

Technologie Portrait
Biogas

H. Tretter

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

36/2010

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Technologie Portrait

Biogas

DI Herbert Tretter
Energieverwertungsagentur

Wien, Juli 2002

Dieses Projekt wurde für Energytech.at unter Koordination der Energieverwertungsagentur (E.V.A) im Auftrag des Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie durchgeführt.

Vorbemerkung

Das vorliegende Technologieportrait wurde im Rahmen von www.energytech.at – eine Internetplattform für innovative Energietechnologien in den Bereichen Erneuerbare Energieträger und Energieeffizienz publiziert.

Die Technologieportraits wurden in den Jahren 2000 bis 2002 für die Bereiche feste Biomasse, Biogas, Photovoltaik, Solarthermie, Kraft-Wärme-Kopplung und Energieeffiziente Gebäude erstellt. Der vorliegende Bericht umfasst eines von sechs Technologieportraits in deutscher bzw. englischer Sprache. Die Technologieportraits beinhalten u.a. allgemeine Grundlagen, eine Beschreibung der unterschiedlichen Technologien, Komponenten und Systeme, Planungsgrundlagen, eine Darstellung des Status der Forschungs- und Technologieentwicklung und der Marktentwicklungen.

Um die Technologieportraits weiterhin einer interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich zu machen, wurden sie in die Publikationsreihe aufgenommen und auf der Homepage www.nachhaltigwirtschaften.at veröffentlicht.

Dipl. Ing. Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

1 Was ist Biogas?

Biogas ist ein Gasgemisch aus Methan, Kohlendioxid und Spurengasen, das aus gezielter Umwandlung von organischem Material, unter Luft- und Lichtausschluss und bei ausreichenden Temperaturen, mit Hilfe von Mikroorganismen gewonnen werden kann (Prozess der Biomethanisierung). Unter die Bezeichnung Biogas fallen demnach landwirtschaftlich und gewerblich erzeugtes Biogas, Klär- und Deponiegas. Häufig wird mit Biogas insbesondere Biogas aus der ersteren Gruppe bezeichnet. Holzgas wird zumeist nicht als Biogas bezeichnet, ist aber auch biogenen Ursprungs.

Biogas ist keine Erfindung des Menschen, es entsteht in der Natur – weit verbreitet – bspw. in Sümpfen und Mooren, beim Nassreisanbau, bei der nassen Kompostierung und in Staubecken von neu errichteten Staudämmen. Methan entsteht generell überall dort, wo organische Stoffe unter Luftausschluss verfaulen können. Auch im Zuge von Verdauungsvorgängen (und nach der Ausscheidung) treten Vergärungsprozesse auf, die auch mit der Produktion von Methan verbunden sind (dies ist mengenmäßig v. a. bei Wiederkäuern in der landwirtschaftlichen Nutztierhaltung relevant).

Die bewusste Ausnutzung der Vergärung organischer Substanz zur Bereitstellung eines gasförmigen Energieträgers erfolgt, insbesondere bei der Erzeugung von Klärgas, schon seit fast 100 Jahren. Die stoffliche Zusammensetzung der eingesetzten Gärsubstrate und die Qualität der technischen Umsetzung der Biomethanisierung haben entscheidenden Einfluss auf Menge und Qualität des erzeugten Biogases. Alle diese Aspekte sind daher in wirtschaftlicher Hinsicht – für alle Optionen der Verwertung von Biogas – die entscheidenden Eingangsgrößen, die es zu optimieren gilt.

1.1 Mikrobiologie und Biochemie der Vergärung [nach Weiland (2001)]

Der Vorgang der Vergärung von biogenen Roh- und Reststoffen ist ein komplexer mehrstufiger mikrobieller *Prozess*, an dem unterschiedliche Bakteriengruppen beteiligt sind, die in enger Wechselwirkung stehen. Der Fermentationsprozess lässt sich in vier Abbauschritte unterteilen (siehe Abbildung 1):

- In der ersten Stufe, der **Hydrolyse** werden polymere Verbindungen wie Cellulose, Proteine und Fette mit Hilfe von Exoenzymen fermentativer Bakterien in die entsprechenden Monomere gespalten. Die gebildeten monomeren Verbindungen werden anschließend von den fermentativen Bakterien aufgenommen und
- in der zweiten, sog. **acidogenen Phase** zu organischen Säuren (Essigsäure, Buttersäure, Proteinsäure) und Alkohole sowie zu Wasserstoff und Kohlendioxid vergoren. Dabei beeinflusst die Konzentration des intermediär gebildeten Wasserstoffs die Art der Gärungsprodukte. Je höher der Wasserstoffpartialdruck ist, desto weniger reduzierte Verbindungen, wie Essigsäure, werden gebildet. Gleichzeitig werden organische Stickstoff- und Schwefelverbindungen unter Bildung von Ammoniak zu Schwefelwasserstoff mineralisiert, die bei erhöhter Konzentration für die eigentliche Methanbildung hemmend sein können.
- In der dritten Stufe, der **acetogenen Phase**, erfolgt die Umsetzung der gebildeten Karbonsäuren und Alkohole zu Essigsäure, Wasserstoff und Kohlendioxid. Dabei

spielt der Wasserstoffpartialdruck wiederum eine entscheidende Rolle, da aus thermodynamischen Gründen die Umsetzung der Zwischenprodukte nur bei niedrigem Wasserstoffpartialdruck möglich ist.

- In der vierten Stufe, der **methanogenen Phase**, erfolgt unter streng anaeroben Bedingungen die Erzeugung von Methan durch acetotrophe Methanbakterien aus Essigsäure sowie durch hydrogenotrophe Methanbakterien aus Wasserstoff und Kohlendioxid.

Als Ergebnis der Methangärung entsteht Biogas – ein Gemisch aus 50 – 70 % Methan, 29 – 49 % Kohlendioxid sowie Spuren von Wasserstoff, Schwefelwasserstoff und Stickstoff. Die Gaszusammensetzung hängt vom Substrat und den Betriebsbedingungen sowie in geringem Umfang auch von der Reaktorbauweise ab. Die nachfolgende Abbildung ist eine Visualisierung der geschilderten Abbauschritte.

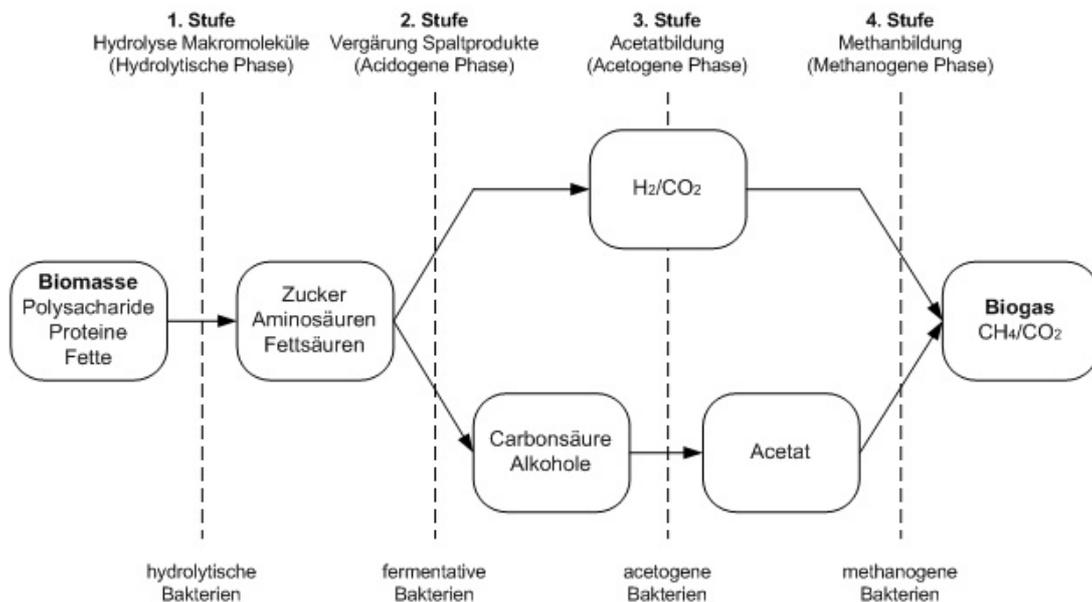


Abbildung 1: Schema des anaeroben, methanogenen Abbaus von organischem Material [nach Weiland (2001)].

Infolge der sauerstofffreien Oxidation ist der Energiegewinn von anaeroben Bakterien nur etwa 1/20 so groß wie der von aeroben Bakterien. Dies hat zur Folge, dass der größte Teil der Energie der verstoffwechselten Substrate im Produkt (Biogas) erhalten bleibt und lediglich drei bis zehn Prozent des umgesetzten Kohlenstoffs zur Neubildung von Biomasse genutzt werden. Im Vergleich hierzu wird beim aeroben Abbau, z. B. bei der Kompostierung von Abfallstoffen, etwa 50 % des Kohlenstoffs zur Neubildung von Biomasse verwendet. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht dies.

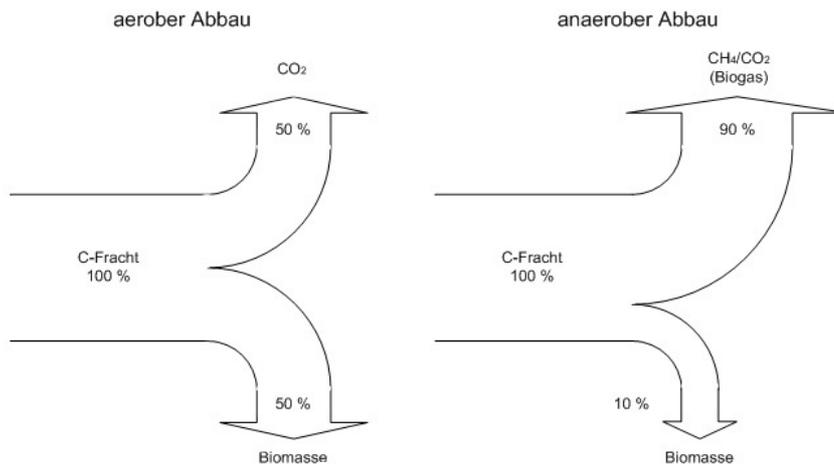


Abbildung 2: Kohlenstoffbilanz bei vollständigem aeroben und anaeroben Abbau [nach Weiland (2001)].

