10-13] ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.), Energiereferat der Stadt Frankfurt (2005): BHKW-Kenndaten 2005 – Module, Anbieter, Kosten. Broschüre, Kaiserslautern
- [10-14] Döhler H; Menzi H, Schwab M (2001): Emissionen bei der Ausbringung von Fest- und Flüssigmist und Minderungsmaßnahmen. KTBL / UBA Symposium, Kloster Banz.
- [10-15] Gutser, R. (2008): "Optimaler Einsatz moderner Stickstoffdünger zur Sicherung von Ertrag und Umweltqualität", Vortrag vom 02.02.2006 zur Fachtagung Düngung in Bösleben (TU München)
- [10-16] KTBL (2009): Strompreise aus Biomasse Vergütungsrechner für Strom aus Biogas. http://www.ktbl.de/index.php?id=360
- [10-17] Körschens, Martin et al. (2004): Methode zur Beurteilung und Bemessung der Humusversorgung von Ackerland. VDLUFA Standpunkt, Bonn
- [10-18] EEG (2008): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG). 25 Oktober 2008, BGBl. I: 2074
- [10-19] DüngemittelV (2008): Verordnung über das Inverkehrbringen von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln (Düngemittelverordnung, DüMV). 16. Dezember 2008, BGBl. I: 2524
- [10-20] DüV (2007): Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen. Neufassung der Düngeverordnung (27.02.2007); BGBl I, 221
- [10-21] 1774/2002 (2002): Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte (Abl. L 273 vom 10.10.2002)
- [10-22] TierNebV (2006): Verordnung zur Durchführung des Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsgesetzes (Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsverordnung – TierNebV) vom 27. Juli 2006. BGBl. I:1735
- [10-23] BioAbfV (1998): Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden (Bioabfallverordnung – BioAbfV) vom 21. September 1998. BGBl. I: 2955
- [10-24] E-BioAbfV (2008): Entwurf: Verordnung zur Änderung der Bioabfallverordnung und der Tierischen Nebenprodukte-Beseitigungsverordnung (Stand 19.11.2007). Artikel 1: Änderung der Bioabfallverordnung. BMU, WA II 4 – 30117/3
- [10-25] Ebertseder, T., (2007): Düngewirkung von Kompost und von flüssigen Gärrückständen im Vergleich." Humus und Kompost 172008, S, 64-67,
- [10-26] Faustzahlen Biogas (2009), 2. überarbeitete Auflage, KTBL (Hrsg.), Darmstadt

Umsetzung eines Projektes



Die Umsetzung und somit die Realisierung eines Biogasprojektes umfasst alle Arbeiten beginnend mit der Idee, mit der Untersuchung der Machbarkeit, die Anlagenplanung bis zur Aufnahme des Anlagenbetriebs. Während der Umsetzung von Biogasprojekten kann der Projektinitiator (z. B. Landwirt) in Abhängigkeit seines Engagement und der verfügbaren personellen und finanziellen Ressourcen unterschiedliche Projektphasen in Eigenleistung übernehmen. Die einzelnen Phasen der Ideenfindung, der Machbarkeitsuntersuchung, die sich anschließende Investitionsvorbereitung sowie die Planungsschritte zur Genehmigung und Anlagenbau mit Inbetriebnahme sind in Abbildung 11.1 dargestellt.



Abbildung 11.1: Realisierungsschritte eines Projektes zur Biogasgewinnung und -nutzung

Um einen umfassenden Überblick über diese Realisierungsschritte zu geben und die wesentlichen Detailarbeiten darzustellen, werden sie in den nachfolgenden Abschnitten überwiegend in Form von übersichtlichen Checklisten zusammengefasst.

11.1 Idee und Projektskizze

Ist die Idee für ein Biogasprojekt entstanden, empfiehlt sich für den Projektinitiator als Grundlage für das Vorgehen bei der Ideenumsetzung die Erstellung einer Projektskizze, die die erste Basis für eine Projektbeurteilung sein sollte. Die Projektskizze ist sowohl die Grundlage für die standortspezifische technische Umsetzbarkeit, für die Beurteilung der prinzipiellen Finanzier- und Förderbarkeit des Vorhabens als auch für die Herstellung erster wichtiger Kontakte zu potentiellen Planungsbüros. Es wird empfohlen sich vorab Informationen von Biogasanlagenbetreibern über das Planungsprozedere sowie den Betrieb der Anlage insbesondere mit gleichartig geplantem Substrateinsatz einzuholen.

Bei Biogasprojekten ist von Bedeutung, das die Betrachtung auf das Gesamtsystem von der Substratverfügbarkeit über die eigentliche Biogaserzeugungsanlage bis hin zur Energieverteilung zum Abnehmer erfolgt. Dabei ist wichtig, dass die in der Abbildung 11.2 dargestellten drei Teilbereiche von Beginn an mit dem gleichen Detaillierungsgrad betrachtet werden, mit dem Ziel einer belastbaren Erstbewertung der Projektidee.

Um unnötige Zusatzbelastungen in späteren Planungsschritten zu vermeiden, sollte die Erstellung der Projektskizze in folgenden Arbeitsschritten durchgeführt und unter Zuhilfenahme der in dem vorliegenden Leitfaden zur Verfügung gestellten Kalkulationsgrundlagen (vgl. Kapitel 8) evaluiert werden:

- Ermittlung und Prüfung der verfügbaren Substratmenge; Festlegung der Biomasse-Bereitstellungskette
- 2. Grobe technische Anlagenauslegung
- 3. Prüfung der verfügbaren Flächen
- 4. Abschätzung von Kosten, Förderung und Wirtschaftlichkeit

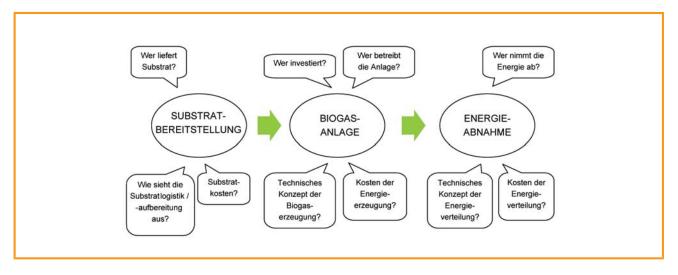
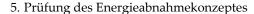


Abbildung 11.2: Gesamtsystem eines Biogasanlagenvorhabens

1. Schritt: Erstellung der Projektskizze	
Langfristig verfügbare Substrate prüfen	Welche hofeigenen Substrate stehen langfristig zur Verfügung? Werde ich meinen Betrieb mittelfristig/ langfristig verändern? Was wird das für Auswirkungen auf meine Biogasanlage haben? (biologisch/stofflich, verfahrenstechnisch, energetisch) Kann ich auf Substrate außerhalb meines Betriebes langfristig zählen? Ist die Verwertung von diesen Substraten im Rahmen der gesetzlichen Anforderungen lohnend? (Frage der Verhältnismäßigkeit)
Besichtigung von Biogasanlagen	Anlagenbesichtigungen als Erfahrungsplattform und Informationsportal nutzen! Welche baulichen Möglichkeiten bietet der Markt? Wo treten bauliche/verfahrenstechnische Probleme auf? Wie sind diese Probleme gelöst worden? Welche Erfahrungen haben die Betreiber mit verschiedenen Komponenten und Substratkombinationen gemacht?
Verfügbares eigenes Zeitkontingent prüfen	Der tägliche Arbeitszeitbedarf für Routine-, Kontroll- und Wartungsarbeiten ist zu überprüfen (vgl. Kapitel 9.1.3). Ist das mit meiner betrieblichen Situation zu vereinbaren? Welches Arbeitszeitmodell ist familiär möglich? (z.B. Hofnachfolger) Müssen Fremdarbeitskräfte eingesetzt werden?
Möglichkeiten der Wärmenutzung prüfen	Gibt es außerhalb meines Betriebes Möglichkeiten, Wärme abzugeben? Welche Wärmemengen sind monatlich zu liefern?
Ermittlung des verfügbaren Kostenbudgets	"Kassensturz" Mit welcher Einkommensentwicklung ist zu rechnen? Werden sich die Situation oder die Vermögensverhältnisse in der nächsten Zeit gravierend verändern?
Ziele 1. Schritt:	 Erste Beurteilung der betrieblichen Möglichkeiten Einholung von Praxis- und Betriebserfahrungen Marktkenntnisse über Anlagen- / Komponentenangebot



6. Abschätzung der Genehmigungsfähigkeit und

Akzeptanz der Anlage.

Für eine erste Projektbeurteilung ist es nicht erforderlich die o. g. Aspekte endgültig festzulegen - da dies in der anschließenden Planungsphase erfolgt - sondern vielmehr ist sicherzustellen, dass jeweils mindestens eine oder möglichst mehrere Lösungen für eine erfolgreiche Umsetzung des Vorhabens vorhanden sind.

11.2 Machbarkeitsuntersuchung

Nachdem der Projektinitiator auf Grundlage der Projektskizze den Beschluss gefasst hat, das potenzielle Biogasprojekt weiter zu verfolgen, ist eine Machbarkeitsuntersuchung notwendig. Diese lehnt sich i.d.R. stark an die Projektskizze an mit dem Focus, dass alle technischen, wirtschaftlichen und sonstigen Ausgangsdaten sowie Rahmenbedingungen ermittelt und einer gründlichen Prüfung unterzogen werden. Im



Gegensatz zur Projektskizze, die erste qualitative Aussagen über das angestrebte Projekt liefert, enthält die Machbarkeitsuntersuchung die quantitativen Aussagen zum geplanten Projekt und seine möglichen Umsetzungsvarianten.

Im Zuge des Detaillierungsgrades werden die Kriterien der Machbarkeitsuntersuchung für ein Biogasanlagenprojekt gemäß Abbildung 11.3 gelistet und in dem folgenden Kapitel näher betrachtet.

Mit der Erstellung der Machbarkeitsuntersuchung wird eine Entscheidungsvorlage entworfen, welche die nachstehenden Ziele verfolgt:

- Prüfung der technischen und ökonomischen Machbarkeit des Projektes basierend auf der Erhebung aller Rahmenbedingungen und standortspezifischen Voraussetzungen
- Abschätzung des technischen und ökonomischen Risikos
- Identifizierung von Ausschlusskriterien
- Prüfung möglicher Organisations- und Betriebsstrukturen
- Schaffung einer Grundlage zur Bearbeitung eines Förderantrages
- Schaffung einer Grundlage zur Bewertung der Finanzierbarkeit.

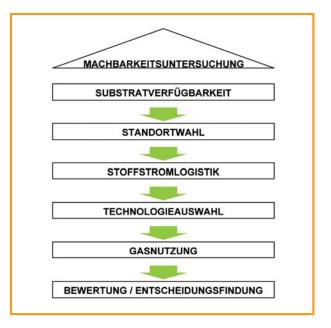


Abbildung 11.3: Kriterien einer Machbarkeitsuntersuchung für Biogasanlagen

2. Schritt: Entwicklung der Machbarkeitsuntersuchung

Beauftragung eines erfahrenen und seriösen Planungsbüros / einer Planungsabteilung eines erfahrenen und seriösen Anlagenherstellers Diese Personen sind für die Weiterentwicklung und Planung des Projektes von großer Bedeutung und werden bei allen weiteren Schritten involviert sein. Sie verfügen über Kontakte zu Mitarbeitern bei Genehmigungsbehörden sowie zu

Kontaktaufnahme zu landwirtschaftlichem Berater Sie haben Erfahrung beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen und stehen bei weiteren Fragen, beginnend bei Standortauswahl und Standortanforderungen bis hin zur Konzeption, Ausführung und Inbetriebnahme, kompetent zur Verfügung.

Festlegung der Konstruktionsund Verfahrensweise sowie der Anlagendimensionierung Definition der Standorteigenschaften, z.B. Einholung eines Bodengutachtens. Standortauswahl (Hilfsmittel: Lageplan über Betrieb, Gebäude, Siloflächen).

Lage des nächstgelegenden Strom- oder Gaseinspeisepunktes

Entscheidung zum Einsatz sinnvoller Anlagenkonfiguration / -konstruktion und Anlagentechnik unter Berücksichtigung zukünftiger Betriebsausrichtung und biogasanlagenbedingt betrieblicher Umstrukturierungsmaßnahmen. Dimensionierung der Anlagenkomponenten nach Potenzialanalyse.

Frage der Verfahrensweise: Wie soll das Projekt durchgeführt werden?

Soll schlüsselfertig gebaut werden ("Turn-Key"-Anlage)? Sollen die Einzelgewerke separat beauftragt werden? Welche Eigenleistungen sind in welchem Umfang geplant?

Kann in Bauherrengemeinschaft gebaut werden?

Welche Gewerke werden detailliert ausgeschrieben? (z.B. Erdarbeiten, Elektrik...)

Raum für Ausführungsvarianten lassen!

Beauftragten in den Landesämtern.

Ziele 2. Schritt:

- Einbeziehen eines erfahrenen Planers oder Beraters zur Erstellung einer Machbarkeitsstudie
- Festlegung der favorisierten Anlagendimensionierung mit Konstruktions- und Verfahrensweise mit möglichen Einspeisepunkten für Strom, Wärme oder aufbereitetes Biogas



11.2.1 Substratverfügbarkeit

Für die Umsetzung und den Betrieb einer Biogasanlage ist vorrangig entscheidend, in wieweit Substrate ausreichend und ganzjährig für die Beschickung der Anlage zur Verfügung stehen. Hierbei ist zu untersuchen, zu welchen vertretbaren Kosten die Substratbeschaffung erfolgen kann. Landwirtschaftsbetriebe mit Tierhaltung haben den Vorteil, dass bereits ein Substrat (Gülle, Dung oder Mist) kostengünstig und ohne aufwendige Logistik am Standort der Biogasanlage zur Verfügung steht und dessen Qualität als Wirtschaftsdünger durch den Vergärungsprozess gleichzeitig verbessert werden kann (vgl. Kap. 4.1). Für reine Marktfruchtbetriebe ist demgegenüber die Substratverfügbarkeit allein abhängig von der verfügbaren landwirtschaftlichen Nutzfläche und den damit verbundenen Bereitstellungskosten [11-1]. Die Art und Verfügbarkeit der Substrate bestimmt den Technikeinsatz der Biogasanlage. Eine Checkliste zur Ermittlung der Substratverfügbarkeit ist nebenstehend aufgeführt.

11.2.2 Standortauswahl

Bei der Standortauswahl für den Bau einer Biogasanlage sind zum einen die örtlichen standortspezifischen Gegebenheiten (geeigneter Baugrund, die bisherige Nutzung, Leitungsanschlüsse etc.) welche sich insbesondere in den Posten der Baukosten wiederspiegeln, zum anderen sind auch die baurechtlichen Bestimmungen sowie gesellschaftliche/soziale Aspekte zu betrachten. Die Kriterien der Standortauswahl für den Bau einer Biogasanlage sind schematisch in Abbildung 11.4 dargestellt.

11.2.2.1 Standortspezifische Aspekte

Vorab ist zu klären, ob der favorisierte Standort die benötige Flächengröße besitzt, der Baugrund geeignet ist, wenn möglich altlastenfrei sowie bestehende Gebäude und Lagerflächen nutzbar sowie Netzanschlussstellen und Wärmeabnehmer vorhanden sind (vgl. 9.1.1). Ziel dieser Betrachtung ist der Aspekt, die anfallenden Baukosten auf geringem Niveau zu halten. Die verhältnismäßig niedrigen Leistungsbereiche bei der landwirtschaftlichen Biogasproduktion und die damit verbundenen Substratströme ermöglichen Konzepte einer Substratbereitstellung und Gärrestentsorgung über den Straßentransport. Die Transportwürdigkeit vieler Substrate ist aufgrund ihrer relativ geringen Energiedichte begrenzt.

3. Schritt: Substratverfügbarkeit

Abgrenzung Welche Biot der verfügba- Verfügung: ren Substrate - Landwirts

Welche Biomassesubstrate stehen zur Verfügung:

- ren Substrate Landwirtschaftliche Reststoffe aus der Landwirtschaft (z.B. Rindergülle, Geflügelmist)
 - Agroindustrielle Abfälle (z.B. Apfelschlempe, Obsttester)
 - Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Handel (z.B. Fettabscheiderinhalte)
 - Abfälle aus privaten Haushalten (z.B. Bioabfälle)
 - Nachwachsende Rohstoffe, Energiepflanzen (z.B. Maissilage, Grassilage)
 In welchen Zeitintervallen stehen die Substrate zur Verfügung?
 In welcher Qualität werden die Substrate

angeliefert?

Biomasselieferanten Welche potentiellen Lieferanten kommen für eine langfristige Biomasselieferung in Frage?

Bereitstellungskosten Wie hoch sind die Bereitstellungskosten der Substrate?

Lagerflächen
Maßnahmen

Welche Lagerflächengröße ist am geplanten Standort vorzuhalten?

Maßnahmen der Vorbehandlung Welche Maßnahmen zur Vorbehandlung (Mischung, Zerkleinerung) der einzusetzenden Substrate sind notwendig?

