

1 Einleitung

*Bearbeiter: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft
Dipl.-Ing. agr. Kerstin Jäkel*

1.1	Nutzung des Kreislaufprinzips	3
1.2	Zur Geschichte der Biogasproduktion	5
1.3	Allgemeine Rahmenbedingungen der Biogasnutzung	6
1.3.1	Vorteile der Biogasproduktion	7
1.3.2	Begrenzende Faktoren der Biogasnutzung	8

1 Einleitung

Die Zielstellung der Managementunterlage besteht darin, die ökonomische und ökologische Bedeutung von erneuerbaren Energien, speziell dem Biogas, herauszustellen sowie Wege und Verfahrensweisen zur Erzeugung von Biogas in Sachsen aufzuzeigen.

Nach einer Periode bedenkenlosen Einsatzes von fossilen Energieträgern weiß man, dass sich diese Energiequellen nach heutigem Verbrauch Mitte des kommenden Jahrhunderts erschöpfen werden. Allerdings werden die fossilen Energieträger noch längere Zeit die Basis der Energieversorgung bilden. Diese starke Abhängigkeit kann nach allgemeiner Einschätzung nur schrittweise und langfristig durch den verstärkten Einsatz regenerativer Energieträger abgebaut werden.

Im Vordergrund der Bemühungen um eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen steht das Ziel, fossile Energieträger zu ersetzen. Die ungebremste Nutzung fossiler Energieträger führt zu einer starken Kohlendioxidanreicherung in der Atmosphäre mit weitreichenden negativen Auswirkungen auf das Klima.

Erst der Umweltgipfel in Rio 1992 hatte die weltweite dauerhafte und umweltgerechte Entwicklung zum Kernthema. Die Bundesrepublik Deutschland stellte sich damals zum Ziel, bis zum Jahr 2005 die CO₂-Emission um 25 % im Vergleich zum Jahr 1987 zu senken.

1.1 Nutzung des Kreislaufprinzips

Zur Befriedigung menschlicher Grundbedürfnisse ist der Verbrauch von Energie notwendig.

Dabei ist zukünftig zu beachten, dass

- derzeit die Weltbevölkerung von 4 auf 13 Mrd. Menschen ansteigen kann,
- der Lebensstandard unterschiedlich hoch ist und weiter steigen wird,
- die fossilen Energieträger knapper werden.

Der Sonnenenergie fällt eine Schlüsselposition bei der energetischen Nutzung erneuerbarer Energiequellen zu. Sonnenenergie steht nach menschlichem Ermessen unbegrenzt zur Verfügung. Die Energie der Sonne wird in der Biomasse photochemisch gespeichert. Diese gespeicherte Energie wird durch die mikrobielle Fermentation mit der Entstehung von Biogas letztendlich nutzbar gemacht. Bei diesem Prozess wird lediglich die CO₂-Menge an die Umwelt abgegeben, die vorher von den Pflanzen gespeichert wurde. Es entsteht kein zusätzlicher Treibhauseffekt. Natürlich können auch tierische Stoffe fermentiert werden.

In einer Biogasanlage werden zur energetischen Nutzung häusliche, landwirtschaftliche, organische, gewerbliche und kommunale Stoffe einer anaeroben Gärung unterworfen. Endprodukte dieses Prozesses sind Biogas und Faulschlamm, der durch seinen Nährstoffgehalt als hochwertiger Dünger eingesetzt werden kann.

Vom Wachsen der Futterpflanzen über den Verzehr durch landwirtschaftliche Nutztiere und deren Fäkalien bis zur Biogasproduktion als Energiequelle, und der Wiederverwendung des Faulschlammes als Dünger, hat sich der natürliche Stoffkreislauf geschlossen.

Die anaerobe Behandlung dieser Stoffe in einer Biogasanlage kann also zur preiswerten Energieumwandlung und zu einem geschlossenen Stoffkreislauf beitragen. Damit kommt den Biogasanlagen auch eine infrastrukturelle Bedeutung bei der Abfallbeseitigung, Energieerzeugung und Emissionsminderung zu.