Die geringe Biomasseneubildung, die eine ideale Entsorgung biogener Abfallstoffe ermöglicht und eine fast vollständige Speicherung der Energie der Ausgangsstoffe im Produkt (Biogas) erlaubt, stellt gleichzeitig hohe Anforderungen an die Gestaltung kontinuierlicher Prozesse, da für den Stoffumsatz eine ausreichende Bakterienkonzentration im Reaktor (Fermenter) aufrechterhalten werden muss. Die Generationszeiten der obligat anaeroben Methanbakterien liegen im Bereich von 5 bis 15 Tagen, wohingegen aerobe Mikroorganismen, wie z. B. *Escherichia coli*, lediglich 20 Minuten für eine Zellverdoppelung benötigen. Um für die Methanbildung die notwendige Bakterienkonzentration im Fermenter zu halten, dürfen bei **Reaktorsystemen**, die über keine Biomasserückhaltung verfügen, **hydraulische Verweilzeiten** von 10 bis 15 Tagen nicht unterschritten werden, da andernfalls die Methanbakterien aus dem Reaktor ausgewaschen werden und der Prozess zum Erliegen kommt.

1.2 Physikalisch-chemische Einflussgrößen [nach Weiland (2001)]

Die mikrobiellen Stoffwechselvorgänge sind von vielfältigen äußeren Einflussgrößen abhängig, so dass für einen optimalen Gärverlauf zahlreiche Faktoren berücksichtigt werden müssen. Dabei unterscheiden sich die Milieuanforderungen der fermentativen Bakterien, durch welche die Hydrolyse und Versäuerung der Substrate erfolgt, von den Anforderungen der Methanbildner.

Tabelle 1: Milieuanforderungen bei Vergärung biogener Roh- und Reststoffe [Weiland (2001)].

Einflussgröße	Hydrolyse/Versäuerung	Methangärung
Temperatur	25 – 35° C	mesophil: 32 – 42° C thermophil: 50 – 58° C
pH-Wert	5,2 – 6,3	6,7 – 7,5
C : N-Verhältnis	10 : 14	20 : 30
Feststoffgehalt	< 40 % TS	< 30 % TS
Nährstoffbedarf C : N : P : S	500 : 15 : 5 : 3	600 : 15 : 5 : 3
Spurenelemente	Keine spez. Ansprüche	essentiell: Ni, Co, Mo, Se

Das bedeutet, dass nur bei apparativer Trennung von Hydrolyse/Versäuerung und Methangärung (**zweistufiger Prozess**) für die am Abbau beteiligten Mikroorganismen jeweils optimale Milieubedingungen eingestellt werden können (siehe Abbildung 3. Sofern sämtliche Abbaureaktionen im gleichen Reaktionssystem (**einstufiger Prozess**) ablaufen sollen, müssen vorrangig die Milieuanforderungen der Methanbildner erfüllt werden, da diese aufgrund ihrer geringeren Wachstumsgeschwindigkeit und der höheren Empfindlichkeit gegenüber den Milieufaktoren ansonsten keine Überlebenschancen innerhalb der Mischkultur hätten. Bei **mehrstufigen Anlagen** erfolgt eine räumliche Trennung von Hydrolyse, Säurebildung und Methanbildung.

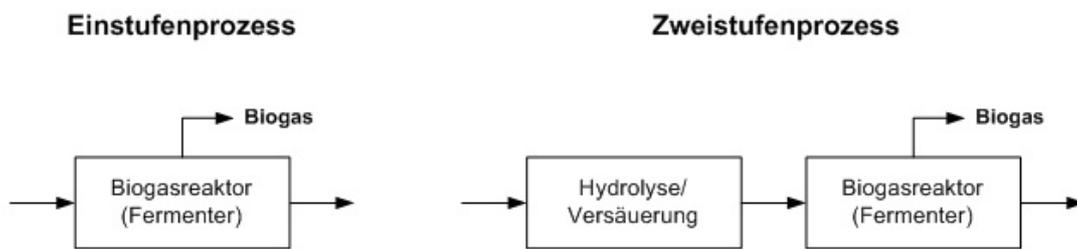


Abbildung 3: Schematische Darstellung verschiedener Vergärungsverfahren [nach Weiland (2001)].

Während die optimale Temperatur der **versäuernden Bakterien** bei ca. 30°C liegt, muss bei den **Methanbildnern** zwischen mesophilen und thermophilen Bakterien unterschieden werden.

Unter **mesophilen Betriebsbedingungen** (32 – 34°C) wird in der Regel die beste Prozessstabilität erreicht, da einerseits eine höhere bakterielle Artenvielfalt als unter thermophilen Bedingungen vorliegt und andererseits die Hemmwirkung von Ammoniumstickstoff aufgrund des geringen Anteils an hemmend wirkendem freien Ammoniak geringer ist.

Die **thermophile Betriebsweise** (50 – 58°C) führt zu einer höheren Abbaurate und vor allem bei fetthaltigen Stoffen zu einer besseren mikrobiellen Verfügbarkeit der Substrate und damit zu einer höheren Gasausbeute. Darüber hinaus bewirkt die höhere Prozesstemperatur eine Abtötung von seuchen-, phytopathogenen Keimen, so dass bei entsprechender Verfahrensgestaltung (Temperatur: 55°C, reale Verweilzeit: ≥ 23 h) auf eine separate Hygienisierung verzichtet werden kann. Der optimale Temperaturbereich ist daher in Abhängigkeit von der Art der zu vergärenden Substanzen auszuwählen.

Der Feststoffgehalt sollte, insbesondere bei der beschriebenen **Nassvergärung**, einen Grenzwert von 30 % Trockensubstanz (TS) nicht übersteigen, da bei unzureichender Wasseraktivität jegliches Zellwachstum gehemmt wird und auch der Stofftransport innerhalb des Substrats zunehmend zum limitierenden Faktor wird. Die maximale Raumbelastung sollte bei einstufigen Verfahren ca. 4 kg oTS¹/Tag/m³ Fermenter nicht übersteigen, bei mehrstufigen Verfahren mit Bakterienimmobilisierung sind z. T. höhere Werte möglich. Der erstmalige Aufbau einer Biogasbakterienkultur dauert ca. drei Monate, durch Zugabe eines

¹ oTS = organische Trockensubstanz

Impfeschlammes (z. B. Substrat aus einer gut funktionierenden BGA) lässt sich das Anfahren beschleunigen.

1.3 Ausgangsstoffe für die Biogaserzeugung

In der Mehrzahl der in den vergangenen Jahren errichteten Biogasanlagen wird nicht mehr nur eine Stoffgruppe, sondern eine Vielzahl an Stoffen gleichzeitig verwertet („Ko-Vergärung“). Unter Kofergärung oder Kofermentation versteht man die gemeinsame Vergärung von Wirtschaftsdünger (Gülle, Jauche oder Festmist) zusammen mit biogenen Roh- und Reststoffen. Gülle diente dabei häufig als Grundsubstrat. Gülle hat einen ausgewogenen Nährstoff- und Spurenelementgehalt, steigert die Pump- und Fließfähigkeit des Gärgutes (durch den hohen Wassergehalt) und wirkt schädlichen pH-Wert-Schwankungen im Gärgut, durch ihr Pufferungsvermögen für organische Säuren, entgegen. In den letzten Jahren wurden in Österreich jedoch verstärkt Monovergärungsanlagen, die nur Energiepflanzen (v.a. Mais) verwerten gebaut. Als Gärsubstrate zur Biogaserzeugung kommen grundsätzlich eine Vielzahl an biogenen Roh- und Reststoffen in Frage:

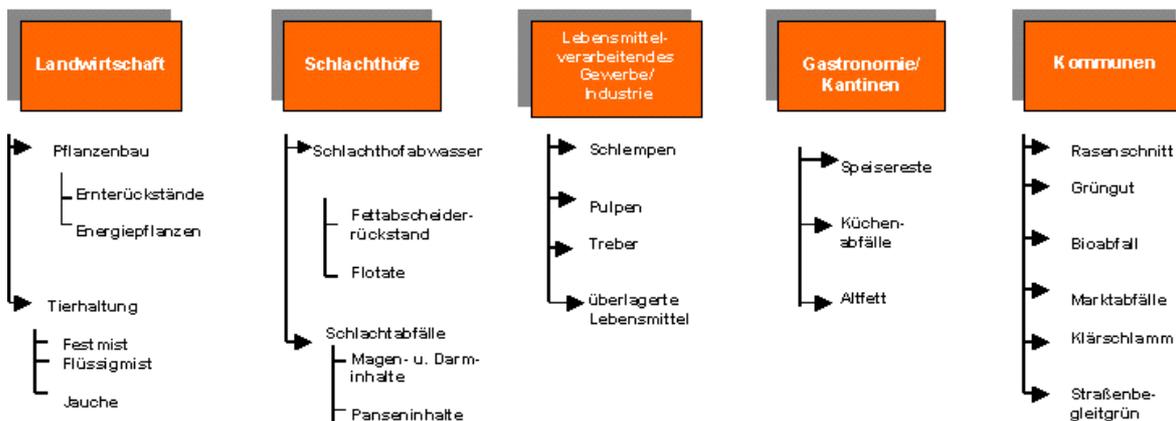


Abbildung 4: Ausgangsstoffe für die Biogaserzeugung [BIZ (2003)].

Neben den Abfällen der lebensmittelverarbeitenden Industrie, von Gastronomie oder der kommunalen Biomüllentsorgung sind v. a. die Anteile an nachwachsenden Rohstoffen wie Mais und Gras für die Menge an produziertem Biogas von entscheidender Bedeutung. Kofermentate liefern höhere Gaserträge als Wirtschaftsdünger und die Verwertung von außerbetrieblichen organischen Abfällen kann, je nach Verfügbarkeit, zudem mit Entsorgungserlösen verbunden sein. Insgesamt kann der Anlagenbetrieb dadurch wirtschaftlicher gestaltet werden. Allerdings muss die Anlagentechnik den Kofermentaten angepasst sein. Neben rechtlichen Anforderungen (bspw. Hygiene, zusätzlicher Nährstoffeintrag durch Düngung usw.), müssen insbesondere bei Stoffen die zur Bildung von Schwimmschichten neigen, z. B. Gras oder Mais, geeignete Fermentiertechniken zum Einsatz kommen.