Ziele: 3. Schritt

- Auswahl der Substrate im Hinblick auf einen praxistauglichen Vergärungspro-
- Eingrenzung der Maßnahmen zur Vorbehandlung und Aufbereitung von Substraten
- Auswahl potentieller Biomasselieferanten

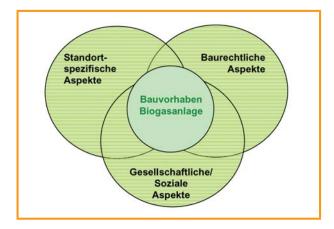


Abbildung 11.4: Kriterien für die Standortwahl

Demnach steht für die Versorgung von Biogasanlagen vor allem Biomasse aus dem näheren regionalen Umfeld im Fokus. Günstigerweise werden Standorte gewählt, die eine Anbindung an Straßen mit mittlerem Verkehrsleistungspotenzial aufweisen (z. B. Landstraßen) [11-3].



11.2.2.2 Baurechtliche Aspekte

Gemäß dem Baurecht wird zwischen Innen- und Außenbereich von Ortschaften unterschieden. Hierbei umfasst der Innenbereich alle Flächen innerhalb einer geschlossenen Ortschaft, demgegenüber wird der Außenbereich als Fläche außerhalb der Ortschaft definiert. Die Differenzierung von Innen- und Außenbereich ist in den jeweiligen ausgewiesenen Flächennutzungsplänen der Gemeinden verankert. Um einer Landschaftszersiedelung entgegenzuwirken, sind dem Bauen im Außenbereich Grenzen gesetzt. Gemäß den Baugesetzbuch (BauGB) § 35 Abs. 1 ist der Bau einer Biogasanlage im Außenbereich unter bestimmten Bedingungen zulässig, dann gilt diese Anlage als privilegiert (vgl. Kap. 7.7.2.1). Weiterhin sind ggf. immissionsschutzrechtliche Aspekte 7.7.2.2) sowie mögliche Auflagen durch den Eingriff in die Natur und Landschaft einzukalkulieren (z. B. Ausgleichsmaßnahmen).

11.2.2.3 Gesellschaftliche/soziale Aspekte

Bei Vorhaben zur Realisierung von Biogasprojekten kann es erfahrungsgemäß - insbesondere im ländlichen Raum - zu Diskussionen in Bezug auf die Akzeptanz der Anwohner oder von Institutionen führen. Diese Problematik kann im Hinblick auf die Genehmigungsfähigkeit besonders erschwerend wirken. Insbesondere die befürchteten negativen Auswirkungen wie z. B. Geruchs- und Lärmemission, erhöhte Verkehrsbelastung, optisches Erscheinungsbild der Umgebung des Standortes können seitens der betroffenen Bevölkerung zu Widerständen gegen das geplante Vorhaben führen. Frühzeitige Maßnahmen zur Verbesserung der Akzeptanz, wie das zeitige Informieren und Einbinden betroffener Anwohner und Institutionen sowie eine gezielte Öffentlichkeitsarbeit sind daher unerlässlich, um die Akzeptanz eines favorisierten Standortes für eine Biogasanlage zu sichern.

4. Schritt: Standortauswahl	
Gründstück prüfen	Wie ist die Beschaffenheit des Geländes? Ist ein adäquater Baugrund vorhanden? Befindet sich das Gelände in einem Gewerbegebiet (Randlage) oder auf einem Agrarbetriebsgelände im Außenbereich (privilegiert)? Wie hoch sind die Grundstückskosten?
Infrastruktur prüfen	Ist die Straßenanbindung LKW-tauglich? Welche Medienanschlüsse (Strom, Wasser, Abwasser, Telekom, Erdgas) liegen am Grundstück an?
Standort für Stromeinspeisung prüfen	Wie weit entfernt liegt der nächstgelegene Stromeinspeisepunkt?
Möglichkeiten der Wärmenutzung prüfen	Gibt es außerhalb am Standort Möglichkeiten, Wärme abzugeben? Ist die Abwärme aus dem KWK-Prozess im eigenen Betrieb zu verwerten? Stehen die Umrüstungsarbeiten /-kosten dafür im Verhältnis zum Nutzen? Welche Wärmemengen sind monatlich zu liefern? Besteht die Möglichkeit der Platzierung eines Satelliten-BHKW; Blockheizkraftwerke, die von der Biogasanlage räumlich getrennt und über eine längere Gasleitung mit dem Gasspeicher verbunden sind?
Möglichkeiten der Gasein- speisung prüfen	Gibt es am Standort die Möglichkeit aufbereitetes Biogas in ein vorhandenes anliegendes Erdgasnetz einzuspeisen? (vgl. Kap. 6.3)
Akzeptanzaufbau	Welche Anwohner und Betriebe werden beeinträchtigt? Welche Anwohner und Betriebe müssen frühzeitig über das Vorhaben informiert und ggf. mit eingebunden werden? Wer sind die potentiellen Wärmeabnehmer? Welche öffentlichen Institutionen müssen vorzeitige in eine transparente Öffentlichkeitsarbeit eingeplant werden (z.B. Einbeziehung von Bürgermeistern, Genehmigungsbehörde)? Welche Naturschutzinteressen müssen beachtet werden?
Ziele 4. Schritt	 Auswahl des Standortes Auswahl der Biogasnutzung (KWK am Standort, Platzierung eines Satelliten-BHKW oder die Aufbereitung von Biogas und Einspeisung in das Erdgasnetz) Akzeptanzaufbau durch transparente Öffentlichkeitsarbeit



11.2.3 Stoffstromlogistik

Vor dem Hintergrund der dezentralen Aufkommensstruktur von Biomasse und im Kontext der zum Teil dezentralen sowie zentralen Abnehmerstruktur nimmt die Biomasselogistik eine bedeutende Position innerhalb der Gesamtbereitstellungskette ein. Dabei umfasst sie alle unternehmens- und marktbezogenen Tätigkeiten, die sich auf die Verfügbarmachung eines Substrates konzentrieren. Der Fokus liegt dabei auf der optimalen Ausrichtung des Material- und Informationsflusses vom Lieferanten zum Abnehmer.

Die Wahl der Stoffstromlogistikketten und der damit einhergehende Abschluss eines oder mehrerer möglichst langfristigen Biomasselieferverträge ist bei Biogasanlagen besonders wichtig, da sie einen konstanten Input über das Jahr benötigen. Eine feste Vereinbarung mit den entsprechenden Biomasselieferanten sollte am besten noch vor dem Anlagenbau abgeschlossen werden. Die Anlage selbst sowie die Auslegung der Lagerflächen und Vorratsbehälter können somit schon im Planungsstadium auf die entsprechenden Substrate und Lieferintervalle detailliert

abgestimmt werden, mit dem Ziel Schwankungen der Liefermengen der Biomassesubstrate am Standort auszugleichen. Es ist wichtig vor der Vertragsgestaltung zu klären, welche Bezugsgrößen für die Abrechnung relevant sind. Grundsätzlich erfolgt die Abrechnung nach der/dem gelieferten Biomassemenge/-volumen (z.B. in t, m³). Hierfür sind ausführlich Qualitätsanforderungen und -kontrollen festzulegen, um das Risiko niedriger Substratqualitäten zu mindern.

Die Aufbereitung (Zerkleinerung und Mischung) sowie die Einbringung der Substrate in den Fermenter werden durch entsprechende Dosiereinrichtungen (Förderschnecken) realisiert (vgl. Kapitel 3.2.1). Innerhalb der Anlage werden die Substrattransporte hauptsächlich durch elektrisch betriebene Pumpen verrichtet. Die Auswahl geeigneter Pumpen und Fördereinrichtungen ist in hohem Maße abhängig von den eingesetzten Substraten und vom Grad deren Aufbereitung.

Nachfolgend ist eine Checkliste für die Betrachtung der Stoffstromlogistik aufgeführt (5. Schritt).

5. Schritt: Stoffstromlogistik	
Konkretisierung und Aktualisierung der Stoffstrommenge	Welche Substratmengen sind einzukalkulieren? Wie groß ist der mittlere Umkreis der potentiellen Substratlieferanten? Wie ist der jahreszeitliche Verlauf des Substratanfalls? Wie sind die Eigenschaften der einzusetzenden Substrate?
Festlegung der Substrat-Bereitstellungskette	Welche Anlieferungsform der Substrate ist für die geplante Anlage am effektivsten? Welche Arten der Lang- und Kurzzeitlagerung bestehen am geplanten Standort? Welche erforderliche Aufbereitungs- und Dosierungsschritte sind notwendig? Welche Preisunsicherheit ist beim Kauf der Substrate vorhanden?
Wahl der Biomasselieferanten und Abnehmer der Gärrest- stoffe	Welche Lieferbedingungen und Qualitätsanforderungen an das Substrat sollen mit den entsprechenden Biomasselieferanten vereinbart werden? (z.B. Abrechnung der/s gelieferten Biomassemenge/-volumen) Gibt es Abnehmer für den Gärreststoff?
Substrattransport innerhalb der Anlage	Welche Umschlag- und Transporttechnik soll am Anlagenstandort verwendet werden? Welche Förder- und Pumpentechnik soll innerhalb der Anlage eingesetzt werden?
Festlegung der Gärrest- lagerung	Welche Gärrestmengen fallen an? Welche Art der Gärrestlagerung ist bautechnisch möglich? Welche Art des Transportes und Ausbringungsintervalle der Gärreste sind planbar?
Ziele 5. Schritt	 Festlegung der Transport- und Umschlagstechniken Eingrenzung der Flächengröße für Substrat- und Gärrestlagerung am Standort der Biogasanlage Auswahl der Biomasselieferanten und Abnehmer der Gärreste Liefervereinbarungen und wenn möglich langfristige Lieferverträge festlegen



11.2.4 Technologieauswahl

Gemäß dem Stand der heutigen praxistauglichen Anlagentechnik basiert die Auswahl der Technologie einer geplanten Biogasanlage insbesondere auf den vorhandenen Substraten (vgl. Kapitel 3), der bestehenden Infrastruktur, den beteiligten Akteuren und der realisierbaren Finanzierung. Nachfolgend ist eine Checkliste für die Technologieauswahl aufgeführt (6. Schritt).

6. Schritt: Technologieauswahl	
Auswahl des Vergärungsverfahrens	Soll die Anlage nach der Nass- oder Feststoffvergärung oder in Kombination von beiden gefahren werden? Mit welchen Prozessstufen und mit welcher Prozesstemperatur soll die Anlage gefahren werden?
Auswahl der Anlagenkom- ponenten	Welche Anlagenkomponenten sollen zum Einsatz kommen? - Annahme-, Aufbereitungs- und Eintragstechnik - Fermenterbau mit Einbauten und Rührtechnik - Gasspeichertyp - Art der Gärreststofflagerung - Biogasverwertung
Beteiligte Akteure	Welche Landwirtschaftsbetriebe und Unternehmen sind als Netzwerkpartner mit eingebunden? Welche Erfahrungen sind bei den Beteiligten vorhanden? Welche Installations- und Wartungsbetriebe stehen im näheren Umkreis zur Verfügung? Welches Know-how über Substrataufbereitung und Beschickung, Transporttechnik, Siliertechnik bestehen bei den Mitarbeitern und Partnern?
Ziele 6. Schritt	- Auswahl der Anlagenkomponenten nach modernstem technischen Stand aus hochwertigem Material mit hoher Servicefreundlichkeit und Automatisierung des Betriebes.

11.2.5 Gasnutzung

Je nach Standortspezifikationen und der geplanten Endnutzung muss eine Entscheidungsfindung über die Art der energetischen Verwertung des erzeugten Biogases erfolgen (vgl. Kapitel 6). Zum Thema Gasnutzung eines Biogasprojekts findet sich nachfolgend eine Checkliste (7. Schritt).

7. Schritt: Gasnutzung	
Art der Biogasnutzung	Wie kann der gewonnene Energieträger effizient am Standort verwertet werden? - Strom- und Wärmeerzeugung im Kraft-Wärme-Kopplungs-Prozess (z.B. BHKW, Mikrogasturbine etc.) - Kälteerzeugung über Kraft-Wärme-Kälte-Nutzung - Biogasaufbereitung (Entfeuchtung und Entschwefelung) auf Erdgasqualität zur Einspeisung in das öffentliche Erdgasnetz oder Mikrogasnetze - Aufbereitung zu Treibstoff für Kraftfahrzeuge - Thermische Nutzung von Biogas
Ziele 7. Schritt:	- Auswahl der energetischen Verwertung von Biogas

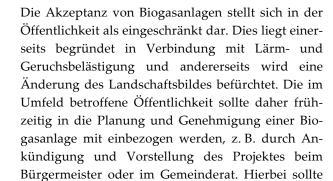


11.2.6 Bewertung und Entscheidungsfindung

Die Bewertung und Entscheidungsfindung für ein Biogasprojekt erfolgt nach Wirtschaftlichkeit und nach Art der Finanzierung (vgl. Kap. 8.2). Eine entsprechende Checkliste findet sich unter Schritt 8: Bewertung und Entscheidungsfindung.

8. Schritt: Bewertung und Entscheidung	gsfindung
Detaillierten Kostenplan erstellen	Auf Grund der Festlegung der Verfahrensweise ist eine Detailplanung der Kosten möglich. Der Kostenplan sollte so gestaltet sein, dass eine Kostenkontrolle jederzeit möglich ist. Die Kostenpositionen sollten in folgende Blöcke untergliedert werden: - Kosten für die Einzelkomponenten - Substratkosten "frei Fermenter" - Abschreibung - Unterhalt, Wartung und Reparatur - Verzinsung - Versicherung - Lohnkosten - Finanzierungs- und Genehmigungskosten - Planungskosten - EVU-Kosten, Netzanschlusskosten - evtl. Transportkosten - Gemeinkosten (Telefon, Räume, Versorgung etc.) Die Kosten der Einzelkomponenten sollten untergliedert werden, bei Eigenleistung oder Vergabe von Einzelgewerken sollten diese detailliert beziffert werden.
Fördermöglichkeiten	Neben dem Marktanreizprogramm und dem zinsverbilligten Darlehen der KfW auf Bundesebene gibt es in den einzelnen Bundesländern unterschiedliche Förderprogramme. Welche Förderstellen sind anzuschreiben? Welche Voraussetzungen zur Beantragung bzw. Inanspruchnahme von Fördergeldern sind gefordert? Welche Fristen sind einzuhalten? Welche Unterlagen müssen eingereicht werden?
Finanzierung	Der Fremdfinanzierungsbedarf muss ermittelt werden. Es sollte die von den Finanzinstituten angebotene Finanzierungsberatung in Anspruch genommen werden, Finanzierungskonzepte sollten gründlich im Hinblick auf die betriebliche Situation geprüft werden. Die Finanzierungsangebote sollten verglichen werden.
Ziel 8. Schritt:	 Wirtschaftlichkeitsanalyse erstellen; dabei Bewertung weiterer Vorteile (z.B. Geruch, Fließfähigkeit der Biogasgülle etc.) berücksichtigen Folge: evtl. Kontaktaufnahme zu (Nachbar-) Betrieben, um zusätzlich Substrate zu akquirieren, Betreibergemeinschaften zu gründen → Erneute Wirtschaftlichkeitsanalyse als Entscheidungsvorlage

11.3 Investitionsvorbereitung durch Öffentlichkeitsarbeit



eine von Beginn an transparente Informationspolitik über die Anlagenart und den geplanten Betriebsablauf gegenüber der Öffentlichkeit erfolgen (z. B. Informations- und Präsentationstag am zukünftigen Standort der Biogasanlage). Werden Bedenken der Anwohner und Nachbarschaft im Planungsprozess berücksichtigt, so lassen sich Hemmnisse und Akzeptanzprobleme vermeiden. Dies schafft eine wichtige Voraussetzung für die geplante Investition.