Bereits seit erdgeschichtlichen Zeiten gibt es Methanisierungsprozesse. Die Höhe der natürlichen Entstehung von Methan, zum Beispiel in Sümpfen und überschwemmten Gebieten, war wahrscheinlich ausgeglichen mit dem Methanabbau. Dieses Gleichgewicht ist jedoch heute gestört. Der ständige Anstieg der Nutzung fossiler Energien, des Reisanbaus und der Rinderhaltung tragen zur Störung des Gleichgewichts bei. Der Abbau von CH_4 in der Atmosphäre geschieht nur sehr langsam. Methan verbraucht bei der Oxidation zu CO_2 und H_2O Ozon, wodurch das Ozonloch in der Stratosphäre vergrößert wird, was wiederum die Erwärmung der Erdatmosphäre zur Folge hat. Damit wird CH_4 zu einem der wichtigsten Treibhausgase (mit ca. 20 % beteiligt).

Abbildung 1.1 CO_2 -Kreislauf

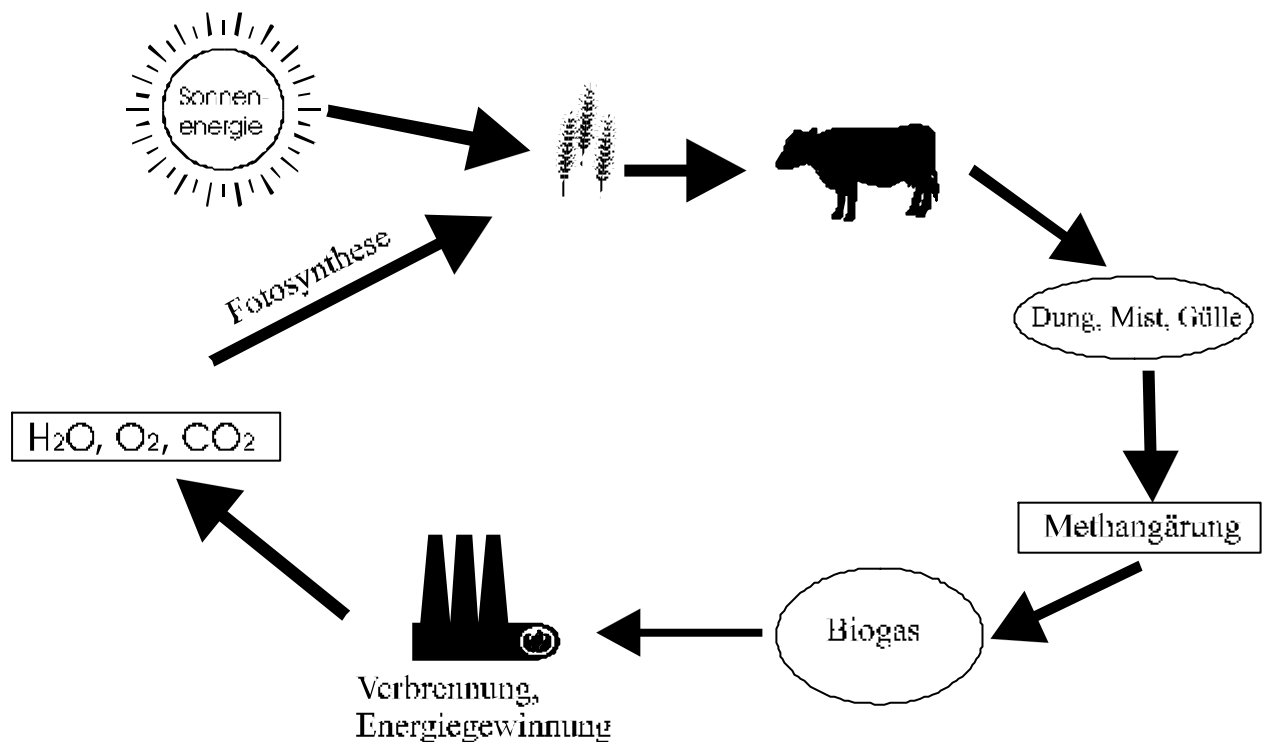
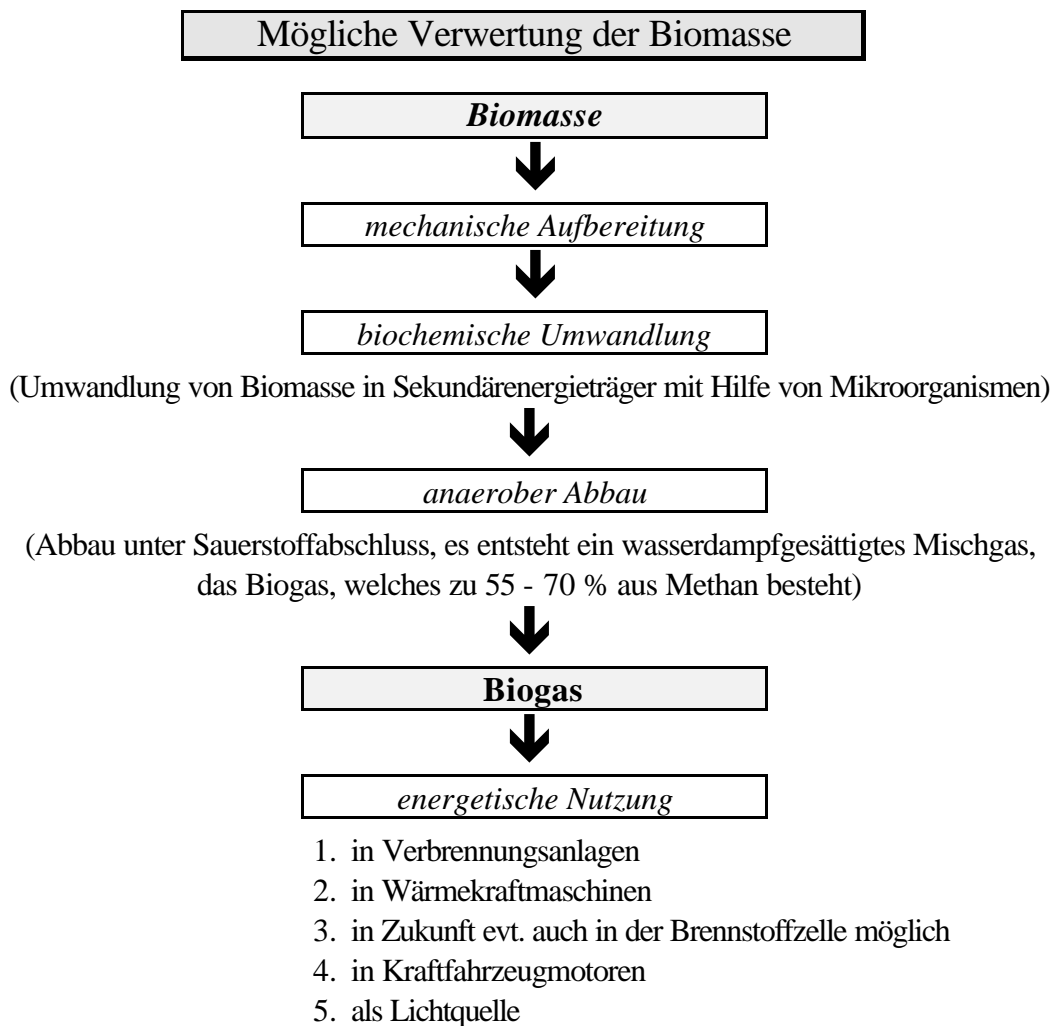