1.4 Biogasausbeuten bzw. Methanbildungsvermögen verschiedener Substrate

Belastbare Aussagen zum konkreten Biogas- bzw. Methanbildungsvermögen verschiedener Substrate (bzw. von Substratkombinationen) sind für die Praxis noch kaum 100 %ig zuverlässig möglich. Der konkret erzielbare Methanertrag hängt von einer Vielzahl an

Faktoren ab. Beim zur Vergärung eingesetzten Material beeinflussen Zusammensetzung, Korngröße und Mischungsverhältnisse der eingesetzten Stoffe, die mikrobielle Abbaubarkeit des Materials, der Gehalt an Trockensubstanz und organischer Trockensubstanz (oTS) sowie das Verhältnis der Nährstoffe zueinander die Höhe des möglichen Biogas-/Methanertrags. Wichtige Verfahrenskenngrößen im Bereich der Fermentierungstechnik sind bspw. die Anzahl der Stufen (Trennung von Versäuerung und Methanbildung), die Temperatur, die Verweilzeit des Substrats, die Art und Häufigkeit der Durchmischung des Substrats sowie Menge und Häufigkeit der Substratzugabe (siehe nachfolgende Abbildung).

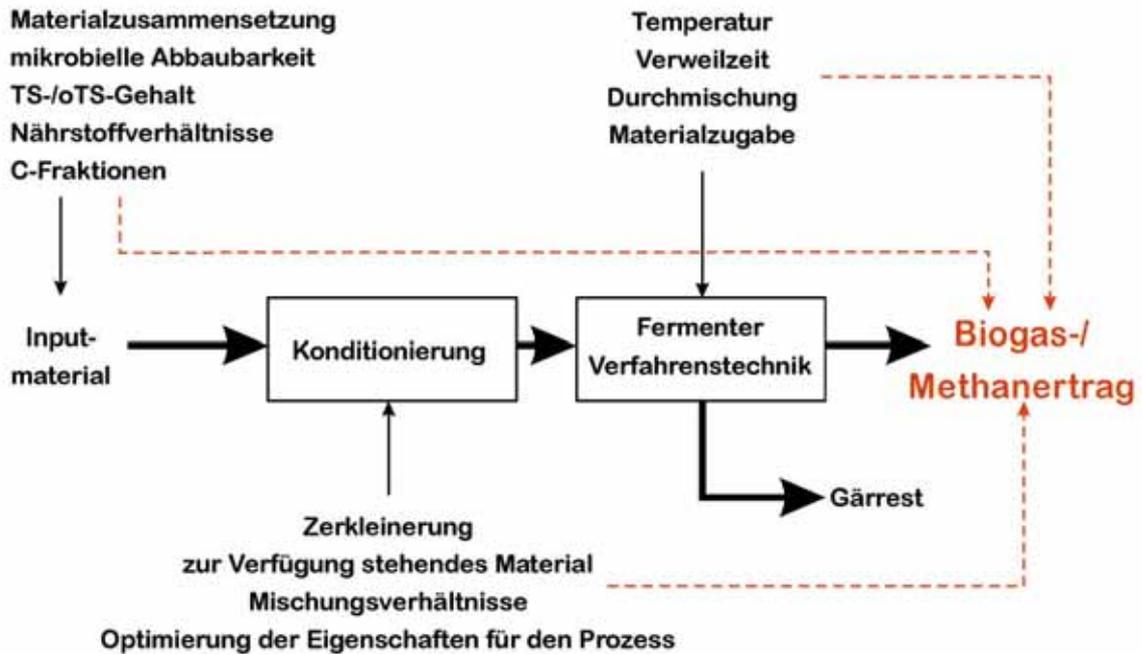


Abbildung 5: Einflüsse auf den Vergärungsprozess [Schattner und Gronauer (2000)].

In der Praxis dienen für die Planung und Abschätzung der Wirtschaftlichkeit häufig Literaturdaten über das Methanbildungsvermögen der verfügbaren Gärsubstrate. Die Gegebenheiten der bei Erhebung der Literaturdaten werden jedoch mit den Gegebenheiten des Praxisfalles nicht immer übereinstimmen. In der nachfolgenden Abbildung sind mittlere Biogaserträge unterschiedlicher Substrate sowie deren Spannweiten dargestellt. Die Werte stammen aus ca. zwei Dutzend Quellen und wurden in eine Grafik zusammengeführt. Für die Darstellung wurde die Bezugsgröße „Liter Biogas pro kg oTS“ gewählt.

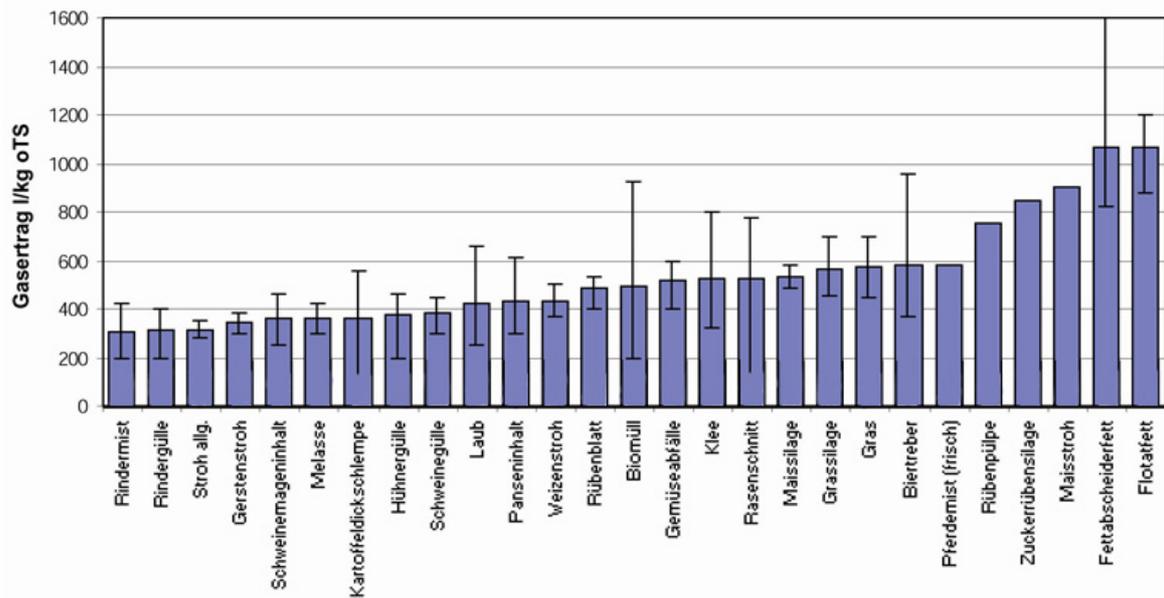


Abbildung 6: Literaturdaten zu Gaserträgen unterschiedlicher Substrate [Schattner und Gronauer (2000)].

Grundsätzlich ist ein Vergleich der „Biogas“-Erträge nur bedingt aussagekräftig, da bspw. auch die Zusammensetzung der Ausgangsstoffe unterschiedliche Methangehalte im Biogas bedingt. Ein derartiger Vergleich sollte deshalb eher auf Basis „Liter Methan pro kg oTS“ erfolgen.

Für die Erhöhung der Methanausbeuten kann an vielen Stellen der Biogaserzeugungskette angesetzt werden; dies wird zum Teil schon sehr lange und an vielen Universitäten und Forschungsinstituten untersucht. Am Institut für Land-, Umwelt- und Energietechnik (ILUET) der Universität für Bodenkultur in Wien wurde u. a. ein Methanenergiewertsystem (MEWS) entwickelt. Mit dem MEWS soll das theoretische Methanbildungsvermögen von Wirtschaftsdüngern und Energiepflanzen anhand der Inhaltsstoffe genau berechnet werden können. Dadurch sollen Angaben für geeignete Fruchtfolgesysteme, Sortenwahl und optimale Erntezeitpunkte ermöglicht werden. Darüber hinaus soll eine dadurch besser optimierbare Nährstoffversorgung einen sichereren Gärverlauf und eine höhere Methanausbeute ermöglichen.

Die nachfolgenden vier Abbildungen zeigen die Entwicklung des spezifischen Methanausbildungsvermögens verschiedener Energiepflanzen in Abhängigkeit der Dauer der Verweilzeit im Gärprozess.

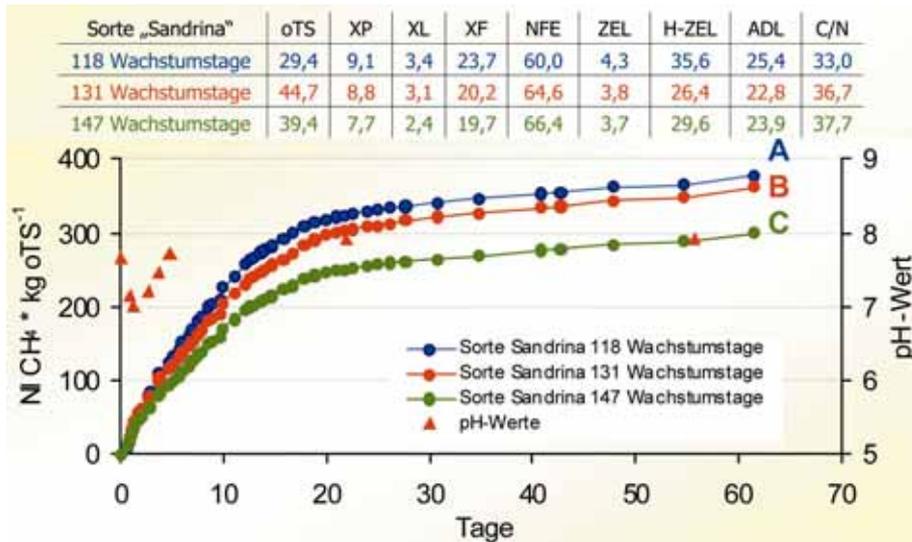


Abbildung 7: Einfluss des Erntezeitpunktes auf die spezifische Methanbildung aus Mais, Sorte „Sandrina“ [Amon (2003)].