Öffentlichkeitsarbeit	Ankündigung und Vorstellung des Projektes beim Bürgermeister oder im Gemeinderat sowie transparente Informationspolitik gegenüber der Öffentlichkeit (Anwohner, Nachbarschaft)
Finanzierung	Welches Investitionsvolumen steht zur Verfügung? Welche Finanzierungsmodelle stehen zur Auswahl? Besteht Kreditwürdigkeit für den Projektinitiator?
Eigenmittel	Für die Inanspruchnahme marktüblicher Bankkredite oder Finanzhilfen aus der öffentlichen Hand wird ein Mindestanteil an eigenen Mitteln in Form einer Eigenbeteiligung oder eines eigenkapitalähnlichen Darlehens vorausgesetzt. Dabei kann ein Barvermögen oder eine Sacheinlage in Form betriebsnotwendiger Güter und/oder Finanzmittel eingesetzt werden. Möglichkeiten, das Eigenkapital zu erhöhen, können die Einbeziehung zusätzlicher Anteilseigner und Partner in das Vorhaben oder die Ausgabe von Aktien sein (z.B. Bildung einer GmbH & Co. KG).
Fondfinanzierung	Bei der Finanzierung über spezielle Projekt- oder Beteiligungsfonds stellen Privatanleger und Investoren Eigenkapital für die Projektfinanzierung bereit. Projektfonds fungieren als "Sammelstellen" für private Gelder von Anlegern, welche in das geplante Biogasprojekt fließen. Das Fondvolumen kann in Form von Aktien oder stillen Gesellschaftsanteilen angeboten werden.
Fördermittel	Auf der Ebene der Länder, des Bundes und der EU gibt es zahlreiche Förderprogramme, um eine ver stärkte energetische Nutzung von Biomasse zu fördern. Die Verfügbarkeit von Fördergeldern öffentlicher Fördergeber ist meist für Projekte zur Demonstration und Markteinführung von innovativen Techniken ausgelegt und hängt jeweils von den Haushaltsplänen ab.
Fremdmittel	Bei den Fremdmitteln wird i.d.R. zwischen Bank- und Förderkrediten unterschieden. Bankkredit: Die Bank unterstützt die Finanzierung der Biogasanlage in Form eines Kredites unter der Maßgabe der bestehenden Bonität des Kreditnehmers als auch der Wirtschaftlichkeit der geplanten Biogasanlage. Förderkredit: Förderkredite sich zinsverbilligte langfristige Darlehen, welche von Institutionen zur Förderung der Nutzung von Biogas zur Verfügung gestellt werden (z.B. KfW, Ökobanken, Europäische Investitionsbank).
Contracting	Beim Contracting (Betreibermodell) werden Investitionen, welche vom Projektinitiator nicht gezahlt werden können an Dritte (Contractor, Betreiber) übergeben. Die auszuführenden Maßnahmen für die Realisierung des Vorhabens werden durch einen externen Dienstleister eigenverantwortlich und auf eigene Rechnung durchgeführt, wodurch auch eine Risikoverlagerung zum Dienstleister stattfindet [11-2]. Der Projektinitiator (Auftraggeber) erhält die gewünschten Produkte wie z. B. Strom, Wärme, Kälte oder Wirtschaftsdünger, ohne sich um Detailfragen über die Planung, Errichtung und Betrieb oder um die Finanzierung kümmern zu müssen. Wichtige Informationen zum Contracting können aus der DIN-Norm 8930 Teil 5 "Contracting" sowie aus der DIN 8930-5 entnommen werden.
Leasing	Die Finanzierung einer Biogasanlage über Leasing erfolgt durch einen Leasinggeber. Leasinggeber sind i.d.R. Leasinggesellschaften einer Bank oder eine gegründete Projektgesellschaft aus einer Leasinggesellschaft. Der Leasinggeber vermietet die Biogasanlage im Rahmen eines langfristigen Mietvertrages an den Leasingnehmer (Nutzer der Anlage). Der Nutzen und Anlagenbetrieb sowie die damit verbundenen Risiken verbleiben beim Leasingnehmer.
Ziele 9. Schritt:	- Öffentlichkeitsarbeit - Wahl des Finanzierungsmodells

Ist die Entscheidung einer Investition getroffen, erfolgt die Betrachtung der Finanzierungsoptionen. Grundsätzlich werden Biogasprojekte über Eigenmittel und Kredite finanziert. Jedoch kann es im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes empfehlenswert sein, zusätzlich weitere Finanzierungsquellen zu erschließen. Grundlage für die Finanzierung des Vorhabens ist die Projektprüfung im Rahmen der erstellten Machbarkeitsuntersuchung. Die Möglichkeiten der Finanzierung eines Biogasprojektes sind obenstehend kurz aufgeführt.

11.4 Planungsschritte

Die Planung einer Biogasanlage teilt sich in die beiden Bereiche der Genehmigungs- und Ausführungsplanung, welche im Folgenden beschrieben werden. Vor Einreichung des Bauantrages sollten Vorbereitungen gemäß der umstehenden Checkliste getroffen werden.



10. Schritt: Vorbereitung für die Genehmigungsplanung

Kontaktaufnahme zu Behörden und Institutionen, die für das Genehmigungsverfahren bzw. Bauvorhaben von Bedeutung sind Ein erstes Gespräch bei der Genehmigungsbehörde (Bauamt, StUA, Gewerbeaufsichtsamt etc.) als "Runder Tisch" mit einer Kurzvorstellung des Vorhabens sollte im Beisein des Planers angesetzt werden.

Es wird nicht nur der persönliche Kontakt zu den Ansprechpartnern der Behörden hergestellt, sondern es werden die Rahmenbedingungen des Bauvorhabens genauestens abgeklärt.

Ist das Vorhaben im Außenbereich privilegiert?

Sind Änderungen/Forderungen notwendig und möglich?

Welche Auflagen werden gemacht?

Welche Unterlagen werden zusätzlich gefordert?

Kontaktaufnahme zu EVU

Termin zum persönlichen Gespräch vereinbaren, um das Bauvorhaben zu präsentieren. Dieser Termin dient der Abklärung von Schnittstellen:

Der günstigste Einspeisepunkt wird definiert, der Leistungsumfang zu Änderungen/Erweiterungen des Netzes sollte sorgfältig formuliert werden und es sollte ein Kostenvoranschlag eingeholt werden. Dieser sollte auf jeden Fall mit dem Angebot anderer Anbieter verglichen werden.

Ziele 10. Schritt:

- Vorstellung des Bauvorhabens bei zuständiger Genehmigungsbehörde und EVU
- Einschätzung der Realisierbarkeit auf Genehmigungsebene, Klärung der Außenbereichsproblematik und weiterer Rahmenbedingungen, Auflagen und Forderungen formulieren und definieren
- Leistungsumfang EVU abklären und Angebote einholen
- Angebote EVU vergleichen

Nachdem evtl. zusätzliche Forderungen von Genehmigungsseite formuliert wurden und das EVU-Angebot vorliegt:

→ Entstehende Kosten kalkulieren und Schritt 8 wiederholen!

11.4.1 Genehmigungsplanung

Die Genehmigungsplanung umfasst im Wesentlichen die Erstellung des Bauantrages sowie ggf. den Antrag auf Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz und wird von den Entscheidungen aus der Machbarkeitsstudie gespeist. Vorab erfolgt die Abgrenzung der Genehmigungsverfahren in Abhängigkeit der Anlagengröße und rechtlichen Zuordnung (vgl. 7.7). In allen Genehmigungsverfahren hat in jedem Fall das Bundesbaugesetz seine Gültigkeit (vgl. 7.7.2.1). Viel praxisrelevanter sind jedoch die Landesbauordnungen, welche in jedem Bundesland regelt, wie ein Bauantrag einzureichen ist (Schritt 11).

Die Genehmigungsplanung sollte in engem Kontakt mit dem Anlagenhersteller oder vom beauftragten Anlagenplaner selbst und dem landwirtschaftlichen Berater erfolgen. Je nach Genehmigungstatbestand und genehmigender Behörde werden mehr oder weniger umfangreiche Unterlagen benötigt. Die nachstehende Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, in Einzelfällen können weitere Unterlagen gefordert werden. Eine Übersicht über Aufgaben in der Phase der Genehmigungsplanung sowie die zu beachtenden gesetzlichen Regelwerke gibt die nachfolgende Checkliste 12 (vgl. 7.7.2).

11. Schritt: Abgrenzung der Genehmigungsverfahren nach Baurecht / BlmSchG

Nach Baurecht

- Feuerungswärmeleistung des Motors zur Verstromung des Biogases kleiner als $1~\mathrm{MW}$
- Güllemenge weniger als 10 Tonnen pro Tag, die in die Biogasanlage eingebracht wird und/oder
- Gärreststofflager (Güllelager) weniger als 6.500 m³ beträgt und/oder
- Die Biogasanlage auf einen nicht BImSchG-pflichtigen Hof zugeordnet wird

Nach BImSchG

- Feuerungswärmeleistung des Motors zur Verstromung des Biogases gleich 1 MW und mehr und/oder
- Güllemenge mehr als 10 Tonnen pro Tag, die in die Biogasanlage eingebracht wird und/oder
- Gärreststofflager (Güllelager) gleich 6.500 m³ und mehr beträgt und/oder
- Die Biogasanlage auf einen BImSchG-pflichtigen Hof formell rechtlich zugeordnet wird

Ziele 11. Schritt:

- Bauantragstellung bei zuständiger Genehmigungsbehörde



Passantua es Formasilano/	Die Fermusland bei den für des Deutsche besitzung sowenfahren. Verafahren mach Dies Sch.C. oder
Bauantrags-Formulare/ Antragsformulare auf immis- sionsschutzrechtlicher Genehmigung	Die Formulare bei der für das Baugenehmigungsverfahren - Verfahren nach BImSchG oder Baurecht - zuständigen Behörde anfordern. Beim Verfahren nach BImSchG sind die in diesem Rahmen geforderten Unterlagen den Bauantrags-Formularen zu entnehmen.
Qualifizierter Lageplan	Dieser ist beim Kataster- und Vermessungsamt des Kreises zu erwerben.
Grundbuchauszug	Angaben über Eigentum, Wirtschaftsart, Lage des Standorts.
Anlagen- und Betriebs- beschreibung	Formulare zu Anlagendaten, Verfahren (Stoffübersicht) sowie Anlagen- und Betriebsbeschreibung vom Planer erstellt
Emission/Immission	Darstellung der Emissionsverursachenden Verfahren/Vorgänge
Lärmgutachten nach TA Lärm; Geruchsgutachten und Emissionsquellenplan nach TA Luft	Entscheidet die genehmigende Behörde aufgrund der besonderen Gegebenheiten des Standortes, dass ein Gutachten erstellt werden muss, so ist hierzu ein zugelassener Sachverständiger nach §29 BImSchG zu beauftragen.
Abfallverwertung	Darstellung der Verwertungs- und Entsorgungswege der anfallenden Abfälle und gebrauchten Anlagenteile
Wassergefährdende Stoffe	Darstellung der Lagerung und des Transports der in Betrieb befindlichen und gehandhabten wassergefährdenden Stoffe
Anlagensicherheit	Beschreibung der Anlage unter brandschutztechnischen Gesichtspunkten, Darstellung eines Brandschutzkonzeptes vom Planer, ggf. Erstellung eines Brandschutzgutachtens von einem zugelassenen Sachverständigen. Beschreibung der Maßnahmen zur Sicherstellung sicherheitstechnischer Anforderungen, Lageplan mit Ex-Zonenplan
Eingriff in Natur und Land- schaft	Vereinbarkeit des Vorhabens auf Basis von bestehenden planerischen Rahmenbedingungen (z.B. Flächennutzungsplan, Bebauungsplan) Darstellung der Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen für eingriffsrelevante Vorhabensbestandteile (z.B. bebaute Fläche)
Zulassung nach EG-VO Tierische Nebenprodukte	Antrag auf Zulassung der Biogasanlage nach der EG-VO Tierische Nebenprodukte (VO EG Nr. 1774/2002) z.B. bei Einsatz von Gülle, Mist, Dung.
Lageplan mit Abstandsflächen	Erstellung gemäß den Anforderungen der Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen des Bundesverbandes der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften [11-6]
Statiken für Großkomponenten der Biogasanlage und Schorn- stein	Die Statiken der Großkomponenten werden vom Anlagenhersteller / Komponentenhersteller erstellt und geliefert. Die Statiken für den Schornstein sowie das Gutachten zur Berechnung der Schornsteinhöhe werden von einem Prüfingenieur erstellt und geliefert.
Aufstellungsplan	Dieser wird vom Planer erstellt.
Detailzeichnungen	Diese werden vom Planer erstellt. Rohrleitungspläne (Substrat / Gas / Heizmedien) mit Gefälle, Fließrichtung, Dimensionierung und Materialeigenschaften Berücksichtigung des Ex-Zonen-Bereiches (Ex-Zonen-Plan) Art und Ausführung der Umschlagplätze für Gülle, Silagen und sonstige schüttfähige Substrate Maschinenraum mit den erforderlichen Installationen Heizleitungspläne mit Anbindung der Wärmeerzeuger und -verbraucher Grundfließschema mit Betriebseinheiten Stromflussdiagramm zur Einbindung des BHKW in den Betrieb Gasspeicher, Gassicherheitsstrecke Substrat-Lagerstätten
Fließschemata für verfahrenstechnische Anlagen	Erstellung Grundfließschema nach DIN EN ISO 10628 mit Betriebseinheiten durch den Planer
Verwertung der Gärreste	Darstellung der notwendigen Flächenausstattung zur landwirtschaftlichen Verwertung des Wirtschaftsdüngers (Gärreststoff)
Rückbauverpflichtungs- erklärung	Verpflichtung des Antragstellers über Rückbau und Beseitigung der Anlage und der Bodenversiegelung nach dauerhafter Aufgabe der zulässigen Nutzung
	- Bauantragstellung bei zuständiger Genehmigungsbehörde



Für die Bauantragstellung sind weiterführend Anforderungen von Rechtsvorschriften einzuhalten, welche folgend aufgelistet sind (vgl. dazu auch Kapitel 7.8.2).

Es soll auf die Einhaltung der wichtigsten Gesetzesbereiche hingewiesen werden. Die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

- BiomasseV
- Vorschriften aus dem Bereich des Immissionsschutzes
 - BImSchG mit TA Luft und TA Lärm
 - UVPG
- Vorschriften aus dem Bereich der Abfallwirtschaft
 - Landesabfallgesetz
 - BioabfallV
 - EU-Richtlinie 1774
- Vorschriften aus dem Bereich des Düngerechts
 - Düngegesetz
 - Düngemittelverordnung
 - Düngeverordnung
- Vorschriften aus dem Bereich der Wasserwirtschaft
 - Wasserhaushaltsgesetz
 - Landeswassergesetze
- Vorschriften aus dem Bereich Naturschutz
- Vorschriften aus den "Sicherheitsregeln für Biogasanlagen"
- Vorschriften aus dem Bereich der Arbeitssicherheit.

11.4.2 Ausführungsplanung

In der Ausführungsplanung werden Anlagenbestandteile aus der Entwurfs- und Genehmigungsplanung so weit konkretisiert, dass eine Grundlage zum Anfertigen der Ausschreibungsunterlagen entsteht. Hierbei muss seitens des Projektinitiators entschieden sein, ob mit der Errichtung der Gesamtanlage ein Generalunternehmen verpflichtet werden soll oder ob die Einzelvergabe von Gewerken oder Losen (Anlagenkomponenten) angestrebt wird. Im Fall der Vergabe von Einzelgewerke sind die Lieferund Leistungsgrenzen sehr sorgfältig zu ermitteln. Ein besonderer Augenmerk ist auf den Schnittstellenübergang innerhalb der Anlagentechnik (z. B. Behälterbau, Gasspeicher, Energiezentrale) und Medientechnik (z. B. Rohrleitungen, Elektro- und MSR-Technik) zu legen. Die zeitliche Durchführung der Ausführungsplanung kann parallel mit der Erstellung der Genehmigungsunterlagen beginnen. Bei behördlichen Auflagen im Zuge des erteilten Genehmigungsbescheides müssen diese in der Fertigstellung der Ausschreibungsunterlagen berücksichtigt werden. Gegebenenfalls ist ein Ingenieurvertrag mit dem favorisierten Anlagenhersteller oder -lieferanten abzuschließen, um eine mögliche Zuarbeit der geforderten Anlageninformation für die Genehmigungsunterlagen zu gewährleisten. Zusammenfassend sind in der Ausführungsplanung die Ausschreibungsunterlagen zusammenzustellen, die die vom Bauherrn gewünschten Ausführungsvorgaben, Qualitätsstandards, Richtlinienvorgaben und Normen sowie die favorisierten Fabrikate vorgeben. In der folgenden Checkliste sind die grundlegenden Bearbeitungsschritte der Ausführungsplanung aufgelistet.

Nach erfolgter Ausschreibung und Vergabe aller Gewerke gilt die Ausführungsplanung in der Regel als abgeschlossen.