Abbildung 8: Einfluss der Silagebereitung auf die spezifische Methanbildung aus Mais, Sorte „Ribera“ [Amon (2003)].

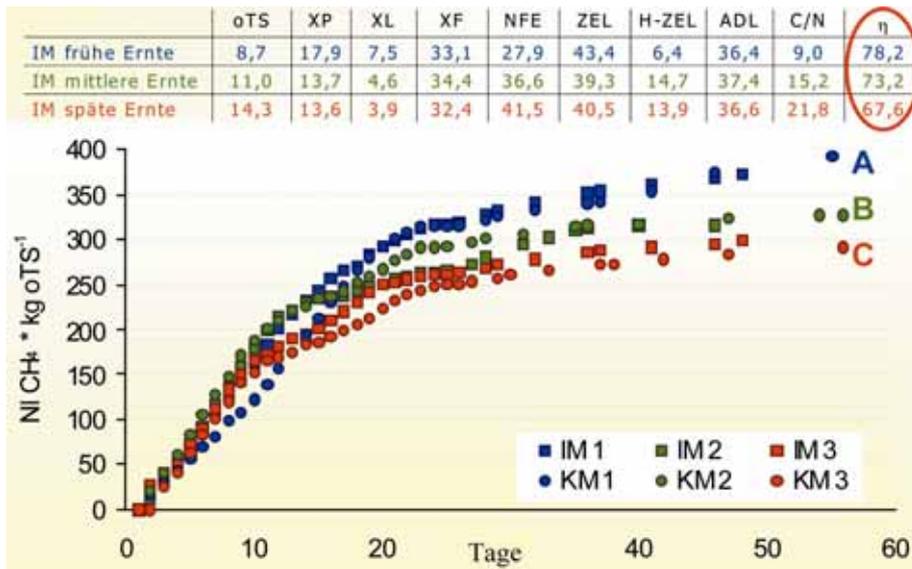


Abbildung 9: Einfluss des Erntezeitpunktes auf die spez. Methanbildung gräserreicher (IM, DW) und kleereicher (KM) Wiesenmischungen [Amon (2003)].

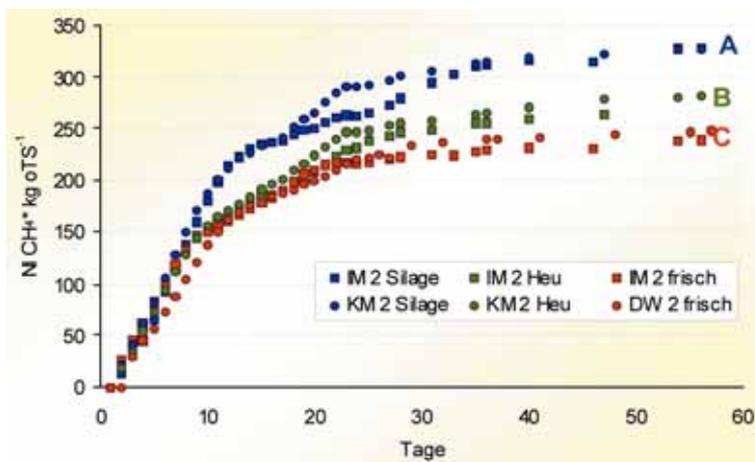


Abbildung 10: Einfluss der Konservierung auf die spez. Methanbildung von gräserreichen (IM, DW) und kleereichen (KM) Wiesenmischungen [Amon (2003)].

Interessant ist, dass das Methanbildungsvermögen der Substrate durch Konservierung (**Silierung oder Heubereitung**) deutlich erhöht werden kann. Dies kann auf den mikrobiologischen Aufschluss komplexer Grasinhaltsstoffe während der milchsauer Silage zurückgeführt werden. Bezüglich des Erntezeitpunktes ist bei Klee gras eine Ernte vor der Blüte, bei Mais eine Ernte zum Ende der Teigreife optimal [Amon (2003)].

Weiters wird klar ersichtlich, dass die „**hydraulische Verweilzeit**“ (engl. „Hydraulic Retention Time“ – HRT) im Gärprozess einen wesentlichen Faktor bei der Methanausbeute darstellt. Die HRT bezieht sich auf die gesamte Verweilzeit im Fermenter (und im Nachgärbehälter – dies ist begrifflich, bzw. seitens behördlicher Vorgaben, noch nicht eindeutig abgegrenzt). Je höher die HRT ist, desto höher können die möglichen Methanausbeuten sein. Es ist klar, dass für unterschiedliche Substrate (je nach Gärtemperatur) unterschiedliche HRTs notwendig sein werden. Die organische Substanz der meisten Gärgüter kann bei optimalen (mesophilen)

Gärtemperaturen in einem Zeitraum von 35 bis 45 Tagen zu 90 bis 95 % abgebaut werden, dies ist auch anhand der obigen Abbildungen ersichtlich.

Höhere HRTs tragen einerseits durch hohe Abbaugrade zur Vermeidung von unkontrollierten Methan-Emissionen bei, verursachen aber andererseits durch die notwendige Vergrößerung der Volumina höhere Investitionskosten.² Derzeit gibt es in Österreich noch keine behördlichen Vorgaben die erforderliche Abbaugrade bzw. HRTs oder kosteneffiziente Technologien in Hinblick auf die Vermeidung von klimawirksamen Methan-Emissionen beschreiben. In der österreichischen Praxis der Anlagenplanung gibt es bei der HRT im mesophilen Bereich eine weite Streuung im Bereich von 40 bis 80 Tagen. Deutlich niedrigere HRTs (20 bis 25 Tage) sind derzeit nur im thermophilen Bereich möglich.

1.5 Zusammensetzung von Biogasen

Die nachfolgende Tabelle zeigt typische Zusammensetzungen von rohen (d. h. unbehandelten) biogenen Gasen (und von Holzgas) aus verschiedenen Produktionsanlagen [vgl. Hofbauer (2002), SGC et al. (2001), und E.V.A. (2001)]. Als Biogas wird hier Gas aus landwirtschaftlichen und gewerblichen Biogasanlagen bezeichnet.

Tabelle 2: Typische Rohgas-Zusammensetzungen (unbehandelter) biogener Gase.

Komponente	Holzgas		Klärgas	Deponiegas	Biogas Bereich	*Biogas Ø
	Luft	Dampf				
Vergasungsmittel						
CH ₄	3 – 6 %	9 – 11 %	60 – 75 %	45 – 55 %	50 – 75 %	55 %
CO ₂	12 – 16 %	20 – 25 %	30 – 40 %	30 – 40 %	25 – 45 %	43,9 %
H ₂ S			< 1 %	50 – 300 ppm	0 – 1 %	0,05 %
H ₂ O			gesättigt	gesättigt	gesättigt	gesättigt
H ₂	11 – 16 %	33 – 40 %	Spuren		0 – 1 %	0,5 %
O ₂			< 1 %		0 – 1 %	0,1 %
N ₂	45 – 60 %	< 3 %	< 4 %	5 – 15 %	0 – 3 %	0,4 %
NH ₃					0 – 0,5 %	0,05 %
CO	13 – 18 %	25 – 30 %	Spuren		-	-
Heizwert [kWh/m³]	1,1 – 1,7	3,3 – 4,2	6 – 7,5	4,5 – 5,5	5 – 7,5	5,5

*die Vol.-%-Angaben beziehen sich für die letzte Spalte auf trockenes Gas

Besonders auffallend ist der relativ hohe Gehalt an Methan (CH₄) von Klär-, Deponie- und Biogas. Methan ist der weitaus energiereichste Bestandteil dieser Gase³ und zugleich Hauptbestandteil von Erdgas. Erdgas besitzt einen Heizwert von ungefähr 10 kWh/m³, Biogas einen von rund 6 kWh/m³ (entspricht ~60 % des Heizwertes von Erdgas). Der in der obigen Tabelle angenommene durchschnittliche Heizwert von 5,5 kWh/m³ ist ein typischer Wert für

² Das Fermentervolumen (V) errechnet sich grob aus der HRT und der Gärgutmasse (M), die pro Zeiteinheit verarbeitet werden soll. In Zahlen: $V \text{ (m}^3\text{)} = \text{HRT (d)} \times M \text{ (t/d)} \times (-) 1 \text{ m}^3/\text{t}$

³ Methan besitzt einen Heizwert von 9,97 kWh/Normkubikmeter (Gas bei 1.013 mbar und 0° C).

Biogas aus der Energiepflanzenvergärung – dies gilt auch für die (auf trockenes Gas bezogene) Gaszusammensetzung.⁴

Bei Holzgas leisten v. a. Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Methan wesentliche Beiträge zum Gesamtheizwert. Der Heizwert von Holzgas liegt im Bereich von 1,1 – 4,2 kWh/m³ und damit bei 11 – 42 % des Heizwertes von Erdgas. Holzgas mit einem Heizwert < 2,2 kWh/m³ kann entsprechend der Generatorgasklassifizierung auch als Schwachgas bezeichnet werden. Gase mit einem Heizwert > 5,6 kWh/m³ können als Starkgas klassifiziert werden. Landwirtschaftliches Biogas fällt demnach unter die Gruppe der Starkgase. Der Unterschied im Heizwert von Biogas und Holzgas ergibt sich aus dem Umstand das der Energiegehalt von 1 m³ CH₄ bei gleichem Druck und gleicher Temperatur mehr als 3-mal so hoch ist als jener von 1 m³ Wasserstoff.⁵

1.6 Basisaufbau landwirtschaftlicher Biogasanlagen

Im Jahr 1999 wurden in Österreich mit dem „ÖKL-Merkblatt Nr. 61“ erstmals einheitliche Merkmale standardisierter landwirtschaftlicher Biogasanlagen definiert [ÖKL (1999)]. Damit ist Österreich das erste Land der EU, das die standardisierten Biogasanlagen flächendeckend in die Praxis umsetzt [Amon et al. (2001)]. Das im Merkblatt beschriebene Anlagensystem ist das Speicher-Durchfluss-Verfahren (siehe nachfolgende Abbildung).