13. Schritt: Ausführungsplanung	
Eigene Fähigkeiten prüfen	Welche Eigenleistungen kann der Projektinitiator qualitativ hochwertig erbringen? Welche Eigenleistung führt zu einem guten Kosten-Nutzen-Verhältnis ohne qualitative Einbußen?
Verfügbares eigenes Zeit- kontingent prüfen	Wann soll Baubeginn sein? Ist meine zeitliche Einbindung in die Baustelle unter Berücksichtigung des Bau-Ablaufplanes mit meiner betrieblichen Situation zu vereinbaren? Welche Helfer kann ich organisieren? Für welchen Zeitraum benötige ich wen?
Eigenleistung mit Planer abstimmen	Der Überwachungsaufwand für den Planer ist normalerweise höher, da in Eigenleistung erbrachte Gewerke besonders kontrolliert werden müssen. Die Ablaufplanung muss ebenfalls auf den höheren Zeitaufwand der Eigenleistungsgewerke abgestimmt sein.
Schnittstellen zu Folgegewerken definieren	Jedes Gewerk besitzt mittel- und unmittelbare Schnittstellen zu Vorläufer-, Nachfolge- oder Parallelgewerken (z.B. Trocknungszeiten, Arbeitssicherheit, Begehungsverbote, Gewerkvorleistungen) Besonders wichtig ist die Betrachtung der Eigenleistungsgewerke und der Unternehmerleistungen. Wird die Unternehmerleistung zeitlich oder bautechnisch behindert, führt dies zu Wartezeiten, Folgekosten und Gewährleistungsproblemen.
Anlagentechnik	Detailauslegung der Anlagentechnik, Bautechnik, Elektro- und Leittechnik und ggf. Erstellung einer Übersicht über alle relevanten Komponenten und Parametern für einzelne Betriebszustände
Schnittstellen	Definition der Schnittstellenübergänge zu angrenzenden Gewerken oder zu vorhandenen Anlagenkomponenten
Statikberechnungen	Einholung prüffähiger Statikberechnungen
Trassenführungen	Festlegung der Systemparameter, Festlegung der Verlegearten, Erstellung des endgültigen Trassenplans
Rechtliche Aspekte	Verfolgung des behördlichen Genehmigungsverfahrens Vorbereitung und Erstellung der Ausschreibungsunterlagen Vorbereitung von Vertragsabschlüssen
Ziele 13. Schritt:	 Fähigkeiten für Eigenleistungen prüfen Zeitliches Kontingent prüfen Eigenleistungsarbeiten mit Planer absprechen und im Bau-Ablaufplan verankern Schnittstellen zu mittel- oder unmittelbaren Gewerken definieren Einzelvergabe zur Lieferung, Bau und ggf. Inbetriebnahme von Anlagenkomponenten erfolgt vom Bauherrn in enger Abstimmung mit dem Anlagenplaner mit Fokus auf: Budget, Finanzierbarkeit, Bauzeit Übereinstimmung der Schnittstellen innerhalb der Anlagentechnik Klar zu trennende Gewährleistungsübergang zum jeweils anderen Gewerk Die vollständige Aufrechterhaltung von Gewährleistungsansprüchen gegenüber dem jeweiligen Lieferanten



11.5 Bauplanung und Anlagenbau

14. Schritt: Bauplanung bzw. Anlagenbau	
Aufstellung eines Bau-Ablauf- planes	Dieser vom Planer angefertigte Plan zeigt auf, wann welche Gewerke auszuführen sind, damit Folgegewerke nicht behindert werden. Die Abhängigkeiten und das Ineinandergreifen der einzelnen Arbeitsschritte werden erkennbar (z.B. Vorbereitungs-, Durchführungs- und z.B. Trocknungszeiten) und Engpässe können identifiziert werden. Im Ablaufplan sollten Ausfallzeiten (evtl. Feiertage) und vor allem Eigenleistungszeiträume berücksichtigt werden.
Organisation und Sicherung der Baustelle	Aufmaß und Sicherung der Baustelle (Bauzaun, Bauschild) veranlassen. Abschließbare Lagerstätte für Materialien und Baustellen-Toilette zur Verfügung stellen. Die Verantwortlichkeit für beide Punkte kann dem ausführenden Unternehmen übertragen werden. Der Bauherr sollte eine Haftpflichtversicherung und eine Bauwesenversicherung abschließen. Die Kosten letzterer können dem ausführenden Unternehmer übertragen werden. Abschluss einer Rohbauversicherung. Den ausführenden Unternehmen muss Wasser und Strom frei zugänglich zur Verfügung stehen. Überschreitet die Baustelle gewisse Grenzen, kann die Koordination für Sicherheit und Gesundheitsschutz nach Baustellenverordnung gegen Honorar an den Bauleiter delegiert werden.
Qualitätsanforderungen bereits im Leistungsumfang des Auf- trages festlegen und kontrollie- ren	Qualitätskontrolle fängt mit der Vorgabe verbindlicher Qualitätsstandards an. Falls exakte Materialvorgaben im Leistungsumfang vereinbart wurden, diese kontrollieren.
Auf der Baustelle präsent sein Bautagebuch führen	Sie und der Planer sollten die Baustelle jeden Tag besuchen, wenn die Handwerker schon oder noch anwesend sind. So sind Sie und der Planer als Ansprechpartner immer erreichbar. Weiterhin sollten wöchentlich Bauberatungen mit den Handwerkern der aktuell am Bau tätigen Gewerke stattfinden und protokolliert werden. Ihre Beobachtungen sollten Sie und der Planer detailliert in einem Bautagebuch festhalten. Dazu gehört u. a. welcher Baufortschritt sich ergeben hat und welche Unklarheiten, Mängel auftraten. Hier können auch Nebenauslagen für das Finanzamt dokumentiert werden!
Fotodokumentation anlegen	Per Fotoapparat sollten Baufortschritt, eingesetzte Materialien, Installationen etc. festgehalten werden.
Baumängel rügen und zeitnah beseitigen lassen	Baumängel, die erkannt werden, sollten ohne zeitliche Verzögerung schriftlich gerügt werden, wenn sie nicht umgehend beseitigt werden. Nur so wahren Sie Ihre Rechtsposition und können nach tatenloser Fristverstreichung androhen, eine weitere Mängelbeseitigung durch den Handwerker zu verweigern. Sie können den Mangel dann zu seinen Lasten durch einen Dritten beseitigen lassen. Baumängel, die sofort fachmännisch behoben werden, bergen wenige Folgeprobleme. Werden Baumängel verschleppt und erst später beseitigt, so kommt es im Ablaufplan oftmals zum Termin-Chaos. Das kostet Zeit, Nerven und Geld.
Ziele 14. Schritt:	 Detailplanung Umfassender Bauablaufplan Organisation und Sicherung der Baustelle Leistungsumfang und Materialauswahl kontrollieren Tägliche Baustellenbesuche (wenn möglich) Bautagebuch führen und Fotodokumentation erstellen Baumängel zeitnah anmahnen und beseitigen lassen



11.6 Abnahme der Bauleistungen

15. Schritt: Abnahme der Bauleistungen

Abnahme

Auf die förmliche Abnahme auch von Teilgewerken sollten Sie nie verzichten, auch wenn diese durch Ingebrauchnahme Basis für ein Folgegewerk sind.

Bei Feststellung von Mängeln wird die Beseitigung erschwert, falls kein Abnahmeprotokoll vorliegt. Das Abnahmeprotokoll dient somit als Dokumentation der Mängel und als Nachweis des Verursachers von Mängeln.

Bei der Abnahme sollte immer fachkundige Unterstützung eingeholt werden (z.B. Planer, Gutachter). Im Falle wesentlicher Mängel kann die Abnahme und damit die Schlusszahlung verweigert werden. Bei unwesentlichen Mängeln muss abgenommen werden, von der Schlusszahlung kann aber der dreifache Betrag der voraussichtlichen Schadensbeseitigungssumme einbehalten werden.

Eine schlüsselfertige Biogasanlage geht erst nach der erfolgreichen Abnahme in den Besitz und damit in die Haftung des Anlagenkäufers über ("Gefahrenübergang").

Wird die Biogasanlage durch Vergabe von Teilgewerken erbaut, so kann niemals die Abnahme der Gesamtanlage erfolgen, sondern immer nur eine "Teilabnahme" der jeweiligen Bauteile oder Gewerke. Der Zeitpunkt des Gefahrenübergangs der Komplettanlage ist hierbei noch ungeklärt.

Ziele 15. Schritt:

- Abnahme der einzelnen Gewerke bzw. Biogasanlage im Beisein des Planers
- Externe fachkundige Unterstützung einholen
- Förmliches und schriftliches Abnahmeprotokoll (z.B. VOB-Vorlage) erstellen

11.7 Inbetriebnahme der Anlage

16. Schritt: Inbetriebnahme

Inbetriebnahme

Die Inbetriebnahmephase dient der Überprüfung der Funktionsfähigkeit aller wichtigen Anlagenteile (Aggregate, Gewerke etc.). Falls möglich, werden auch die meisten Steuer- und Alarmsignale der Steuerung überprüft und erfasst.

Die Inbetriebnahme einer Biogasanlage kann als technische, sog. "kalte" Inbetriebnahme z.B. im Rahmen der Dichtigkeitsprüfung des Fermenters mit Wasser erfolgen ("Wasserfahrt").

In diesem Rahmen können teilweise auch Sensoren, z.B. Füllstandssensoren, auf ihre technische Tauglichkeit überprüft werden. Andere Mess- und Regeltechnik kann erst im laufenden Betrieb getestet werden (z.B. Überdruck-Unterdruck-Sicherung am Fermenter).

Es können weiterhin Inbetriebnahmen für Einzelkomponenten erfolgen, so z.B. die Inbetriebnahme des BHKWs mit Zündöl (z.B. Pflanzenöl, Rapsmethylester) oder Erdgas oder die Inbetriebnahme von Pumpen oder Schiebern.

Die "warme" oder auch biologische Inbetriebnahme geht mit dem Befüllen und Aufheizen des Fermenters einher und ist als "gleitender Übergang" zum Probebetrieb zu verstehen.

Probebetrieb

Der Probebetrieb wird als "Leistungsfahrt" verstanden und soll dem Bauherren und Betreiber der Biogasanlagen dazu dienen, sich zu vergewissern, dass alle Anlagenkomponenten die in der Leistungsbeschreibung festgelegten Leistungen störungsfrei über einen definierten Zeitraum erbringen. Die Festlegung des Zeitraumes erfolgt individuell, der Zeitraum ist Gegenstand des vereinbarten Vertrages mit dem Anlagenhersteller.

Dabei ist zu beachten, dass die Kosten eines monatelangen Probebetriebes anteilig auch auf die Investitionssumme und damit auf die Kosten des Anlagenkäufers umgelegt werden.

Es ist also abzuschätzen, wie schnell sich eine stabile Mikroorganismenpopulation und damit ein stabiler Biogasprozess einstellt, denn erst dann kann die Leistungsfähigkeit der Anlage getestet werden. Dieser Zeitraum ist stark abhängig vom eingesetzten Substratmix und wird bei gleichbleibender, wenig schwankender Mischung sehr viel schneller erfolgen als mit einer Mischung wechselnder

Es sollte also immer eine Kosten-Nutzen-Analyse erfolgen, damit der Probebetrieb nicht unnötig in die Länge gezogen wird und Kosten verursacht, trotzdem jedoch Sicherheit in Bezug auf die Funktions- und Leistungsfähigkeit der Anlage bietet.

Erst nach dem erfolgreichen Probebetrieb erfolgen die Schlussabnahme der Biogasanlage und der Gefahrenübergang vom Auftragnehmer auf den Auftraggeber. Das bedeutet, dass der Auftraggeber nun eigenverantwortlich und mit vollem Risiko den Betrieb der gesamten Anlage übernimmt.

haltungsverträge

Wartungs- und Instand- Abschließen von Wartungs- und Instandhaltungsverträge für Anlagenkomponenten (z.B. BHKW)

Ziele 16. Schritt:

- Inbetriebnahme der Biogasanlage
- Probebetrieb der Biogasanlage mit fachkundige Unterstützung (z.B. durch Planer); Zeitraum individuell aushandelbar
- Abschluss von Wartungs- und Instandhaltungsverträgen



11.8 Notwendige Verträge

Im Laufe der Umsetzung eines Biogasprojektes ist mit einer Vielzahl von Projektbeteiligten zu rechnen. Die Beziehung zwischen den Projektbeteiligten wird durch Verträge geregelt.

Die folgende Liste zeigt relevante Vertragstypen nach [11-4].

- Gesellschaftsvertrag
- Miet-, Pacht- und Grundstückskaufvertrag
- Geschäftsbesorgungsvertrag
- Beratungsvertrag
- Engineeringvertrag
- Bauverträge bzw. Generalunternehmervertrag
- Technischer Liefervertrag
- Wartungs- und Instandhaltungsvertrag
- Biomasse- bzw. Substratliefervertrag
- Vertrag über Rücknahme von Gärreststoff als Wirtschaftsdünger
- Wärmeliefervertrag und
- Stromeinspeisevertrag.

Parallel zu den fachlichen Arbeiten ist bei der Umsetzung des Vorhabens die Projektstruktur für den späte-

ren Anlagenbetrieb zu entwickeln und im Detail auszugestalten. Insbesondere zwischen dem Betreiber der Biogasanlage und dem Biomasse- und Substratlieferanten sind, wenn es sich um verschiedene juristische Personen handelt, die gegenseitigen Rechte und Pflichten schriftlich zu fixieren. Hierzu ist nachfolgend eine Beschreibung der wesentlichen Inhalte eines Biomasseliefervertrages aufgeführt. Die Beschreibung eines Wärmeliefervertrages ist im Kapitel 7.6.3 nachzulesen. Die detaillierte Ausgestaltung dieser Verträge sollte in jedem Fall unter Hinzuziehung eines Juristen erfolgen.

11.8.1 Biomasseliefervertrag

Der Biomasseliefervertrag regelt die Beziehung zwischen dem Betreiber der Biogasanlage und dem Biomasselieferanten (z. B. Gülle, Silage, nachwachsende Rohstoffe) und beinhaltet insbesondere die Vereinbarung über die Liefermenge, über Qualität, über Vertragslaufzeit und Preis sowie über die Rechte und Pflichten der Vertragspartner.

Tabelle 11.1: Aspekte eines Biomasseliefervertrags [11-2]

Aspekte eines Biomasseliefervertrags	
Lieferverpflichtungen	Art und Form der Biomasse bzw. Substrate sind zu spezifizieren sowie die Anforderungen (z.B. TS-Gehalt) an die Mindestqualitäten zu fixieren. Es sind Mindestliefermengen (z.B. Menge pro Jahr), die zeitliche Verteilung (z.B. in Wochen- und Monatsplänen) und die Rechtsfolgen bei Verletzungen der Lieferpflichten zu vereinbaren. Die Lieferpflicht kann über eine damit korrespondierende Anbaupflicht abgesichert werden.
Abnahmeverpflichtung	Der Betreiber geht eine Verpflichtung zur Abnahme einer Mindestmenge ein. Dem Betreiber ist das Recht einzuräumen, von Dritten Biomasse zu beziehen, falls der Lieferant seine Verpflichtungen nicht nachkommt.
Rücknahme der Gärreste	Der Lieferant sollte im Regelfall verpflichtet und berechtigt sein, die auf ihn entfallenden Gärreste zurückzunehmen. Der Lieferant hat die ordnungsgemäße Verwertung der Gärreste zuzusichern.
Vergütungsregelung	Die Vergütungsregelung beinhaltet den Preis (z.B. Euro pro Tonne) für die Lieferung der Biomasse frei Biogasanlage. Weiterhin sind die Abrechnung, Zahlungstermine sowie Auswirkungen eines Zahlungsverzuges festzulegen.
Vertragsdauer	Von Vorteil ist, eine möglichst lange Vertragsdauer von mindestens 5 Jahren mit einer Option der Verlängerung des Vertrages zu vereinbaren. Dies führt bei beiden Vertragspartnern zu einer kalkulierbaren Restrisikoeinschätzung.
Herkunftsnachweise/ Eingangskontrollen	Entsprechend der projektspezifischen Substratsortimente und der daraus abgeleitenden genehmigungsrechtlichen Auflagen sind Nachweise über die Herkunft der Biomassen mit dem Lieferanten zu vereinbaren. Eine Eingangskontrolle zur Ermittlung der Liefermengen sowie geforderter Qualitätsmerkmale sollte im Vertrag festgeschrieben werden.
Sonstige kommerzielle Bedingungen	 Kündigungsfristen, Voraussetzungen für eine fristlose Kündigung Gefahrenübernahme und Haftungszuständigkeit Kostenübernahme bei Schäden sowie Störungen durch höhere Gewalt Regelung bei Rechtsunwirksamkeit (z. B. Salvatorische Klausel) Gerichtsstand- bzw. Schiedsgerichtvereinbarung



11.9 Literatur- und Referenzverzeichnis

- [11-1] Görisch, U., Helm M.: Biogasanlagen; Ulmer Verlag, 2006
- [11-2] FNR (Hrsg.): Leitfaden Bioenergie Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, 2009
- [11-3] Müller-Langer, F.: Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem, FNR, 2009
- [11-4] BMU: Nutzung von Biomasse in Kommunen Ein Leitfaden, 2003
- [11-5] AGFW Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. bei der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (Hrsg.): Wärmemessung und Wärmeabrechnung. VWEW- Verlag, Frankfurt a. Main 1991
- [11-6] Technische Information 4, Sicherheitsregeln für Biogasanlagen; Bundesverband der landw. Berufsgenossenschaften e.V.; Kassel 2008

- BImSchG: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG)
- BioabfallV: Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden (Bioabfallverordnung - Bio-AbfV)
- BiomasseV: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung BiomasseV)
- DIN EN ISO 10628: Fließschemata für verfahrenstechnische Anlagen - Allgemeine Regeln (ISO 10628:1997); Deutsche Fassung EN ISO 10628:2000
- Düngegesetz (DünG): Düngegesetz
- Düngemittelverordnung: Verordnung über das Inverkehrbringen von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln (Düngemittelverordnung DüMV)
- Düngeverordnung: Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen (Düngeverordnung - DüV)
- EU-Richtlinie 1774: Leitlinien zur Anwendung der neuen Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 über tierische Nebenprodukte
- Landesabfallgesetz: Landesrechtliche Regelung der Bundesländer zur Erfassung und Verwertung organischer Abfälle
- Landeswassergesetz: Landesrechtliche Regelungen der Bündesländer zum Wassergesetz – Landeswassergesetz – LWG
- TA Lärm: Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz)
- TA Luft: Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft TA Luft (Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes–Immissionsschutzgesetz)
- UVPG: Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
- VOB: Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen
- VO EG Nr. 1774/2002: Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte
- Wasserhaushaltsgesetz: Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz- WHG)





Stellung und Bedeutung von Biogas als regenerativer Energieträger in Deutschland

Die energie- und umweltpolitischen Diskussionen in Deutschland werden seit mehr als drei Jahrzehnten maßgeblich durch die energiebedingten Umweltauswirkungen mitbestimmt. Die starken Anstrengungen in Deutschland zur Forcierung erneuerbarer Energien haben bereits substanziell zur Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Gasen geführt. Die Bereitstellung und Nutzung von Biogas insbesondere zur Stromerzeugung hat hier einen großen Beitrag geleistet.

Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 hat die Erzeugung und Nutzung von Biogas, insbesondere in der Landwirtschaft, erheblich zugenommen. Unterstützt wurde in der Vergangenheit diese Entwicklung durch das Marktanreizprogramm (MAP) des Bundes und diverse Investitionsförderprogramme der Bundesländer. Eine besondere Rolle für die Beschleunigung der Errichtung von Biogasanlagen hat die Novellierung des EEG 2004 gespielt. Seitdem ist die Nutzung nachwachsender Rohstoffe zur Biogasbereitstellung ökonomisch von Interesse, was u.a. dazu geführt hat, dass heute bereits erhebliche Potenziale zur Biogasgewinnung und -nutzung erschlossen sind. Trotzdem sind nach wie vor beachtliche Potenziale organischer Stoffströme, die zur Biogaserzeugung genutzt werden können, vorhanden. Damit liegen heute Randbedingungen vor, die erwarten lassen, dass die Erzeugung und Nutzung von Biogas weiter zügig ausgebaut wird.

12.1 Biogaserzeugung als Option einer Energiegewinnung aus Biomasse

Unter Biomasse werden Stoffe organischer Herkunft verstanden, die zur Energiebereitstellung genutzt werden können. Biomasse beinhaltet damit die in der Natur lebende Phyto- und Zoomasse (Pflanzen und Tiere) und die daraus resultierenden Abfallstoffe (z. B. Exkremente). Zur Biomasse werden auch organische Abfall- und Reststoffe gerechnet (z. B. Stroh, Schlachthofabfälle).

Biomasse wird im Allgemeinen unterteilt in Energiepflanzen, Ernterückstände, organische Nebenprodukte und Abfälle. Weitere Details finden sich im Kapitel 4 "Beschreibung ausgewählter Substrate". Diese Stoffströme müssen für eine energetische Nutzung zunächst verfügbar gemacht werden. In den allermeisten Fällen ist dazu ein Transportprozess notwendig. In vielen Fällen muss die Biomasse, bevor sie energetisch genutzt werden kann, mechanisch aufbereitet werden. Oft wird auch eine Lagerung realisiert, um Biomasseanfall und Energienachfrage aufeinander abzustimmen (Abbildung 12.1).

Anschließend kann aus Biomasse Wärme, Strom und/oder Kraftstoff bereitgestellt werden. Dazu stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Zunächst gehört dazu die direkte Verbrennung in entsprechenden Feuerungsanlagen, mit denen auch eine gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom möglich ist. Dabei ist die ausschließliche Wärmebereitstellung aus festen Bioenergieträgern der "klassische" Anwendungsfall zur End- bzw. Nutzenergiebereitstellung aus Biomasse.

Zusätzlich dazu steht noch eine Vielzahl weiterer Techniken und Verfahren zur Verfügung, mit deren Hilfe Biomasse zur Deckung der End- bzw. Nutzenergienachfrage verfügbar gemacht werden kann (Abbildung 12.1). Hier wird zwischen thermo-, physikalisch- und biochemischen Veredelungsverfahren unterschieden. Dabei stellt die Biogaserzeugung (anaerober Abbau der Substrate zu Biogas) und -nutzung eine Möglichkeit unter den biochemischen Veredelungsverfahren dar.

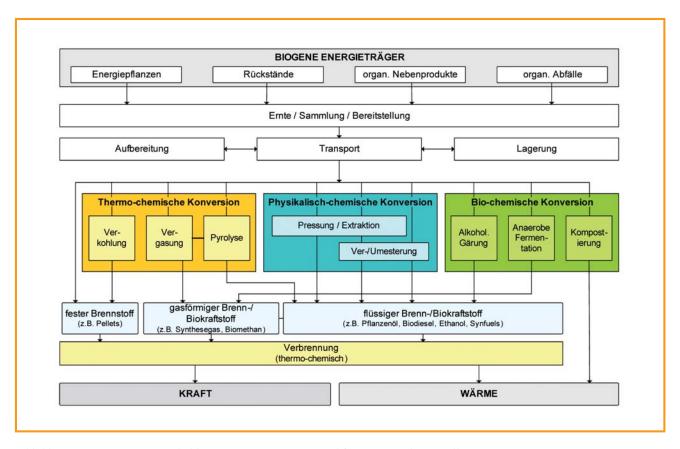


Abbildung 12.1: Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse zu End-/Nutzenergiebereitstellung

12.2 Ökologische Einordnung und Nachhaltigkeit der Biogasgewinnung und -nutzung

Hinsichtlich der ökologischen Einordnung der Biogasgewinnung und -nutzung werden derzeit eine Vielzahl von Forschungs- und Bewertungsvorhaben durchgeführt, einige liegen bereits vor. Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Nachhaltigkeit vorwiegend von der Wahl der Substrate, der Qualität (Effizienz und Emissionen) der Anlagentechnik und der Effizienz der Nutzung des produzierten Biogases abhängig ist.

Hinsichtlich des Substrateinsatzes sind Inputstoffe, für die keine Aufwendungen erforderlich sind, ökologisch oft vorteilhaft anzusehen. Daher ist der Einsatz dieser Substrate für die Biogaserzeugung auch zu forcieren. Beispielsweise werden durch den Gülleeinsatz im Biogasprozess nicht nur verfügbare Substratmengen sinnvoll genutzt; gleichzeitig werden auf diese Weise resultierende Emissionen aus der konventionellen Güllelagerung vermieden. Daher sind insbesondere Mischungen von Reststoffen und Rückständen (z. B. Exkremente, Rückstände der Nahrungsmittelindustrie) nachwachsenden Rohstoffen vorzu-

ziehen. Reststoffe und Rückstände können aber auch eine ökologisch sehr vorteilhafte Ergänzung für die Vergärung nachwachsender Rohstoffe darstellen.

Hinsichtlich der Anlagentechnik sollte großer Wert auf die Vermeidung von Emissionen und die Erreichung einer hohen Effizienz d.h. eines hohen Ausgärungsgrades der Biomasse gelegt werden. Dabei ist dies einerseits durch bauliche Maßnahmen bei der Investition möglich, zum Anderen ist hier aber auch auf die Betriebsweise der Biogasanlage hinzuweisen. Hinweise und detaillierte Betrachtungen sind u. a. den Berichten des Projektes "Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland" [12-1] zu entnehmen.

Hinsichtlich der Biogasnutzung sind Konzepte von großem Vorteil, die die im Biogas enthaltene Energie möglichst vollständig verwerten und vor allem Energieträger substituieren, die hohe CO₂-Äquivalentemissionen verursachen wie beispielsweise Kohle oder Erdöl. Daher sind Konzepte, die eine gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung aufweisen, bei weitestgehend vollständiger Wärmenutzung, in der Regel gegenüber allen anderen Nutzungsoptionen im Vorteil. Die Wärmenutzung sollte dabei auch einen möglichst hohen Anteil fossiler

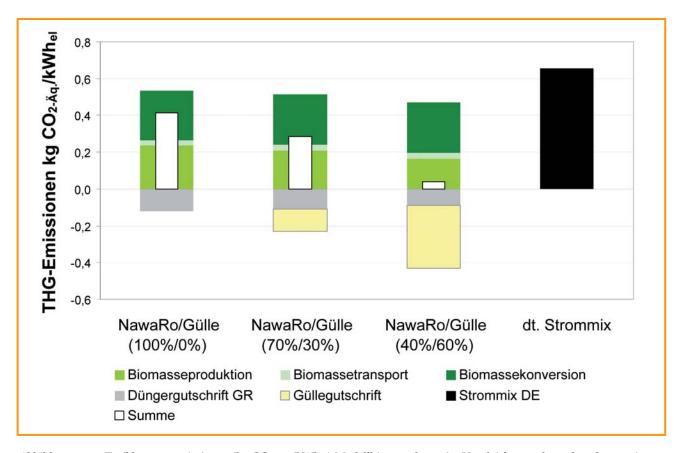


Abbildung 12.2: Treibhausgasemissionen (kg $CO_{2-\ddot{A}q}$ /kWh_{el}) Modellbiogasanlagen im Vergleich zum deutschen Strommix (GR = Gärrückstand) [12-5]

Energieträger zur Wärmeerzeugung substituieren. Gerade für größere Anlagen, bei denen dies z.B. aufgrund der ungünstigen Lage der Biogasanlage nicht möglich ist, stellt dabei die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität und die Durchleitung zu einem Standort mit hohem ganzjährigen Wärmebedarf, an dem dann die Umwandlung stattfinden kann, eine Möglichkeit der Verbesserung der Umweltwirkungen dar.

Die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der Stromerzeugung aus Biogas verschiedener Biogasanlagen im Vergleich zu den Treibhausgasemissionen des deutschen Strommixes (2005) sind beispielhaft in Abbildung 12.2 dargestellt [12-5]. Bei dieser Berechnung handelt es sich um Modell-Biogasanlagen, wobei entweder ein ausschließlicher Einsatz von NawaRo oder ein NawaRo-Gülle-Gemisch als Einsatzstoff für den Betrieb der Biogasanlage unterstellt wurde. Die THG-Emissionen werden in Kilogramm Kohlendioxid-Äquivalent je Kilowattstunde elektrisch angegeben. Der Anbau nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) ist i. d. R. mit zusätzlichen klimarelevanten Emissionen (u. a. Lachgas, Ammoniak) verbunden, während für den Einsatz von Gülle zur energetischen Nutzung in Biogasanlagen Emissionseinsparungen berücksichtigt werden können. Daher sollten vorrangig die wirtschaftlich erschließbaren Potenziale aus tierischen Exkrementen und pflanzlichen Reststoffen aus der Landwirtschaft genutzt werden. Aufgrund der Gutschriften für vermiedene Emissionen durch die Vergärung der Gülle gegenüber der Lagerung unbehandelter Gülle sinken die Treibhausgasemissionen mit steigendem Gülleanteil im Vergleich zum deutschen Strommix. Neben der Einsparung von Treibhausgasen im Vergleich zur konventionellen Güllelagerung (ohne Einsatz in Biogasanlagen), zeigt Gülle darüber hinaus eine prozessstabilisierende Wirkung [12-1]. Da durch den Einsatz von Gärresten Mineraldünger substituiert werden können, werden Düngergutschriften für Gärreste angesetzt, die sich ebenfalls positiv auf die THG-Bilanz auswirken.

Die Ergebnisse zeigen, dass mit Hilfe der Stromproduktion aus Biogas durch die Substitution konventioneller Energieträger (in Deutschland größtenteils Kernenergie bzw. Energie aus Braun-/Steinkohle) grundsätzlich Treibhausgasemissionen vermieden werden können. Dies hängt jedoch in erster Linie von dem Betrieb der Biogasanlage ab.



Hinsichtlich der Bewertung von ökobilanziell berechneten Daten ist zudem festzustellen, dass die Eingangsdaten für die Berechnungen oft mit hohen Unsicherheiten behaftet sind und daher zum Einen nicht direkt auf einen praktischen Anwendungsfall übertragbar sind. Zum Anderen sind meist die absoluten ermittelten Daten nicht maßgeblich, sondern eher die Unterschiede zwischen verschiedenen Optionen der Biogasgewinnung und -nutzung im Vergleich zur Bewertung heranzuziehen. Durch derzeit stattfindende Messungen an modernen Biogasanlagen wird die zugrundeliegende Datenbasis aber deutlich verbessert, so dass die Belastbarkeit derartiger Aussagen zukünftig noch deutlich zunehmen wird.

12.3 Stand der Biogasgewinnung und -nutzung in Deutschland

Nachfolgend wird der Stand der Biogasgewinnung und -nutzung in Deutschland zum Zeitpunkt März 2010 dargestellt. Die Ausführungen beziehen sich auf Biogasanlagen ohne Deponie- und Klärgasanlagen.

12.3.1 Anlagenbestand und Anlagenleistung

Seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wurde die Biogasanlagenanzahl in Deutschland stetig ausgebaut. Das EEG ist damit für den Biogassektor als erfolgreiches Instrument anzusehen. Vor allem die langfristig verlässlichen Rahmenbedingungen trugen zu dieser positiven Entwicklung bei. Eine ganz besondere Bedeutung hatte die Novellierung des EEG im Jahr 2004, als die Förderung des Einsatzes von nachwachsenden Rohstoffen in Biogasanlagen in das EEG aufgenommen wurde. Abbildung 12.3 verdeutlicht, dass sowohl der Anlagenbestand seitdem deutlich anstieg als auch die durchschnittlich installierte elektrische Leistung der Anlagen zugenommen hat. Mit dem verstärkten Einsatz nachwachsender Rohstoffe wurde die Zunahme der durchschnittlichen Leistung der Biogasanlagen möglich. Ende 2008 lag die durchschnittliche Leistung der Biogasanlage bei etwa 350 kW_{el} (vgl. das Jahr 2004: 123 kW_{el} [12-3]). Zum Ende des Jahres 2009 stieg die durchschnittliche Anlagenleistung in Deutschland auf 379 kW_{el} [12-7]. Im Gegensatz zum Anlagenzubau vor der Neufassung des EEG 2009, hat sich der Zubau im Jahr 2009 in den Größenbereich < 500 kW_{el} verschoben. Neuanlagen liegen vornehmlich im Leistungsbereich zwischen 190 und 380 kWel.

Ende 2009 umfasste der Anlagenbestand rund 4.900 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von rund 1.850 MWel. Im Vergleich zu dem eher verhaltenen Zubau von Biogasanlagen im Jahr 2008 erfolgte 2009 mit etwa 900 Anlagen und einer installierten Leistung von rund 415 MW_{el} ein sehr starker Zubau an Biogasanlagen. Dies ist insbesondere auf die Neufassung des EEG 2009 und die deutlich verbesserten Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Biogas zurückzuführen. Damit ist eine Entwicklung zu beobachten, die der nach der Novellierung des EEG im Jahr 2004 sehr ähnelt. Für das Jahr 2009 wird die potenzielle Stromerzeugung aus Biogas mit etwa 13,2 TWh_{el} [12-3] abgeschätzt. Unter Berücksichtigung des über das Jahr verteilten Zubaus von Neuanlagen im Jahr 2009 ist die reale Stromerzeugung aus Biogas geringer einzuschätzen, so dass von rund 11,7 TWh_{el}² [12-3] ausgegangen werden kann. Das entspricht etwa 2 % der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland nach vorläufigen Abschätzungen von 594,3 TWh_{el} [12-2] für das Jahr 2009.

In Tabelle 12-1 sind für alle Bundesländer die Anzahl der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen in Deutschland sowie die gesamte und durchschnittliche installierte elektrische Anlagenleistung Ende 2009 aufgeführt. Die Daten beruhen dabei auf der Befragung der Landwirtschafts- bzw. Umweltministerien sowie Landwirtschaftskammern und Landesanstalten für Landwirtschaft der jeweiligen Bundesländer.

Die hohe durchschnittliche elektrische Anlagenleistung für Hamburg ist auf die dort installierte Bioabfallanlage mit einer Leistung von 1 MW $_{\rm el}$ zurückzuführen. Für die Stadtstaaten Berlin und Bremen sind bis auf Kläranlagen mit Gasnutzung keine Biogasanlagen erfasst.

Abbildung 12-4 zeigt die installierte elektrische Leistung bezogen auf die Landwirtschaftsfläche $[kW_{\rm el}/1000~ha]$ in den einzelnen Bundesländern.

Zusätzlich waren Ende 2009 etwa 31 Anlagen zur Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz mit einer installierten Gasleistung von insgesamt rund 200 MW in Betrieb. Die reale Gaseinspeisung in das Erdgasnetz für 2009 wurde mit rd. 1,24 TWh prognostiziert, da unterschiedliche Inbetriebnahmezeitpunkte und Aus-

Potenzielle Stromerzeugung auf Basis mittlerer Volllaststunden von 7.500 pro Jahr, wobei der Zeitpunkt der Inbetriebnahme von Neuanlagen nicht berücksichtigt ist.

Für die Abschätzung der realen Stromerzeugung aus Biogas wurden folgende Annahmen getroffen: Für den Anlagenbestand bis Ende 2008 wurden 7.000 Volllaststunden, für Neuanlagen der 1. Jahreshälfte 2009 5.000 Volllaststunden, 2. Jahreshälfte 1.600 Volllaststunden angenommen.