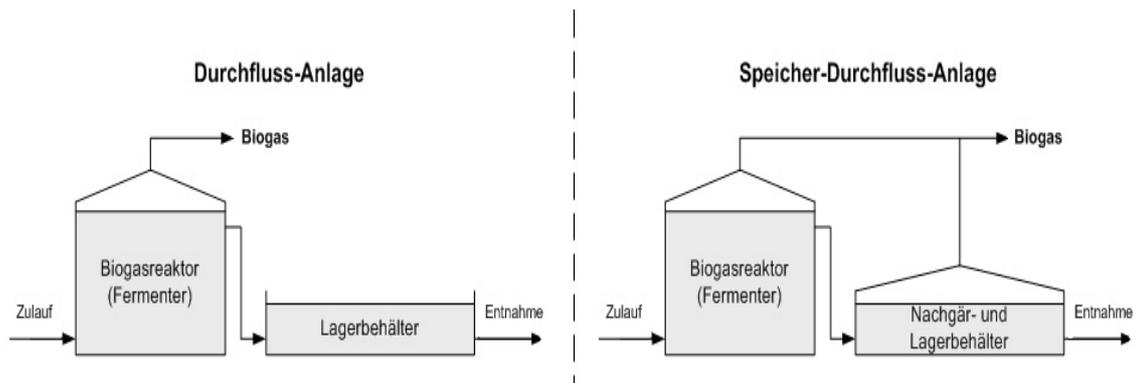


Abbildung 11: Anlagensysteme zur Biogaserzeugung (eigene Darstellung).

Durchfluss- und Speicher- Durchflussanlagen werden kontinuierlich oder mehrfach täglich beschickt, wobei gleichzeitig die entsprechende Menge an ausgefaultem Substrat aus dem Reaktor abgeleitet wird. Im Unterschied zu reinen Durchflussanlagen, bei denen der Gärrückstand in einem offenen Lagerbehälter gesammelt wird, ist bei Durchfluss-Speicheranlagen der Lagerbehälter gasdicht ausgeführt und mit dem Gasspeicher verbunden, so dass durch Nachgärung gebildetes Biogas mit verwertet werden kann. Je nach Betriebsweise des kontinuierlich durchströmten Biogasreaktors und den verwerteten Substraten werden im Nachgärlager nochmals 5 – 15 % (bis zu 30 %) der im Durchflussreaktor erzeugten Biogasmenge gewonnen.

Speicher-Durchflussanlage

⁴ Berechnungen am trockenen Gas sind in der Verfahrenstechnik eine übliche Vorgangsweise, da der Volumenanteil und der Aggregatzustand von H₂O in Gasen von Temperatur und Druck des Gases abhängen.

⁵ Auf kg bezogen dreht sich das Verhältnis beinahe um: Wasserstoff hat einen Heizwert von ~ 33,3 kWh/kg, Methan einen Heizwert von ~ 13,9 kWh/kg.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Gesamtsystem einer typischen Speicher- Durchfluss-Biogasanlage nach ÖKL-Standard.

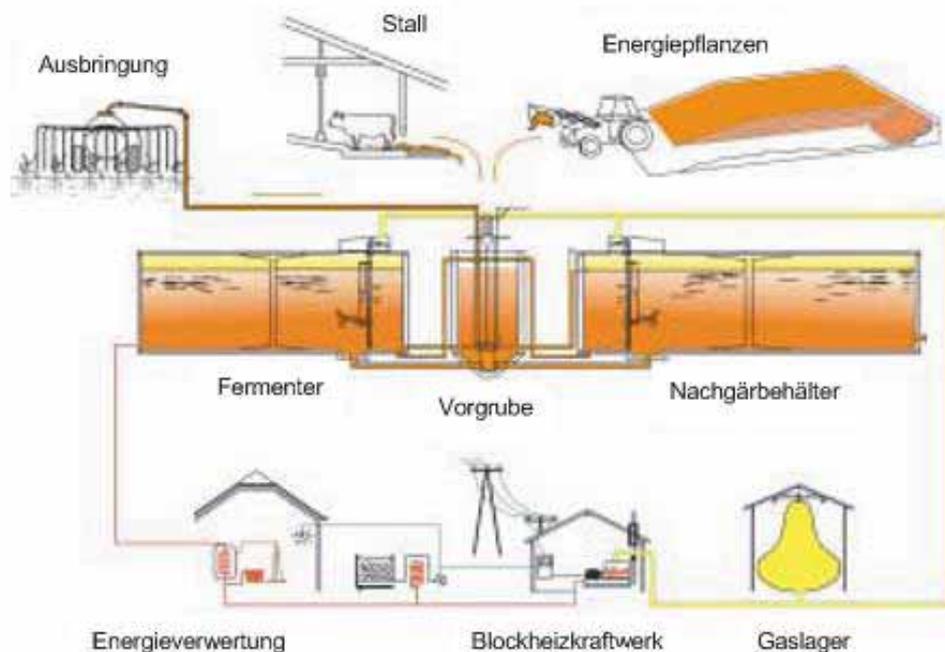


Abbildung 12: Schema einer Biogasanlage nach ÖKL-Standard [Amon et al. (2001)].

Moderne ÖKL-Standard-Biogasanlagen bestehen häufig aus einer Mischgrube (Vorgrube), einem oder mehreren beheizbaren Fermentern, einem oder mehreren (ev. beheizbaren) Nachgärbehältern, ggf. einem Endlagerbehälter, einem Gasspeicher, einer Gasreinigung, dem Blockheizkraftwerk (BHKW) und der Steuerung. Weitere Einrichtungen sind die Trafo-, bzw. Netzeinspeisestation, ev. ist auch noch eine Zerkleinerungsanlage für die Substrataufbereitung vorgeschaltet.

Die **Vorgrube** dient der Zwischenlagerung/Vorhaltung von Gülle und anderen Substraten und dem Aufbereiten (Zerkleinern, Mischen und Homogenisieren, pumpfähig machen, etc.) des Gärsubstrates. Von hier aus wird der Gär/Faulbehälter – auch Reaktor oder **Fermenter** genannt – beschickt. Er ist das Kernstück der Anlage, da hier der Großteil des Biogases entsteht. Der Fermenter ist gas-, wasser- und lichtdicht und säurebeständig auszuführen. Im Inneren des Fermenters sorgt ein Rührwerk für die nötige Homogenität des Substrates und verhindert die Bildung von Sink- und Schwimmschichten. Verrührt wird dabei entweder in Intervallen oder kontinuierlich. Der Abbau der organischen Substanz kann im Fermenter alleine nicht vollständig erfolgen, da ein Teil des Inputs den Behälter, aufgrund der Durchmischung und des kontinuierlichen Ein- und Austrags an Substraten, gleich wieder verlassen kann. Das, in Abhängigkeit von der Verweilzeit, zu großen Teilen ausgegorene Gärsubstrat gelangt vom Reaktor aus in den **Nachgärbehälter**. Dieser übernimmt in vielen Fällen auch gleichzeitig die Funktion des **Endlagers**, welches, im Gegenteil zum Nachgärbehälter, nicht gasdicht abgedeckt sein muss (im letztern Fall empfiehlt sich zumindest eine Deckschicht aus Stroh um Ausgasungen etwas einzubinden).

Die Düngeverordnung und die Gewässerschutzrichtlinien entscheiden, wie lange die ausgefaulten Substrate hier lagern müssen, bevor sie zu Düngezwecken auf die Felder verbracht werden können (siehe nachfolgende Abbildung). In Österreich müssen die Lager

häufig so dimensioniert sein, dass eine Gärückstandsmenge aus zumindest drei Monaten Produktion über die Wintermonate (bzw. teilweise bis zu 180 Tage lang) gespeichert werden kann.



Abbildung 13: Ausbringung des ausgegorenen Gärsubstrates; Bild links: flüssig mittels Schleppschlauchtechnik [Claas (2003)]; Bild rechts: ausgepresster Faulschlamm [Graf (2003)].

Eine Eindickung der Gärückstände (bspw. durch Auspressen) verursacht zwar zusätzliche Kosten, kann andererseits aber Transportkosten einsparen, da der Gärückstand größtenteils aus Wasser besteht.

1.7 Konzepte der Fermentiertechnik bei der Nassvergärung

Die Bauweise des Fermenters richtet sich vorrangig nach der Art, der Zusammensetzung und der physikalischen Struktur der Gärgüter. Folgende Fermenterbauarten werden in der Praxis am häufigsten eingesetzt (siehe nachfolgende Abbildung):

- Stehende Beton- oder Stahlbehälter mit höhen- und seitenverstellbaren Propellerrührwerken, so genannte **voll durchmischte Einkammerbehälter**,
- stehende, **selbstmischende Zweikammerbehälter** aus Beton oder Stahl und
- liegende Beton- oder Stahlbehälter mit Rührwelle („**Pfropfstromfermenter**“).

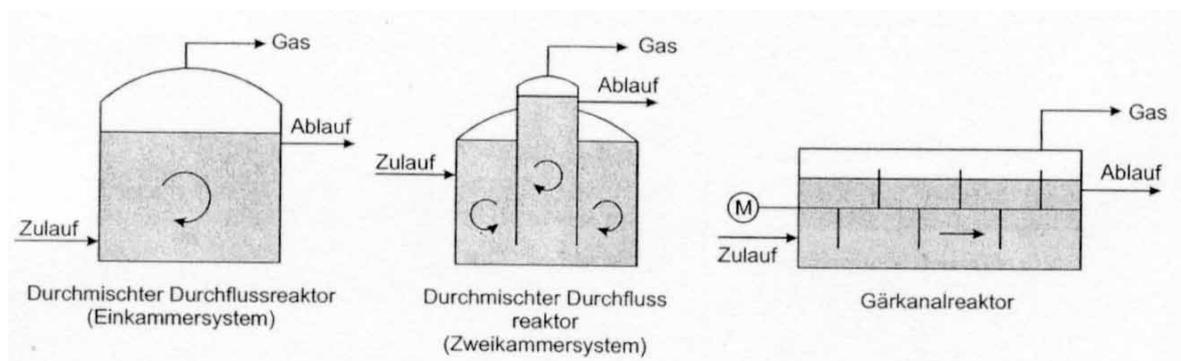


Abbildung 14: Typische Fermenterbauweisen in der Praxis [Weihenstephan (2001)].