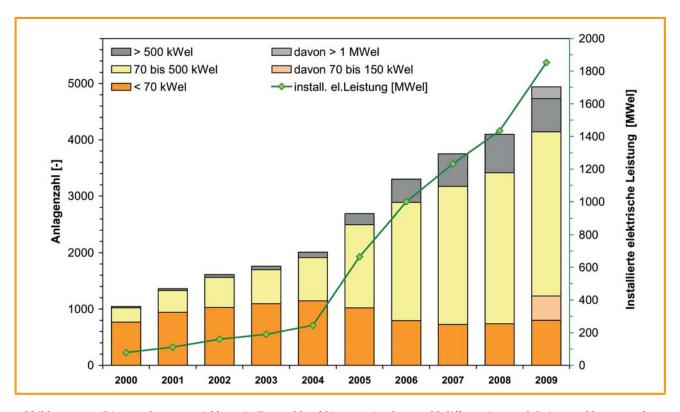


Abbildung 12.3: Biogasanlagenentwicklung in Deutschland bis 2009 (Anlagenzahl differenziert nach Leistungsklassen und installierter elektrischer Anlagenleistung MW_{el}) [12-3]

Tabelle 12.1: Regionale Verteilung der im Jahr 2009 in Betrieb befindlichen Biogasanlagen und der installierten elektrischen Anlagenleistung in Deutschland (Befragung der Länderinstitutionen 2010) [12-3]

Bundesland	Anzahl Biogasanlagen in Betrieb [Anzahl]	Installierte Gesamtleistung [MW _{el}]	Durchschnittliche Anlagenleistung [kW _{el}]
Baden-Württemberg	612	161,8	264
Bayern	1.691	424,1	251
Berlin	0	0	0
Brandenburg	176	112,0	636
Bremen	0	0	0
Hamburg	1	1,0	1.000
Hessen	97	34,0	351
Mecklenburg-Vorpommern ^a	156 (215)	116,9	544
Niedersachsen	900	465,0	517
Nordrhein-Westfalen	329	126,0	379
Rheinland-Pfalz	98	38,5	393
Saarland	9	3,5	414
Sachsen	167	64,8	388
Sachsen-Anhalt	178	113,1	635
Schleswig-Holstein	275	125,0	454
Thüringen	140	70,3	464
Gesamt	4.888	1.853	379



a. Angabe von Betriebsstätten, wobei Anlagenparks aufgrund veränderter Datenerhebungsmethodik zu einer Betriebsstätte zusammengefasst werden, Daten in Klammern: geschätzte Anzahl von Biogasanlagen

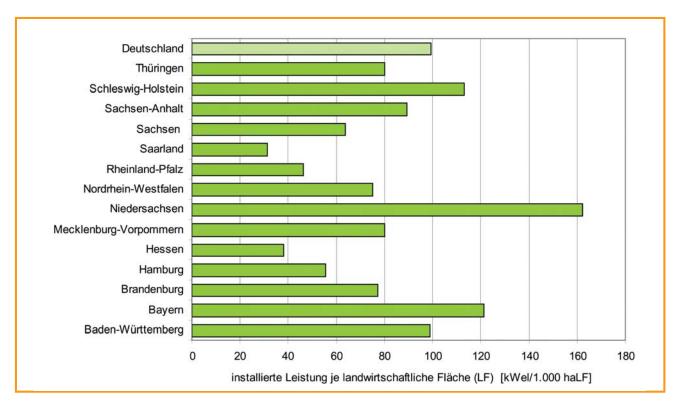


Abbildung 12.4: Installierte elektrische Leistung bezogen auf die Landwirtschaftsfläche [$kW_{el}/1000$ haLF] in den Bundesländern (Datengrundlage [12-3], [12-6])

lastungsgrade der Anlagenstandorte berücksichtigt werden müssen. Darüber hinaus wird an einigen Anlagenstandorten statt der Gaseinspeisung in das Erdgasnetz das Biogas vor Ort verstromt oder im Fall einer Biogasanlage direkt als Fahrzeugkraftstoff verwendet. Weitere Inbetriebnahmen von Biogaseinspeiseanlagen sind zu erwarten.

12.3.2 Biogasanwendung und Trends

Mit der EEG-Novellierung 2009 wurden deutliche Anreize für einen weiteren Ausbau der Biogaskapazitäten gesetzt. Aufgrund der Vergütungsstruktur des EEG wird wieder ein stärkerer Trend zu kleineren Biogasanlagen (< 150 kW_{el}) erwartet, wenngleich auch der Zubau größerer Biogasanlagen fortgeführt wird. Die Stromerzeugung aus Biogas bzw. Biomethan nach Durchleitung durch das Erdgasnetz wird dabei weiter deutlich im Vordergrund stehen.

Von steigender Bedeutung hinsichtlich der Energieeffizienz und der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen, deren Biogas zur Erzeugung elektrischer Energie genutzt werden soll, ist die sinnvolle und möglichst vollständige Nutzung der Wärme aus dem BHKW. Befindet sich eine mögliche Wärmesenke nicht direkt am Anlagenstandort, kann das BHKW in der Nähe der Wärmenutzung installiert werden. Das BHKW kann entweder über das Erdgasnetz mit auf Erdgasqualität gereinigtem Biogas (u. a. Kohlendioxidabtrennung) oder über Mikrogasnetze mit entwässertem und entschwefeltem Biogas versorgt werden.

Die Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität für eine Netzeinspeisung dürfte somit weiter an Bedeutung gewinnen. Dabei wird das verfügbare Biomethan neben der Stromerzeugung auch in der Wärmebereitstellung und in der Kraftstoffbereitstellung eine Rolle spielen. Diese flexiblen Nutzungsmöglichkeiten stellen für Biomethan einen großen Vorteil gegenüber anderen Energienträgern dar. In der Wärmebereitstellung wird die Entwicklung (abgesehen von vergleichsweise kleinen Abwasserreinigungsanlagen, deren Biogas in industriellen Prozessen zur Prozesswärmebereitstellung verwendet wird) vor allem von dem Kaufwillen der Kunden hinsichtlich des im Vergleich zu Erdgas etwas teureren Biomethans bzw. von der weiteren Entwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen abhängen. Hinsichtlich der Kraftstoffnutzung ist die Basis für die Entwicklung derzeit die Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Gaswirtschaft, die vorgibt 2010 10 % des als Kraftstoff abgesetzten Erdgases durch Biomethan zu substituieren und 20 % ab 2020.

12.3.3 Eingesetzte Substrate

In Deutschland werden als Basissubstrat gegenwärtig - ausgehend von der Substratmasse - überwiegend Exkremente und nachwachsende Rohstoffe eingesetzt. Die Ergebnisse einer Betreiberumfrage aus dem Jahr 2009 zum massenbezogenen Substrateinsatz (Frischmasse) in Biogasanlagen, bei der 420 Fragebögen berücksichtigt werden konnten, zeigt Abbildung 12.5 [12-3]. Danach werden massenbezogen 43 % Exkremente und 41 % NawaRo eingesetzt, während der Anteil von Bioabfällen bei etwa 10 % liegt. Aufgrund verschiedener rechtlicher Regelungen in Deutschland werden Bioabfälle überwiegend in spezialisierten Abfallvergärungsanlagen behandelt. Die industriellen und landwirtschaftlichen Reststoffe bilden mit rund 6 % den kleinsten Anteil der eingesetzten Substratmengen. Der Einsatz landwirtschaftlicher Reststoffe stieg nicht wie erwartet, obwohl durch Neuregelungen im EEG 2009 ausgewählte landwirtschaftliche Reststoffe (vgl. EEG 2009, Anlage 2, Abs. V) Biogasanlagen zugeführt werden können, ohne dass dies zum Verlust des NawaRo-Bonus führt.

Aus Sicht des Energiegehaltes stellen nachwachsende Rohstoffe zurzeit die dominierende Substratart in Deutschland dar. Damit gehört Deutschland zu den wenigen europäischen Ländern, die ihre Primärenergieproduktion aus Biogas überwiegend aus anderen Quellen (wie dezentralisierten landwirtschaftlichen Anlagen) als aus Deponie- und Klärgas beziehen [12-4] (Bezugsjahr 2007).

Der Einsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen ist in 91 % aller landwirtschaftlichen Biogasanlagen Praxis [12-3]. Bei den nachwachsenden Rohstoffen dominiert mengenmäßig Silomais den Markt (siehe auch Abbildung 12.6), wobei fast alle Biogasanlagen gleichzeitig mehrere nachwachsende Rohstoffe z.B. auch Getreideganzpflanzensilage, Grassilage oder Körnergetreide einsetzen.

Dabei werden seit 2004 zunehmend Anlagen ausschließlich mit Energiepflanzen ohne Exkremente oder sonstige Kosubstrate betrieben. Durch den Einsatz von Fermentationshilfsstoffen wie z.B. Spurenelementmischungen ist der Betrieb inzwischen auch mikrobiologisch stabil möglich.

Details zu den einzelnen Substraten finden sich in Kapitel 4 Beschreibung ausgewählter Substrate.

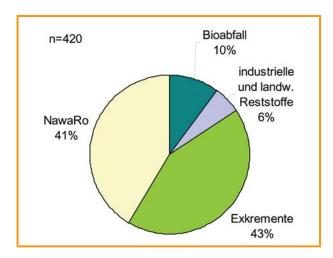


Abbildung 12.5: Massebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen (Betreiberumfrage 2009) [12-3]

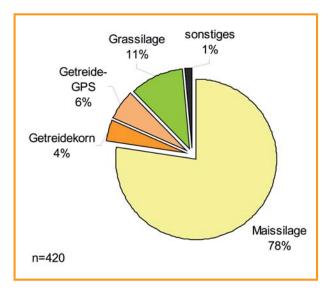


Abbildung 12.6: Massebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen (Betreiberumfrage 2009) [12-3]

12.4 Potenziale

Die Potenzialermittlung für die Gegenwart bzw. Prognosen zur Biogasgewinnung hängen von verschiedenen Faktoren ab. Die Potenziale im Bereich der Landwirtschaft sind u. a. von den ökonomischen Rahmenbedingungen, der Anbaustruktur und der Welternährungssituation abhängig. So treten die verschiedensten Nutzungskonkurrenzen für Biomasse aus der Landwirtschaft zwischen der Nahrungsmittelproduktion (inklusive Tierernährung), der stofflichen bzw. der energetischen Nutzung mit ihren wiederum konkurrierenden unterschiedlichen Konversionspfaden auf. Für Reststoffe aus der Landwirtschaft, den Kommunen und der Industrie können ebenfalls die verschiedensten stofflichen oder energe-



tischen Verwertungspfade gewählt werden. Aus diesem Grund können abhängig von den getroffenen Annahmen bei Prognosen sehr unterschiedliche Ergebnisse erzielt werden.

12.4.1 Technische Primärenergiepotenziale

Biogas kann aus einer ganzen Reihe unterschiedlicher Stoffströme gewonnen werden. Deshalb werden nachfolgend für die unterschiedlichen potenziell nutzbaren Biomassefraktionen die technischen Primärenergiepotenziale der verschiedenen betrachteten Stoffströme sowie die korrespondierenden technischen Erzeugungs- (potenziell mögliche Strom- bzw. Wärmebereitstellung) bzw. Endenergiepotenziale¹ (d. h. die im Energiesystem nutzbare Endenergie) dar-

gestellt. Die Substrate wurden in folgende Gruppen aufgegliedert:

- Kommunale Reststoffe
- Industrielle Reststoffe
- Ernterückstände und Exkremente
- Nachwachsende Rohstoffe: Anbau auf etwa 0,55
 Mio. ha in Deutschland (2007) für die Biogasgewinnung als minimales Potenzial
- Nachwachsende Rohstoffe: Anbau auf insgesamt 1,15 Mio. ha in Deutschland (2007) bzw. 1,6 Mio. ha (2020) für die Biogasgewinnung als maximales Potenzial.

Für Deutschland errechnet sich ein technisches Primärenergiepotenzial für Biogas aus kommunalen Reststoffen von 47 PJ/a bzw. aus industriellen Reststoffen von 13 PJ/a (Abbildung 12.7). Die weitaus größten Potenziale liegen derzeit bzw. nach derzeitigen Prognosen auch in Zukunft im landwirtschaftlichen Sektor (u. a. bei den Ernterückständen und Exkrementen) trotz prognostizierter leicht sinkender Tendenz von 114 PJ/a im Jahr 2007 auf 105 PJ/a im Jahr 2020. Wesentlich größere Variationen bzgl. des Biogaspotenzials sind in den Flächen für NawaRo zu sehen, da die verfügbaren Flächen für den Energiepflanzenanbau in Konkurrenz zu anderen (energetischen) Nutzungsoptionen stehen können. Daher wird für das Biogaspotenzial aus NawaRo sowohl ein Min- als auch ein Max-Wert ausgewiesen.

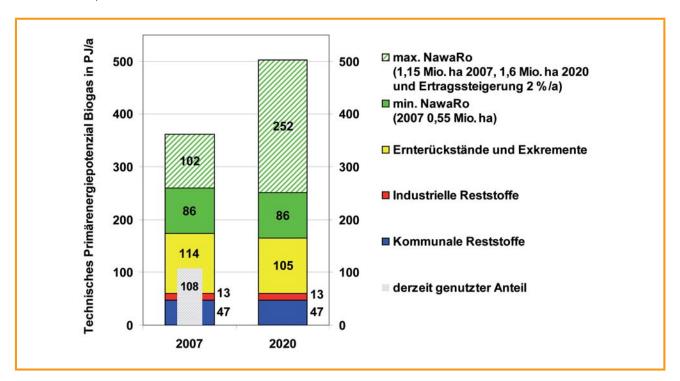


Abbildung 12.7: Technisches Primärenergiepotenzial für Biogas in Deutschland 2007 bzw. 2020

^{1.} Das technische Potenzial regenerativer Energien beschreibt den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Zusätzlich dazu werden i. Allg. strukturelle und ökologische Restriktionen (z. B. Naturschutzgebiete, Flächen für die angestrebte Biotopvernetzung in Deutschland) und gesetzliche Vorgaben (z. B. Zulässigkeit von hygienisch bedenklichen organischen Abfällen für den Einsatz in Biogasanlagen) berücksichtigt, da sie letztlich auch – ähnlich den (ausschließlich) technisch bedingten Eingrenzungen – oft "unüberwindbar" sind. Es kann dabei unterschieden werden hinsichtlich der Bezugsgröße für die Energie in

 $[\]cdot$ technische Primärenergiepotenziale (z. B. die zur Biogasgewinnung verfügbaren Biomassen),

[·] technische Erzeugungspotenziale (z. B. Biogas am Ausgang einer Biogasanlage),

[·] technische Endenergiepotenziale (z. B. elektrische Energie aus Biogasanlagen beim Endverbraucher) und

 $[\]cdot$ technische Endenergiepotenziale (z. B. Energie der heißen Luft aus dem Föhn, der mit elektrischer Energie aus einer Biogasanlage betrieben wird).

Die ausschließlich zum Zweck der Energiegewinnung angebauten nachwachsenden Rohstoffe weisen für 2007 bei einer Anbaufläche von etwa 0,55 Mio. ha allein für die Biogasgewinnung in Deutschland ein technisches Primärenergiepotenzial von rd. 86 PJ/a auf¹. Legt man die Annahme zu Grunde, dass maximal 1,15 Mio. ha für die Biogaserzeugung verfügbar wären, erhöht sich dieses Potenzial für 2007 um 102 PJ/a.

Unter der Annahme, im Jahr 2020 stünden rd. 1,6 Mio. ha Anbaufläche für die Biogasnutzung zur Verfügung und es wird eine Ertragssteigerung von jährlich 2 % berücksichtigt, kann von einem technischen Primärenergiepotenzial aus nachwachsenden Rohstoffen zur Biogasproduktion von insgesamt 338 PJ/a ausgegangen werden.

Hinsichtlich des genutzten Biogaspotenzials wird angenommen, dass 2007 etwa 108 PJ zur Biogasproduktion genutzt wurden. Dies entspricht rd. 42 % des prognostizierten Biogaspotenzials bei minimalem Nawaro-Einsatz (0,55 Mio. ha) bzw. rd. 30 % bei maximalem Nawaro-Einsatz (1,15 Mio. ha).

12.4.2 Technische Endenergiepotenziale

Die dargestellten Erzeugungspotenziale können in Wärme und/oder Strom umgewandelt werden. Dabei beschreiben die nachfolgend ausgewiesenen Erzeugungspotenziale die bereitstellbare Wärme bzw. den produzierbaren Strom ohne und die Endenergiepotenziale mit Berücksichtigung nachfrageseitiger Restriktionen. Letztere bilden damit den Beitrag der Biogaserzeugung und -nutzung zur Deckung der End- bzw. Nutzenergienachfrage am besten ab.

12.4.2.1 Stromerzeugung

Mit einem Umwandlungswirkungsgrad zur Stromerzeugung in Motoren bzw. in Blockheizkraftwerken (BHKW) von rund 38 % errechnet sich aus dem aufgezeigten Erzeugungspotenzial ein potenzielles Stromaufkommen und damit ein technisches Endenergiepotenzial von maximal 137 PJ/a für das Jahr 2007. Setzt man für das Jahr 2020 einen durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad von 40 % an, können nach heutigen Abschätzungen maximal 201 PJ/a als technisches Endenergiepotenzial angenommen werden.

12.4.2.2 Wärmebereitstellung

Mit einem Umwandlungswirkungsgrad zur ausschließlichen Wärmebereitstellung von 90 % errechnet sich ein potenzielles Wärmeaufkommen bzw. Endenergiepotenzial für 2007 von 325 PJ/a. Wird demgegenüber ein ausschließlicher Einsatz in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Kraft-Wärme-Kopplung unterstellt und hier von einem thermischen Wirkungsgrad 50 % ausgegangen, ermittelt sich ein technisches Endenergiepotenzial allein für die Wärme von 181 PJ/a für das Jahr 2007.

12.5 Ausblick

Die im Wesentlichen im landwirtschaftlichen Sektor bestehenden technischen Potenziale der Biogasgewinnung in Deutschland sind nach wie vor beachtlich und energiewirtschaftlich relevant. Der starke Ausbau der Biogasgewinnung und -nutzung hat in den letzten Jahren zwar zu einer merklichen Reduzierung der noch verfügbaren Potenziale geführt, so dass die Standortsuche für eine Biogasanlage z. T. schwieriger geworden ist, insgesamt sind aber im landwirtschaftlichen Sektor noch Potenziale vorhanden, die einen weiteren Ausbau der Biogasnutzung ermöglichen. Die Nutzung des bereitgestellten Energieträgers Biogas hat sich aufgrund der Anreizwirkung des EEG zur Abwärmenutzung (KWK) in den letzten Jahren deutlich verbessert, so dass heute neben der Elektroenergie mehr als ein Drittel der bereitgestellten Wärmeenergie zur Substitution fossiler Energieträger beitragen. Insbesondere neue Anlagen werden kaum noch ohne ein umfassendes Wärmenutzungskonzept errichtet. Bei älteren Anlagen ist allerdings noch ein relevantes Potenzial ungenutzter Abwärme verfügbar, das in der Zukunft erschlossen werden sollte.

Die zur Erschließung der Potenziale eingesetzte Anlagentechnik hat inzwischen – mit erhöhten Anforderungen aus genehmigungsrechtlicher Sicht – einen sehr guten Standard erreicht, der sich oft mit industriellen Anlagen anderer Branchen vergleichen lässt. Die Anlagen sind deutlich verlässlicher und betriebssicherer geworden. Die regelmäßig in der Presse zu findenden Unfallmeldungen über Biogasanlagen sind dabei eher der in Deutschland inzwischen hohen Anzahl von Biogasanlagen sowie in Einzelfällen nicht den üblichen Anforderungen entsprechenden Bauausführungen geschuldet als der meist üblichen Anlagenqualität. Verbesserungspoten-



Zur Vereinfachung wurde bei den Biogaspotenzialberechnungen für NawaRo unterstellt, dass die Flächen mit Mais angebaut werden. In der Praxis wird ein Mix aus nachwachsenden Rohstoffen in Biogasanlagen eingesetzt (vgl. Kapitel 12.3.3); der Anteil von Mais am Einsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen liegt bei etwa 80 % (bezogen auf die Frischmasse).

ziale weisen dabei die meisten Systemkomponenten weiterhin auf, wobei diese Potenziale häufig aus Sicht der Anlageneffizienz erschlossen werden sollten.

Die Biogasgewinnung und -nutzung stellt grundsätzlich einen ökologisch gegenüber fossilen Energieträgern sehr vorteilhaften Pfad der Energiebereitstellung dar. Insbesondere wenn Reststoffe und Rückstände, für die keine zusätzlichen Aufwendungen notwendig sind, zu Biogas umgesetzt werden, ist diese Vorteilhaftigkeit gegeben. Besonderes Augenmerk ist aus diesem Gesichtspunkt auf die effiziente und möglichst vollständige Nutzung des Energieträgers Biogas zu lenken.

Der Biogasanlagenbestand hat sich in Deutschland in den vergangenen zehn Jahren mehr als verfünffacht. Die Gesamtleistung der Anlagen ist von etwa $45~\mathrm{MW_{el}}$ (1999) auf $1.853~\mathrm{MW_{el}}$ (Ende 2009) angestiegen, wobei die durchschnittlich pro Anlage installierte elektrische Leistung von $53~\mathrm{auf}$ $379~\mathrm{kW_{el}}$ zugenommen hat. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend in etwas verminderter Intensität fortsetzt.

Ungeachtet der noch zu lösenden Optimierungsfragen stellt die Gewinnung und Nutzung von Biogas eine ausgereifte und marktgängige Technologie dar. Sie ist als eine vielversprechende Option zur Nutzung regenerativer Energien anzusehen, die in den nächsten Jahren verstärkt zu einer nachhaltigen Energiebereitstellung sowie zur Senkung der Emission von Treibhausgasen beitragen wird. Der vorliegende Leitfaden soll einen Beitrag zu dieser Entwicklung leisten.

12.6 Literaturverzeichnis

- [12-1] Vogt, R. et al.: Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. IFEU, Heidelberg (Koordinator) und IE, Leipzig, Öko-Institut, Darmstadt, Institut für Landschaftsarchitektur und Umweltplanung, TU Berlin, S. Klinski, Berlin, sowie im Unterauftrag Peters Umweltplanung, Berlin. Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Endbericht mit Materialband (Bd. A Bd. Q), Heidelberg 2008. www.ifeu.de; www.erneuerbare-energien.de
- [12-2] AGEB Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.:
 Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2008, Berlin,
 01/2009
 http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=118 (Stand: 04.08.2009)
- [12-3] Thrän, D. et al.: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetztes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht "Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse 2008", März 2009; Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in Kooperation mit der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; FKZ: 03MAP138; http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/36204/4593/ (Stand: 4.8.2009)
- [12-4] BIOGAS BAROMETER JULY 2008; http://www.eurobserv-er.org/downloads.asp (Stand: 20.08.2009)
- [12-5] Majer, S., Daniel, J.: Einfluss des Gülleanteils, der Wärmeauskopplung und der Gärrestlagerabdeckung auf die Treibhausgasbilanz von Biogasanlagen. KTBL-Tagung "Ökologische und ökonomische Bewertung nachwachsender Energieträger", 08./09. September 2008, Aschaffenburg
- [12-6] Statistisches Bundesamt: Bodenfläche (tatsächliche Nutzung). Deutschland und Bundesländer. GENE-SIS-ONLINE Datenbank. www.genesis.destatis.de/genesis/online





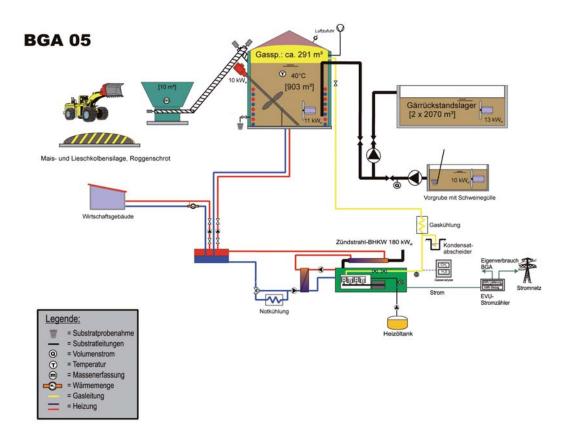
Beispielprojekte

In diesem Kapitel werden vier Biogasanlagen beispielhaft vorgestellt. Es wird das Verfahrensfließbild schematisch dargestellt und es werden wichtige Informationen zu Verfahrenstechnik, Substratumsatz sowie zu verschiedenen Betriebsparametern geliefert. Die dargestellten Biogasanlagen weisen ausschließlich als Gasverwertung die Verstromung in einem Blockheizkraftwerk auf. Es werden unterschiedliche Verfahren zur Biogaserzeugung dargestellt, wobei die Einteilung der Anlagen nach unterschiedlichen Größenklassen anhand der installierten elektrischen Leistung erfolgt.

Die dargestellten Biogasanlagen sind im Rahmen des Bundesmessprogramms II zur Bewertung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen wissenschaftlich untersucht worden. Der dazugehörigen Publikation "Biogas-Messprogramm II – 61 Biogasanlagen im Vergleich" (Hrsg. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe) sind weitergehende Informationen zu den Biogasanlagen anhand der Anlagennummern zu entnehmen.

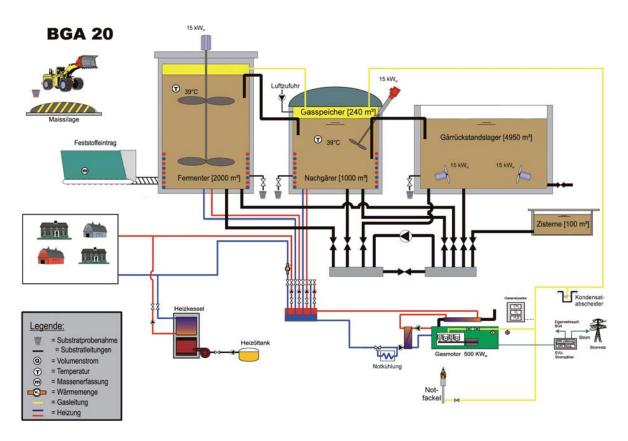


13.1 Anlagenbeispiel 1 (bis 200 kW_{el})



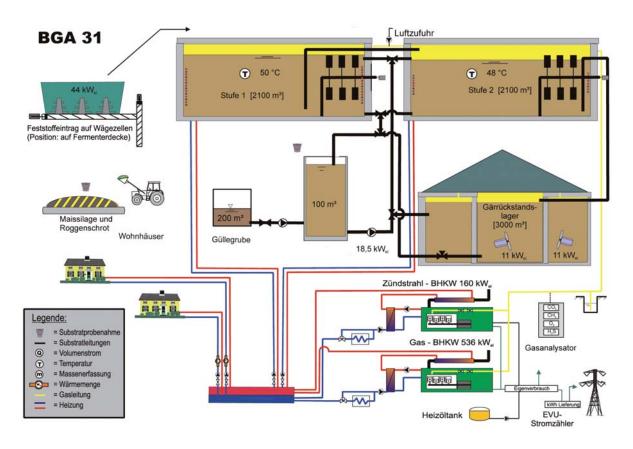
Allgemeine Daten					
Landwirtschaftliche Nutzfläche Tierbesatz Substratumsatz - Schweinegülle - Maissilage - Lieschkolbensilage - Roggenkörner		hweine, 2750 Mastplä	rünland; 110 ha NawaRo tze	-Anbau für BGA	
Biogasanlage					
Anzahl Fermenter Reaktorsystem Arbeitsvolumen Betriebstemperatur Endlager	[Stk] [m³] [°C] [m³]	1 stehend 903 40 2 x 2070	Gesamtraumbelastung: Gesamtverweilzeit: $\mathrm{CH_{4}} ext{-}\mathrm{Produktivit}$ ät: $\mathrm{CH_{4} ext{-}}\mathrm{Ausbeute}$	[kg oTS/m³AVd] [d] [Nm³CH ₄ /(m³AVd)] [Nm³CH ₄ /tFM] [Nm³CH ₄ /t oTS]	3,8 46 1,18 54 313
BHKW					
Anzahl BHKW Typ		1 Zündstrahlaggregat	el. Nennleistung: th. Nennleistung	[kW _{el}] [kW _{th}]	180 185

13.2 Anlagenbeispiel 2 (500 kW_{el})



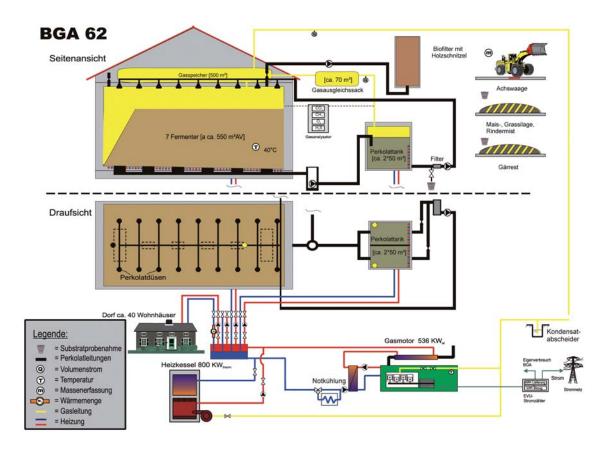
Allgemeine Daten					
Landwirtschaftliche Nutzfläche Tierbesatz Substratumsatz - Maissilage - Weizen-GPS - Rindergülle		reiner Ackerbaubetrie	nland; 220 ha NawaRo-A b	Anbau für BGA	
Biogasanlage					
Anzahl Fermenter Reaktorsystem Arbeitsvolumen Betriebstemperatur Zisterne Endlager	[Stk] [m³] [°C] [m³] [m³]	2 stehend 3000 39 100 4950	Gesamtraumbelastung Gesamtverweilzeit $\mathrm{CH_{4}} ext{-}\mathrm{Produktivit}$ ät $\mathrm{CH_{4} ext{-}}\mathrm{Ausbeute}$	[kg oTS/m³AVd] [d] [Nm³CH ₄ /(m³AVd)] [Nm³CH ₄ /tFM] [Nm³CH ₄ /t oTS]	2,2 146 0,83 114 437
ВНКМ					
Anzahl BHKW Typ		1 Gasmotor	el. Nennleistung th. Nennleistung	[kW _{el}] [kW _{th}]	500 600

13.3 Anlagenbeispiel 3 (bis 1000 kW_{el})



Allgemeine Daten					
Landwirtschaftliche Nutzfläche Tierbesatz Substratumsatz - Maissilage - Roggen-GPS - Rindergülle - Grassilage	210 ha Ackerland, 50 ha Grür Milchvieh, 70 St. 10651 t/Jahr 64 % 20 % 7 % 5 %		inland; 185 ha NawaRo-Anbau für BGA - Weizenschrot 0,5 % - Körnermais 2 % - Stroh 0,5 % - Grünroggen 1 %		
Biogasanlage					
Anzahl Fermenter Reaktorsystem Arbeitsvolumen Betriebstemperatur Vorgrube Endlager (gasdicht)	[Stk] [m³] [°C] [m³] [m³]	2 stehend 4200 49 200 3000	Gesamtraumbelastung Gesamtverweilzeit CH_4 -Produktivität CH_4 -Ausbeute	[kg oTS/m³AVd] [d] [Nm³CH ₄ /(m³AVd)] [Nm³CH ₄ /tFM] [Nm³CH ₄ /t oTS]	2,1 144 0,98 140 464
BHKW					
Anzahl BHKW Typ 1 Typ 2 Zündölanteil 1	[%]	2 Zündstrahlmotor Gasmotor 14	el. Nennleistung 1 el. Nennleistung 2 th. Nennleistung 1 th. Nennleistung 2	[kW _{el}] [kW _{el}] [kW _{th}] [kW _{th}]	160 536 180 500

13.4 Anlagenbeispiel zur Feststoffvergärung (Boxenverfahren)



Allgemeine Daten					
Landwirtschaftliche Nutzfläche Tierbesatz Substratumsatz - Maissilage - Grassilage - Grünroggen - Stroh	125 ha k.A. 11017 t 42 % 14 % 9 % 2 %		rünland; 95 ha NawaRo-Anb - Zuckerrüben - Gras (frisch) - Schweinemist -Rindermist	au für BGA 6 % 6 % 1 % 20 %	
Biogasanlage					
Reaktorsystem Anzahl Garagen Arbeitsvolumen pro Garage Betriebstemperatur Perkolattank	[Stk] [m³] [°C] [m³]	Garagenverfahren 7 550 40 100	Gesamtraumbelastung Verweilzeit pro Garage Gesamtverweilzeit CH ₄ -Produktivität Garage CH ₄ -Produk. Perkolattank CH ₄ -Ausbeute	[kg oTS/m³AVd] [d] [d] [Nm³CH ₄ /(m³AVd)] [Nm³CH ₄ /(m³AVd)] [Nm³CH ₄ /tFM] [Nm³CH ₄ /t oTS]	2,1 24 69 0,56 0,37 72 273
ВНКМ					
Anzahl BHKW Typ		1 Gasmotor	el. Nennleistung th. Nennleistung	[kW _{el}] [kW _{th}]	536 536



Glossar



Abbaugrad [1] Auf den Ausgangsgehalt des Substrates bezogene Verminderung der Konzentration an organi-

scher Substanz durch anaeroben Abbau

Abfall, allgemein Rückstände aus Produktion und Konsum deren sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder

entledigen muss.

Abfallentsorgung [2] Nach dem Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz umfasst die Abfallentsorgung die Verwertung

und die Beseitigung von Abfällen.