Fermenterbauweisen

Die am häufigsten eingesetzten Fermenterbauweisen sind zylindrische, stehende Fermenter mit mechanischen (ev. auch pneumatischen) Rührwerken (im obigen Bild links). Der Trockensubstanzgehalt des Inputmaterials sollte bei diesem Typ nicht über 14 % liegen, sonst ist die notwendige Pumpfähigkeit nicht mehr gegeben.

Bei den selbstmischenden Zweikammerbehältern (Bildmitte) erfolgt die Durchmischung durch den Gärprozess selbst. Durch den sich aufbauenden Gasdruck im Außenringraum wird Substrat in den Innenraum nach oben gedrückt. Die nach oben gedrückte Masse kann durch ihre Lageenergie, über entsprechende Leitsysteme, zur Durchmischung des ganzen Behälters dienen. Diese Fermenterbauweise eignet sich vorwiegend für weniger grob strukturiertes Material.

Der Rohrfermenter (rechts im obigen Bild) wird bei Substraten mit sehr ausgeprägter Neigung zur Sinkschicht- oder Schwimmschichtbildung bevorzugt verwendet (z. B. bei Hühnergülle). Außerdem sind (je nach Konstruktion) angemischte Substrate mit bis zu 25 % Trockensubstanz vergärbar. Durch die räumliche Trennung von rohem und fast ausgegorenem Substrat sind zudem kürzere Verweilzeiten möglich. Aus technisch-wirtschaftlichen Gründen werden liegende Reaktoren meist jedoch nur bis zu einer Reaktorgröße von ca. 200 – 300 m³ eingesetzt.

Fermenterkonzepte

Im Wesentlichen gibt es zwei unterschiedliche Konzepte bei der Fermentiertechnik, mit beiden lassen sich ähnlich stabile Abbauraten und Biogasausbeuten erzielen. Die typischen **landwirtschaftlichen Fermenter** (siehe nachfolgende Abbildung) sind flache Bodenbehälter (häufig auch teilweise in die Erde versenkt) mit einer Höhe von vier bis sechs Metern und einem Durchmesser von bis zu 20 m (typische Standard-Güllebehälter). Größere Höhen lassen sich zudem mit den zumeist eingesetzten Standardrührwerken schlecht durchmischen, zudem treten hier zunehmend Probleme mit der Wärmeverteilung im gesamten Behälter auf. Übliche Einzelbehälter-Volumina liegen zwischen 500 und 1.200 m³.

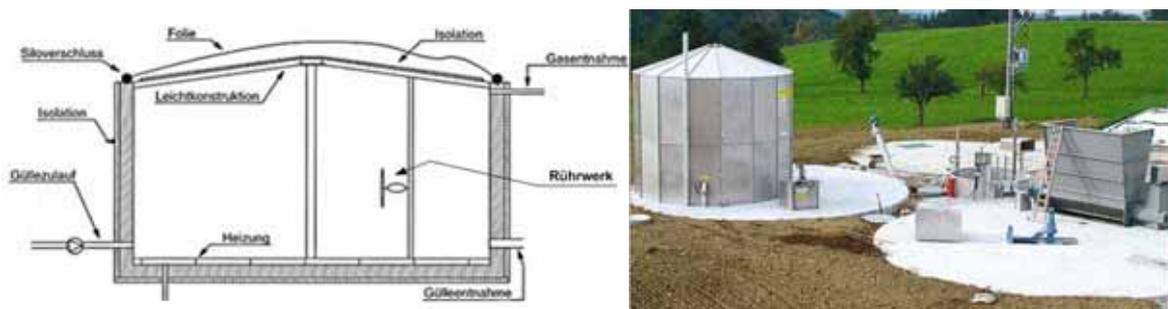


Abbildung 15: Bild links: Schema eines landwirtschaftlichen Betonfermenters [BIZ (2003)]; Bild rechts: Realisierter landwirtschaftliche Betonfermenter [Kirchmeyr (2003)].

Die Durchmischung des Fermenterinhalt erfolgt über ein oder mehrere Tauchmotorrührwerke (TMRs), die je nach Bedarf an- und ausgeschaltet werden (bspw. alle drei Stunden für eine Viertelstunde). D. h., dass die Substratsäule abgesetzt in Bewegung versetzt wird. TMRs werden dabei höhenverstellbar und schwenkbar angeordnet. Innen an oder in der Behälterwand sind Kunststoff- oder Stahlrohrleitungen angebracht, durch die das Niedertemperatur-Wasser aus dem Blockheizkraftwerk (BHKW) gepumpt wird. So erfolgt der

Wärmeeintrag in das Substrat. Das Rohsubstrat wird kalt in den Fermenter eingetragen, v. a. im Winter kann dies lokal zu einer Reduktion der Leistungsfähigkeit der Biologie führen.

„Dänische Technik“

Bei der **dänischen Technik**⁶ (siehe nachfolgende Abbildung) werden die Behälter zumeist aus emaillierten Stahlblechen gefertigt und erreichen Einzel-Volumina bis ca. 5.000 m³. Durchmesser von über 15 m und Höhen von über 20 m sind technischer Standard.

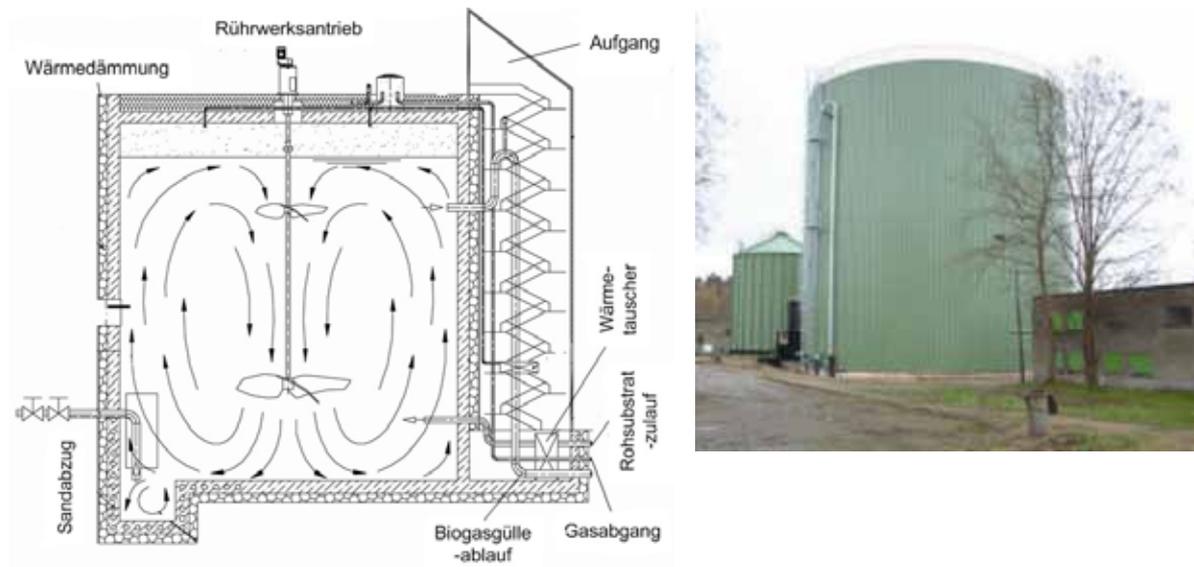


Abbildung 16: Bild links: Schema eines betonierten Fermenters mit dänischer Technik [nach Entec (2003)]; Bild rechts: Realisierter Fermenter [Entec (2003)].

Das Rührwerk ist hier zentral auf dem Dach befestigt und hängt mit seinem gesamten Gewicht daran. Da es nicht nach unten abgestützt wird, fängt das Dach zudem die gesamten Kräfte und Momente aus der Rührbewegung ab. Das Rührwerk arbeitet kontinuierlich, die Substratsäule bleibt daher ständig in Bewegung. Der Wärmeeintrag erfolgt hier über einen Wärmetauscher, der verfahrenstechnisch vor dem Fermenter angeordnet ist. In diesem Wärmetauscher wird das Rohsubstrat im Gegenstromverfahren mit dem Warmwasser aus dem BHKW aufgeheizt und vorgewärmt in den Fermenter eingetragen (siehe nachfolgende Abbildung). Zum Einstellen der optimalen Temperatur im Fermenter wird das Substrat aus dem Fermenter über die Wärmetauscher solange im Kreis gepumpt, bis das Temperaturoptimum erreicht ist. Zusätzlich besteht auch die Möglichkeit, Wärme aus dem Gärückstand zur Vorwärmung des Rohsubstrates einzusetzen.

⁶ „Dänische Technik“ ist kein terminus technicus, findet sich aber häufig in der Literatur.



Abbildung 17: Externe Temperierung des Gärgutes mittels Wärmetauscher [Harasek und Tretter (2003)].

Nach [Fischer und Krieg (2002)] ergibt sich bei der dänischen Technik – laut einer rechnerisch durchgeführten Untersuchung anhand von Modellfermentern – für die Durchmischung im Fermenter, ein etwas höherer elektrischer Verbrauch. Auch der Pumpaufwand für die Durchleitung des angewärmten Substrats durch den externen Wärmetauscher bewirkt beim dänischen System einen zusätzlichen Stromverbrauch. In Bezug auf die benötigte Wärmemenge zur Aufrechterhaltung des Gärprozesses liegt, unter vergleichbaren Bedingungen, die dänische Technik günstiger. Dies ist v. a. darauf zurückzuführen, dass die dänische Rührwerkstechnik größere Fermentervolumen und damit geringere Oberflächen erlaubt, als die, v. a. in landwirtschaftlichen Kleinanlagen verbreitete. Die Abstrahlverluste werden damit bei größeren Anlagen tendenziell geringer. Eine Gesamtbewertung der dänischen und der landwirtschaftlichen Fermentertechnik zeigt, dass in Deutschland Biogasanlagen mit dänischer Technik, v. a. bei größeren Anlagen (laut Modellrechnung ab 20.000 m³ Durchsatz pro Jahr) tendenziell weniger kapital- und betriebskostenintensiv sind, als vergleichbare Anlagen mit landwirtschaftlicher Technik.

Weiterer Forschungsbedarf

Neben dem Forschungsbedarf zur technisch/ökonomischen Optimierung der Fermentiertechnik (und deren Dimensionierung) gibt es auch Bedarf bei der Anlagensteuerung zur Optimierung der biochemischen Vorgänge im Fermenter. Landwirtschaftliche Biogasanlagen werden häufig allein unter anlagentechnischen Gesichtspunkten geplant und vielfach als „Blackbox“ betrieben. Bei Großanlagen existiert bereits häufig eine zentrale Steuerung der Biogasanlage. Dabei können von einem Leitstand aus alle Pumpen und Rührwerke betätigt, Prozessdaten wie Durchflussmengen, Gasmengen und Gasqualität erfasst, Temperaturen überwacht, alle Inputstoffe erfasst und sämtliche Daten visualisiert und dokumentiert werden.

Mittelfristig wird eine Standardisierung und Weiterentwicklung des Biogasprozesses nur möglich sein, wenn die Vorgänge im Innern des Reaktors transparent und steuerbar werden. Ein Beispiel: Mit der Software „Anaero-Control“ (Steuerung von Biogas-Fermentationen mittels optischer Sensoren und neuronaler Netze) des Instituts für Angewandte Mikrobiologie⁷) ist

⁷ Interuniversitäres Forschungsinstitut für Agrarbiotechnologie (IFA-Tulln).

eine Optimierung der biochemischen Vorgänge im Fermenter prinzipiell möglich [Holubar (2003)]. Im Laborversuch ergeben sich, nachgewiesenermaßen, erhöhte Prozessstabilität und Biogasausbeuten. Die Problematik liegt in der Praxis bisher darin, dass dazu täglich verschiedene Parameter wie: Chemischer Sauerstoffbedarf (CSB), Trockensubstanz (TS) und organische Trockensubstanz (oTS) des Zulaufes, oTS im Reaktor, Biogasproduktion, Methangehalt, Fettsäuren, gemessen werden müssen – dies verursacht Kosten, die sich möglicherweise erst bei größeren Anlagen rentieren. Für kleinere BGAs besteht daher noch Forschungsbedarf, brauchbare Alternativen zur Steuerung des Biogasprozesses zu entwickeln. Manche Biogasanlagenbauer bieten mittlerweile schon Systeme an, die ein Minimum an Prozesskontrolle und Einflussnahme ermöglichen.

1.8 Alternative zur konventionellen Nassvergärung?

Neben der in diesem Artikel beschriebenen Nassvergärung gibt es v. a. in der Schweiz und in Deutschland Versuche, bzw. bereits realisierte Pilotanlagen, mit unterschiedlichen Verfahren zur „Trockenvergärung“ von Festmist, Energiepflanzen und ähnlich trockenen Substraten. Bei der Trockenvergärung können Substrate mit TS-Gehalten von mehr als 25 % (bis zu 50 % TS) verwertet werden [BIZ (2003)].

1.8.1 Verwertung des Biogases

Das vom Fermenter (oder Nachfermenter) kommende Roh-Biogas ist üblicherweise mit Wasser gesättigt. Der Anteil an Wasser, der im Roh-Biogas in Form von Wasserdampf enthalten ist, hängt in erster Linie vom Temperaturniveau ab. Bei einer Temperatur von 35° C liegt der Volumenanteil bspw. bei rund 5 %. Das Roh-Biogas enthält daneben noch mitgerissene Partikel und Flüssigkeitstropfen. Flüssigkeit, die sich in Gasleitungen ansammeln kann, kann in Verbindung mit einigen Gasbegleitstoffen (v. a. H₂S, NH₃ und H₂) erhebliche korrosive Wirkung erzeugen. Noch vor einer Weiterbehandlung des Biogases muss dieses daher zumindest entfeuchtet werden.

1.8.2 Aufbereitung und Reinigung

Zu diesem Zweck werden bei konventionellen Biogasanlagen immer **Kondensatabscheider und Schmutzfilter** eingesetzt. Mit Hilfe des Schmutzfilters werden mitgerissene Feststoffe aus dem Gasstrom entfernt. Die Kondensatabscheidung, vorwiegend eine Aerosolabscheidung, dient der Unterbindung der Vereisung von Gasleitungen im Winter und der Vermeidung von Korrosion. Meist wird das warme, wasserdampfgesättigte Roh-Biogas beim Verlassen des beheizten Fermenters (und des Nachgärbehälters) auf eine kühlere Umgebung treffen, wodurch Wasser kondensieren wird. Eine geeignete Umgebung für eine ausreichende Kondensatabscheidung kann in Form von erdverlegten Gasleitungen (mind. 1 % Gefälle auf 50 m und mehr) und/oder in Form von Kiestöpfen geschaffen werden. In Kiestöpfen (Koaleszenzfiltern) können neben der Flüssigkeitstropfen- und Schwebstoffabscheidung auch gleich die Funktionen Überdrucksicherung und Flammenrückschlagsicherung integriert sein.

Die **Entschwefelung** (H₂S-Entfernung) kann ebenfalls ein wichtiger Bestandteil der Gasreinigung sein. Schwefelwasserstoff (H₂S) entsteht bei der biologischen Umwandlung aus dem anorganisch und organisch gebundenen Schwefel in den Stoffwechselprodukten im Fermenter und aus dem Schwefel der tierischen und pflanzlichen Substrate [vgl. Blase et al. (2001)]. Werden bedeutendere Mengen an tierischen Kofermentationsstoffen verwendet, so kann dies zu Schwefelgehalten von bis zu 2 Vol.-% (je nach Eiweißgehalt) führen. Biogas aus

landwirtschaftlichen Biogasanlagen, deren Hauptsubstrat Gülle darstellt, besitzt gewöhnlich eine H₂S-Konzentration im Bereich zwischen 2.000 und 6.000 ppm⁸ (0,2 und 0,6 Vol.-%) [vgl. Schneider (2000)]. Bei der Vergärung von Energiepflanzen treten (in Abhängigkeit vom Eiweißgehalt der Pflanzen) mitunter nur sehr geringe H₂S-Konzentrationen auf (oft deutlich unter 100 ppm).

H₂S ist giftig, stinkt nach faulen Eiern und wirkt stark korrosiv auf Anlagenteile, v. a. bei erhöhten Konzentrationen, Temperaturen und Drücken, und in Verbindung mit Wasser. Höhere Schwefelwasserstoffkonzentrationen im Biogas sind auch deshalb problematisch, da bei der Verbrennung Schwefeloxide entstehen. Diese wirken ebenfalls verstärkt korrodierend auf metallische Anlagenteile, versauern das Motoröl in Verbrennungsmotoren und verursachen sauren Regen in der Atmosphäre.

Die Abtrennung des H₂S im Gas kann mittels chemischer, physikalischer oder biologischer Verfahren erfolgen. Aufgrund der relativ geringen Gasmengen bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden hoch entwickelte industrielle Waschanlagen, bei denen das abgeschiedene H₂S-reiche Gas (Abgas) weiter veredelt wird (bspw. zur Schwefelproduktion für die chemische Industrie), nicht angewendet. Grundsätzlich lassen sich H₂S-Anteile aus dem Roh-Biogas daher im Fermenter (durch Zugabe von Eisenoxid, oder Einblasen von Luft), oder auch durch Verfahren außerhalb des Fermenters (bspw. durch biologische Oxidation in Biotropfkörpern oder Adsorption an Aktivkohle) entfernen. Die Wahl des optimalen Verfahrens hängt dabei von der Gasmenge (Biogasanlagengröße), dem Gasdruck, dem notwendigen Entschwefelungsgrad und der Entschwefelungstemperatur ab.

1.8.3 Biogasverstromung

Nach dem Verlassen des Reaktors wird das Biogas somit von Schaum, sonstigen Partikeln, Kondensat und wenn notwendig von Schwefelwasserstoff befreit und gelangt in den **Gasspeicher**. Von dort aus wird das Biogas zum **BHKW** geleitet und zumeist auch gleich vor Ort verstromt. Der erzeugte **Ökostrom** kann, vorausgesetzt, dass die Anlage als Ökostromanlage genehmigt wurde, gegen Erhalt der für die Anlage geltenden Einspeisetarifhöhe, ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden.⁹

In der Pionierzeit der Biogasverstromung kamen häufig BHKWs in Form von gewöhnlichen Benzin Otto-Motoren (ummodifizierte, gebrauchte Pkw-Motoren) mit einem elektrischen Wirkungsgrad (η_{el}) von ca. 20 % zum Einsatz. In der Vergangenheit waren viele der installierten, v. a. kleineren und mittleren, BHKWs Zündstrahlmotoren (Dieselmotore, vorwiegend aus dem Traktor- und Lkw-Bau) mit einem η_{el} in Höhe von 32 – 38 %. Bei dieser Motorenbauart wird mit dem Biogas-Luft-Gemisch Zündöl, meist Heizöl, in den Brennraum eingespritzt. Der energetische Anteil des Heizöls beträgt dabei bis zu 10 % der Brennstoffwärmeleistung.

Neben den Zündstrahlmotoren werden heute, v.a. im Nennleistungsbereich über 250 kW_{el}, BHKWs mit speziell für die Verwertung von gasförmigen Brennstoffen entwickelten

⁸ Die Angabe der Konzentration kann entweder in Volumenkonzentration (ppm bzw. ml/m³) oder in einer Massenkonzentration (mg/m³) erfolgen. Die Konzentrationen können jedoch ineinander umgerechnet werden – für Schwefelwasserstoff gilt: 1 ppm H₂S = 1,42 mg/m³.

⁹ Grundsätzlich kann für den gesamten erzeugten Ökostrom der Einspeisetarif geltend gemacht werden, sofern dieser in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird.

Gasotomotoren eingesetzt. Im Bereich der kommerziell erhältlichen BHKWs können mit Gasotomotoren die höchsten Wirkungsgrade erzielt werden. Sie sind bei ihrer Anschaffung zwar etwas teurer, erreichen dafür aber elektrische Wirkungsgrade von 35 – 40 % (bis zu 43 % bei Anlagen im MW-Bereich).