Ammoniak (NH₃) Stickstoffhaltiges Gas, entsteht aus dem Abbau stickstoffhaltiger Verbindungen, wie z.B. Eiweiß,

Harnstoff und Harnsäure

Anaerobe Abbaubarkeit [1] Grad der mikrobiellen Umsetzung von Substraten oder Kosubstraten, im Allgemeinen aus-

gedrückt als Biogasbildungspotenzial

Anaerobe Behandlung [1] Biotechnologischer Prozess unter Ausschluss von Luft (-sauerstoff) mit dem Ziel des Abbaus

von Organik unter Gewinnung von Biogas

Anaerobe Mikroorganismen [3] Anaerobier, die unter Abwesenheit von Sauerstoff wachsen; für einige kann die Anwesenheit

von Sauerstoff tödlich sein

Aufbereitung Verfahrensschritt zur Behandlung von Substraten oder Gärresten (z.B. Zerkleinern, Abtrennung

von Störstoffen, Homogenisierung, Fest-Flüssig-Trennung)

Biogas [1] Gasförmiges Produkt der Vergärung, das hauptsächlich aus Methan und Kohlenstoffdioxid

besteht und je nach Substrat außerdem Ammoniak, Schwefelwasserstoff, Wasserdampf und

andere gasförmige oder verdampfbare Bestandteile enthalten kann

Biogasanlage [4] Anlage zur Erzeugung, Lagerung und Verwertung von Biogas unter Einschluss aller, dem

Betrieb dienenden, Einrichtungen und Bauten; die Erzeugung erfolgt aus der Vergärung organi-

scher Stoffe.

Biologischer Abbau ^[5] Zerlegung organischer Substanzen, z.B. pflanzliche und tierische Rückstände, durch Mikroor-

ganismen in einfachere Verbindungen.

Blockheizkraftwerk (BHKW) Aggregat zur Umwandlung chemisch gebundener Energie in Elektro- und Wärmeenergie auf

der Basis eines Motors und eines daran gekoppelten Generators

C/N-Verhältnis [6] Massenverhältnis von Gesamtkohlenstoff zu Gesamtstickstoff in organischem Material, das für

den biologischen Abbau bestimmend ist.

Durchsatz Je nach Definition handelt es sich um einen Volumen- oder Massenstrom.

Emissionen Die von einer Anlage oder einem technischen Vorgang in die Atmosphäre gelangenden gasför-

migen, flüssigen oder festen Stoffe sowie Geräusche, Erschütterungen, Licht, Wärme und

Strahlen.

Endenergieträger [7] Unter Endenergieträgern werden Energieträger und unter Endenergie der Energieinhalt der

Endenergieträger bzw. der entsprechenden Energieströme verstanden, die der Endverbraucher bezieht (z. B. Heizöl im Öltank des Endverbrauchers, Holzhackschnitzel vor der Feuerungsanlage, elektrische Energie im Haushalt, Fernwärme an der Hausübergabestation). Sie resultieren aus Sekundär- oder ggf. Primärenergieträgern bzw. -energien, vermindert um die

Umwandlungs- und Verteilungsverluste, den Eigenverbrauch der Energieumwandlungen bis zur Endenergie sowie den nicht-energetischen Verbrauch. Sie sind für die Umwandlung in Nut-

zenergie verfügbar.

Entschwefelung Chem.-physikalisches, biologisches oder kombiniertes Verfahren zur Senkung des Schwefel-

wasserstoffgehalts im Biogas

 $\textbf{explosionsgef\"{a}hrdete Bereiche}^{[4]} \ \textbf{R\"{a}umliche Bereiche, in denen auf Grund der \"{o}rtlichen und betrieblichen Verh\"{a}ltnisse eine }$

explosionsfähige Atmosphäre auftreten kann

Fermenter (Reaktor, Gärbehäl-

ter, Faulbehälter) [4]

Behälter, in dem der mikrobiologische Abbau des Substrates bei gleichzeitiger Biogasbildung

stattfindet

Feststoffeinbringung Verfahren zum Einbringen von nicht pumpfähigen Substraten oder Substratgemischen direkt in

den Fermenter

Fettabscheider Anlage zum physikalischen Abscheiden nicht emulgierter organischer Öle und Fette, die z. B. in

den Abwässern von Gaststätten, Großküchen, Schlacht- und Verarbeitungsbetrieben der Fleisch- und Fischindustrie, Margarinefabriken und Ölmühlen enthalten sind (vgl. DIN 4040)

Gärrest Flüssiger oder fester Rückstand der Biogasgewinnung, der organische und anorganische

Bestandteile enthält

Gärrestlager (Güllelager) [4] Behälter oder Erdbecken, in dem Gülle, Jauche sowie das vergorene Substrat vor der weiteren

Nutzung gelagert wird

Gasdom [4] Aufsatz auf Gärbehälter, in dem das Biogas gesammelt und abgezogen wird

Gaslager [4] Raum oder Bereich, in dem der Gasspeicher untergebracht ist

Gasspeicher [4] Gasdichter Behälter oder Foliensack, in dem das Biogas zwischengespeichert wird

Hygienisierung Ggf. zusätzlicher Verfahrensschritt zur Reduzierung und/oder Eliminierung von Krankheitser-

regern und/oder Phytopathogenen (Desinfektion) (s.a. BioAbfV oder Verordnung [EG] 1774/2002)

Inverkehrbringen Ist das Anbieten, Vorrätighalten zur Abgabe, Feilhalten und jedes Abgeben von Produkten an

andere; Begriff u.a. aus der Düngemittelverordnung (DüMV)

Kohlenstoffdioxid (CO₂) ^[5] Farbloses, unbrennbares, leicht säuerlich riechendes, an sich ungiftiges Gas, das neben Wasser

als Endprodukt aller Verbrennungsvorgänge entsteht,

4-5 % in der Luft wirken betäubend, ab 8 % tödliche Wirkung durch Erstickung

Kondensat Im Fermenter entstandenes Biogas ist wasserdampfgesättigt und muss vor Verwertung im

BHKW entwässert werden. Die gezielte Kondensation erfolgt über eine ausreichend angelegte

Erdleitung in einen Kondensatabscheider oder über eine Trocknung des Biogases.

Kosubstrat [1] Rohstoff für eine Vergärung, der jedoch nicht der Rohstoff mit dem prozentual größten Anteil

am gesamten zu vergärenden Stoffstrom ist

Kraft-Wärme-Kopplung Gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische (oder mechanische) Energie

und in Wärme, die zur energetischen Nutzung bestimmt ist (Nutzwärme)

Methan $(CH_4)^{[8]}$ Farbloses, geruchsloses und ungiftiges Gas; verbrennt zu Kohlendioxid und Wasser;

Methan zählt zu den wichtigsten Treibhausgasen und ist Hauptbestandteil von Bio-, Klär-, Deponie- und Erdgas. Ab 4,4 Vol-% in der Luft bildet es ein explosionsfähiges Gasgemisch.

Nachwachsende Rohstoffe

(NawaRo) [5]

Sammelbegriff für stofflich und energetisch genutzte Biomasse (keine Futter- und Lebensmittel) Es handelt sich hierbei i.d.R. um landwirtschaftlich erzeugte Rohstoffe wie Mais, Rüben, Gras, Sorghum oder Grünroggen, die nach Silierung einer energetischen Anwendung zugeführt werden.

Organischer Trockensubstanz-

anteil (oTS)

Der oTS ist der um den Wasseranteil und die anorganische Substanz reduzierte Anteil eines Stoffgemisches. Er wird in der Regel durch Trocknen bei $105\,^{\circ}$ C und nachfolgendes Glühen bei $550\,^{\circ}$ C ermittelt.

Primärenergieträger [7] Stoffe o

Stoffe oder Energiefelder, die noch keiner technischen Umwandlung unterworfen wurden und aus denen direkt oder durch eine oder mehrere Umwandlungen Sekundärenergie oder -träger gewonnen werden können (z. B. Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Biomasse, Windkraft, Solarstraklung, Erdwärme)

strahlung, Erdwärme).

Raumbelastung [1] Verhältnis der täglich in die Vergärungsanlage zugeführten Menge an Substrat zum Fermenter-

volumen (Einheit: kg oTS/(m³·d))

Schwefeldioxid (SO₂) ^[5] Farbloses, stechend riechendes Gas. Schwefeldioxid ist in der Atmosphäre einer Reihe von

Umwandlungsprozessen unterworfen, als deren Folge beispielsweise schweflige Säure,

Schwefelsäure, Sulfite, Sulfate u. a. Stoffe entstehen können.

Schwefelwasserstoff (H₂S) ^[4] Sehr giftiges, farbloses, nach faulen Eiern riechendes Gas, welches bereits in geringen Konzent-

rationen lebensgefährlich sein kann. Ab einer bestimmten Konzentration wird der Geruchssinn

gelähmt und das Gas nicht mehr wahrgenommen.

Sekundärenergieträger [7] Energieträger, die aus der Umwandlung in technischen Anlagen aus Primär- oder aus anderen

Sekundärenergieträgern bzw. -energien bereitgestellt werden, z.B. Benzin, Heizöl, elektrische

Energie. Dabei fallen u. a. Umwandlungs- und Verteilungsverluste an.

Silage Durch Milchsäuregärung konserviertes Pflanzenmaterial

Siloxane [9] Organische Siliziumverbindungen, also Verbindungen der Elemente Silizium (Si), Sauerstoff

(O), Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H)

Stickoxid [8] Die Gase Stickstoffmonoxid (NO) und Stickstoffdioxid (NO₂) werden unter dem Begriff NO_x

(Stickoxide) zusammengefasst. Sie entstehen bei allen Verbrennungsvorgängen als Verbindung zwischen dem Stickstoff der Luft und dem Sauerstoff, aber auch durch Oxidation von stick-

stoffhaltigen Verbindungen, die im Brennstoff enthalten sind.

Substrat [1] Rohstoff für eine Fermentation bzw. Vergärung

Trockensubstanzanteil (TS) Wasserfreier Anteil eines Stoffgemisches nach Trocknung bei 105 °C.

U-Wert (früher k-Wert)^[8] Maß für den Wärmestrom, der bei einer Temperaturdifferenz von 1 Kelvin durch einen Qua-

dratmeter eines Bauteils fließt. Je kleiner der U-Wert ist, desto geringer sind die Wärmeverluste.

Verweilzeit [1] Durchschnittliche Aufenthaltszeit des Substrates im Fermenter

Volllaststunden Zeitraum der Vollauslastung einer Anlage, wenn die Gesamtnutzungsstunden und der durch-

schnittliche Nutzungsgrad innerhalb eines Jahres auf einen Nutzungsgrad von 100 % umge-

rechnet werden.

Quellen:

[1] VDI-Richtlinie (2006): Vergärung organischer Stoffe - Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. VDI 4630, April 2006, Beuth Verlag GmbH

- [2] Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Beseitigung von Abfällen (Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz KrW-/AbfG), 1994/2009, §3 Begriffsbestimmung http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/krw-_abfg/gesamt.pdf, Letzter Zugriff: 09.08.2010
- [3] Madigan, Michael T.; Martinko, John M.; Parker, Jack: Biology of microorganisms. Ausgabe: 9th ed. Erschienen: Upper Saddle River, N.J. [u.a.], Prentice-Hall, 2000, ISBN 0-13-085264-3
- [4] Bundesverband der Landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften (Hrsg.): Technische Information 4 Sicherheitsregeln für Biogasanlagen, http://www.lsv.de/fob/66dokumente/info0095.pdf; Stand 10/2008
- [5] Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (Hrsg.): Umweltlexikon. http://www.stmug.bayern.de/service/lexikon/index_n.htm, Letzter Zugriff: 09.08.2010
- [6] Schulz, H. und Eder, B. (2006): Biogas Praxis. Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit. 3. vollst. überarb. u. erweiterte Auflage, ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg, ISBN 978-3-936896-13-8
- [7] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.): Basiswissen Bioenergie Definitionen der Energiebegriffe. Aus Leitfaden Bioenergie, Herausgeber FNR, Gülzow 2000, http://www.bio-energie.de/allgemeines/basiswissen/definitionen-der-energiebegriffe/Letzter Zugriff: 09.08.2010
- [8] KATALYSE Institut für angewandte Umweltforschung e. V. (Hrsg.): Umweltlexikon-Online. http://www.umweltlexikon-online.de/RUBhome/index.php , Letzter Zugriff: 09.08.2010
- [9] Umweltbundesamt GmbH (Österreich Anm. d. R.)(Hrsg.): Siloxane http://www.umweltbundesamt.at/umweltinformation/schadstoff/silox/?&tempL=, Letzter Zugriff: 09.08.2010



Abkürzungsverzeichnis



AGW	Arbeitsplatzgrenzwert (ehem. MAK-	g	Gramm
	Wert)	ggf.	gegebenenfalls
Akh	Arbeitskraftstunde	GPS	Ganzpflanzensilage
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und	GU	Generalunternehmer
	umweltfreundlichen Energieverbrauch	GV	Großvieheinheit
	e. V.		
ATB	Institut für Agrartechnik Bornim e.V.	H_2S	Schwefelwasserstoff
ATP	Adenosintriphosphat	ha	Hektar
		HRT	hydraulische Verweilzeit
BGA	Biogasanlage		•
BHKW	Blockheizkraftwerk	inkl.	inklusive
BImSchG	Bundes-Immissionsschutz-Gesetz		
BioAbfV	Bioabfallverordnung	K	Kelvin
B_R	Raumbelastung	k. A.	Keine Angaben
		KBE	Kolonie bildende Einheiten
C	Kohlenstoff	KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in
ca.	circa		der Landwirtschaft e. V.
CCM	Corn-Cob-Mix	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
CH_4	Methan		11 0
C/N	Kohlenstoff-Stickstoff-Verhältnis	1	Liter
Co	Kobalt	LKS	Lieschkolbenschrot
CO_2	Kohlenstoffdioxid		
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf	M	Modellanlage
		MDÄ	Mineraldünger-Äquivalent
d	Tag	Mg	Magnesium
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum	MK	Milchkühe
	gGmbH	Mn	Mangan
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Was-	Mo	Molybdän
	serfaches e. V.		•
		N	Stickstoff
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	NADP	Nicotinamid-Adenin-Dinucleotid-
el od. elektr.	elektrisch		phosphat
EU	Europäische Union	NawaRo	Nachwachsender Rohstoff
EVU	Energieversorgungsunternehmen	NfE	N-freie Extraktstoffe
		NH_3	Ammoniak
Fe	Eisen	NH_4	Ammonium
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe	Ni	Nickel
	e. V.		
FV	Feststoffvergärung	Ο	Sauerstoff
FM	Frischmasse	oTS	Organische Trockensubstanz

P	Phosphor	TA	Technische Anleitung
PP	Pflanzenproduktion	th od. therm.	thermisch
ppm	Parts per million (Teile von einer Million)	THG	Treibhausgas
		TM	Trockenmasse
RA	Rohasche	TS	Trockensubstanz
RF	Rohfaser		
RL	Rohfett	U/min	Umdrehung pro Minute (Drehzahl)
RP	Rohprotein		
		VOB	Vergabe- und Vertragsordnung für
S	Schwefel		Bauleistungen
Se	Selen	Vol.	Volumen
StUA	Staatliches Amt für Umwelt und Natur-	VQ	Verdaulichkeit
	schutz	vTI	Johann Heinrich von Thünen-Institut
		W	Wolfram





Anschriften der Institutionen

Universität für Bodenkultur Wien (BOKU) Department für Nachhaltige Agrarsysteme Peter-Jordan-Str. 82 A-1190 Wien Internet: www.boku.ac.at

Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Bereich Biochemische Konversion (BK)
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Internet: www.dbfz.de

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Bartningstr. 49
64289 Darmstadt
Internet: www.ktbl.de

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL) Naumburger Str. 98 07743 Jena Internet: www.thueringen.de/de/tll Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI) Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik Bundesallee 50 38116 Braunschweig Internet: www.vti.bund.de

Bayrische Landesanstalt für Landtechnik (LfL) Institut für Ländliche Strukturentwicklung, Betriebswirtschaft und Agrarinformatik Menzingerstraße 54 80638 München Internet: www.lfl.bayern.de

PARTA Buchstelle für Landwirtschaft und Gartenbau GmbH Rochusstraße 18 53123 Bonn Internet: www.parta.de

Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen Reinhardtstr. 29 B 10117 Berlin Internet: www.schnutenhaus-kollegen.de

Weitere Literatur zum Thema

Neben dem Leitfaden Biogas veröffentlicht die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) auch weitere Broschüren, Fachpublikationen und Informationsmaterialien rund um das Thema Biogas und Energiepflanzen. Besuchen Sie uns hierfür im Internet unter www.biogasportal.info, Rubrik "Mediathek".



Die FNR informiert auch im Internet

Unter der Internetadresse **www.biogasportal.info** bietet die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) umfangreiche Informationen zum Thema Biogas an.

Das Angebot reicht von einführenden Informationen zur Biogastechnologie bis hin zu grundlegenden Angaben zur Biogaserzeugung und -nutzung, dessen wirtschaftlichen und gesetzlichen Rahmenbedingungen und aktuellen Förderprogrammen. Zudem finden sich hier wichtige Faustzahlen, Biogas-Rechner und Beispiele von Biogasanlagen.

Abgerundet wird das Informationsportal durch eine vielschichtige Literaturdatenbank, einen aktuellen Veranstaltungskalender sowie einem Adress-Verzeichnis für die bundesweite Suche nach Planungsbüros und Anbieter von Biogastechnik.





Herausgeber

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

OT Gülzow • Hofplatz 1 18276 Gülzow-Prüzen

Tel.: 0 38 43 / 69 30 - 0 Fax: 0 38 43 / 69 30 - 102 info@fnr.de • www.fnr.de

Mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

ISBN 3-00-014333-5

Bestell-Nr. 208 FNR 2010