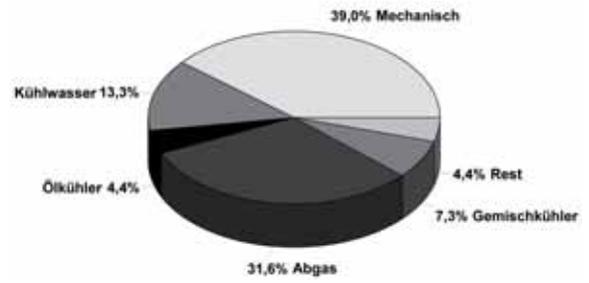


Abbildung 18: Achtzylinder-Gasottomotor mit Generator (330 kW Nennleistung); Bild links: Abbild der Anlage; Bild rechts: Wärmebilanz der Anlage [Herdin (2002)].

In der Studie „BHKW-Kenndaten 2001“ von [ASUE (2001)] werden Daten von 16 europäischen BHKW-Anbietern – und davon insgesamt Daten zu 95 **Biogas-BHKW-Modulen** im Leistungsbereich von 13 – 7.700 kW_{el} – dargelegt. Die in nachfolgender Abbildung 19 dargestellten BHKW-Wirkungsgrade beruhen auf den Daten dieser 95 Biogas-BHKWs.

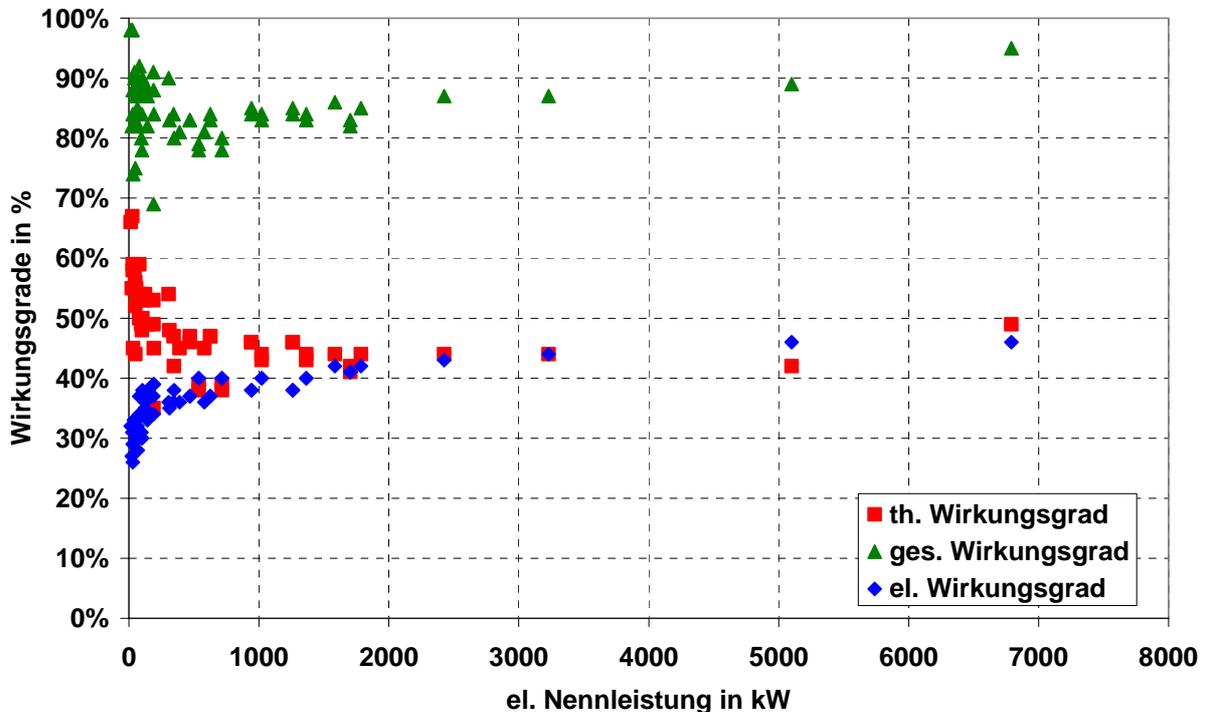


Abbildung 19: Wirkungsgrade von Biogas-BHKW-Anlagen [ASUE (2005)].

Die in der obigen Grafik dargestellten Verteilungen der elektrischen und thermischen BHKW-Wirkungsgrade weisen einen mit zunehmender BHKW-Leistung zunehmenden elektrischen Wirkungsgrad und fallenden thermischen Wirkungsgrad aus.

Die Summe aus elektrischem (bzw. mechanischem) und thermischem Wirkungsgrad liegt bei modernen BHKWs zwischen 85 und 90 %, der Rest sind nicht verwertbare Energieverluste. Abbildung 19 zeigt, dass beim BHKW ca. 40 bis 60 % der chemisch gebundenen Energie im Biogas in Form von verwertbarer **Niedertemperatur-Abwärme** anfallen (mit < 120° C). Die Abwärme kann, bis auf jenen Teil der für die Beheizung des Reaktors (und ev. des Nachgärbehälters), d. h. für die Aufrechterhaltung des Biogasproduktion (als Prozesswärme) dient, anderweitig verwendet (manchmal auch verkauft) werden. Der Anteil der für die Biogaserzeugung benötigten Wärmemenge beträgt – je nach Größe, Wärmedämmung und technologischem Konzept der Anlage – weniger als zehn bis mehr als 20 Prozent der chemisch gebundenen Energie im Rohgas. Größere Anlagen benötigen dabei, aufgrund des besseren Oberflächen/Volumenverhältnisses und der damit geringeren Wärmeverluste, tendenziell weniger Prozesswärme.

- Amon T., Jeremic D., Amon B., Boxberger J., Hackl E., Moitzi G., Kryvoruchko V., Hopfner-Sixt K. und Eder M.: Biogas – noch viel Potential für die neue Anlagentechnik. Top-Agrar Österreich Journal. Ausgabe 12 (2001).
- Amon Thomas: Praxisrelevante Neuigkeiten aus der Forschung. Vortrag bei der 2. österreichischen Biogastagung. Bruck an der Mur (2003).
- ASUE: BHKW-Kenndaten 2005 – Module, Anbieter Kosten. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE). Verlag Rationeller Energieeinsatz, Kaiserslautern (2005).
- BIZ: Biomasse-Infozentrum. www.biomasse-info.net (2003).
- Blase Tobias, Gerstmayr Bernhard, Schmalschläger Thomas: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz der Stadtwerke München (Kurzfassung). Stadtwerke München GmbH, München (2001).
- Claas: Landmaschinenfabrik Claas. www.claas.com (2003).
- Entec: Das Entec „Grasspower“ Paket – Infobroschüre aus dem Jahr 2002. www.biogas.at (2003).
- Fischer T. und Krieg A.: Warum bauen wir eigentlich so schlechte Biogasanlagen? Biogas – die universelle Energie von morgen, 11. Jahrestagung des Fachverband Biogas e.V.. Borken bei Kassel (2002).
- Graf Walter: Infomaterial, bereitgestellt durch Dr. Harasek Michael. TU Wien (2003).
- Harasek Michael und Tretter Herbert: Teilnehmer an der vom Swedish Gas Center organisierten „EU-Altener – Swedish Biogas Study Tour“ mit Schwerpunkt Biogasaufbereitung und -verwertung. 30. bis 31. Jänner 2003, Schweden (2003).
- Herdin Günther R.: Standesanalyse des Gasmotors im Vergleich zu den Zukunftstechniken (Brennstoffzellen und Mikroturbine) bei der Nutzung von aus Biomasse gewonnenen Kraftstoffen. Jenbacher AG Austria (2002).
- Holubar Peter: Steuerung von Biogasanlagen. Protokoll zur gleichnamigen Open Space Diskussionsrunde bei der 2. österreichischen Biogastagung. Bruck an der Mur (2003).
- Kirchmeyr Franz: Was ist bei Biogasanlagen zu beachten. Artikel in „Der Bauer“ (Foto: Lengauer). 15. Jänner 2003.
- ÖKL: ÖKL-Merkblatt Nr. 61: Landwirtschaftliche Biogasanlagen. Österreichisches Kuratorium für Landtechnik (ÖKL). 3. Auflage, Wien (1999).
- Schattner S. und Gronauer A.: Methanbildung verschiedener Substrate – Kenntnisstand und offene Fragen. Gülzower Fachgespräch: „Energetische Nutzung von Biogas: Stand der Technik und Optimierungspotential“. Herausgegeben von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Band 15, 2001. Weimar (2000).

Schneider Ralf, Prechtl Stephan, Winter Hans, Quicker Peter: Mikrobiologische Reduktion des H₂S-Gehaltes von Biogas. Fachbeitrag zur gemeinsamen Fachtagung der Regierung von Niederbayern und der Fachhochschule Deggendorf. Fachhochschule Deggendorf (2000).

Literaturquellen:

- E.V.A.: Grobanalyse zu Möglichkeiten der Biogaserzeugung, -reinigung und -einspeisung in das Erdgasverteilnetz der OMV. Studie im Auftrag der OMV. Energieverwertungsagentur – the Austrian Energy Agency (E.V.A.) (2001).
- Tretter Herbert: Neue Optionen für die Nutzung von Biogas – eine technoökonomische Analyse der Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins österreichische Erdgasversorgungsnetz. Diplomarbeit am Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften der Technischen Universität Wien (2003).
- Hofbauer Hermann: Holzvergasung – Eine Alternative zur fossilen Energiegewinnung. In Lignovisionen, Band 2. Schriftenreihe des Institutes für Holzforschung (ihf), gemeinsam mit dem Verband Holzwirte Österreichs (VHÖ). Wien (2002).
- SGC (Swedish Gas Center), GASTEC N.V., Danish Gas Technology Center: Adding gas from biomass to the gas grid. (Report SGC 118) Swedish Gas Center, Sweden (2001).
- Weiland Peter: Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate. In: Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven. VDI Berichte Nr. 1620. VDI Gesellschaft Energietechnik. Tagung am 19. und 20. Juni 2001 in Hannover. VDI Verlag GmbH, Düsseldorf (2001b).