Abbildung 1.2 **Mögliche Verwertung der Biomasse**



1.2 **Zur Geschichte der Biogasproduktion**

Weltweit betrachtet ist die Biogasgewinnung derzeit gering. Lediglich in China (sehr viele Kleinanlagen) und Indien hat sie eine gewisse Bedeutung erlangt. Die Geschichte der Biogaserzeugung begann mit der Entdeckung des Sumpfgases 1776. Die chemische Formel für Methan wurde erstmals 1821 von Avogadro angegeben. Die erste Biogasanlage im großtechnischen Maßstab entstand 1859 in Bombay. Den mikrobiellen Ursprung der Methanbildung erkannten Bechamp (1868) und Popoff (1873). Ende des 19. Jahrhunderts entdeckte man, dass Abwasser mittels anaerober Vergärung geklärt werden kann. Daraufhin entstanden im Ruhrgebiet ab 1906 Abwasserreinigungsanlagen, der erste beheizbare Fermenter entstand. Das anfallende Gas wurde hauptsächlich für die Erzeugung von Licht verwendet. Bis 1937 hatten einige deutsche Städte ihren Fuhrpark auf Biogas umgestellt, auch die Müllabfuhr der Stadt Zürich fuhr bis zur Erdölkrise 1973 mit Biogas.

Insgesamt spricht man von 3 Phasen, in denen die Biogaserzeugung einen Aufschwung erfuhr:

1. Die erste „Biogasbewegung“ begann in den 50er Jahren. Zuerst wurde Festmist als Grundsubstrat verwendet, Gülle kam erst später hinzu. Es entstanden etwa 50 Anlagen. Ab 1955 wurde Erdöl sehr billig. Der Mineraldüngereinsatz wurde enorm gesteigert. Die meisten Biogasanlagen wurden daraufhin wieder stillgelegt.
2. Die verschärfte Lage auf dem Energiesektor zur Erdölkrise 1973 brachte eine neue Biogaswelle in die Industrienationen. Durch die danach folgenden niedrigen Mineralölpreise wurde die Ausdehnung und Weiterführung der Biogastechnik wiederum stark beeinträchtigt.
3. Die dritte Bewegung begann ab 1990. Hier sorgte vor allem das neue Stromeinspeisegesetz für einen neuen Aufschwung. Zusätzlich wurden die Bedingungen für Biogasanlagen verbessert durch:
 - die Zunahme von Fachkompetenz,
 - die Verbesserung der Motorentechnik,
 - den Bau kostengünstiger Anlagen,
 - den Anstieg der Kofermentation und durch
 - die größere Beachtung umweltrelevanter Gesichtspunkte in der Landwirtschaft.

In Deutschland gibt es zur Zeit etwa 1.900 Anlagen (Stand 2002), davon überwiegend in Bayern. Der Bundesdurchschnitt der installierten elektrischen Leistung liegt etwa bei 100 kW. Die gesamte installierte elektrische Leistung in Deutschland beträgt etwa 250 MW. In Sachsen sind derzeit rund 30 Anlagen in Betrieb, weitere Projekte zu Biogasanlagen sind in der Planung.

Mit dem Inkrafttreten des geänderten Stromeinspeisungsgesetzes von 1994 wurde die Biogaserzeugung mit einer Kraft-Wärme-Kopplung weiter interessant.

Allerdings kann dieses Verfahren neben der Energiegewinnung wesentlich zur Lösung umweltrelevanter Probleme beitragen. Daher hat die Biomethanisierung für die Behandlung von Flüssigmist sowie für die Entsorgung der organischen Rest- und Abfallstoffe bei der Verarbeitung von landwirtschaftlichen Produkten eine gewisse Bedeutung erlangt.

1.3 Allgemeine Rahmenbedingungen der Biogasnutzung

Die Biogastechnologie ermöglicht die verantwortungsvolle Nutzung der natürlichen Ressourcen und stellt eine Möglichkeit dar, die bisher ungenutzten natürlichen Kreisläufe des biologischen Materieabbaues sinnvoll zu nutzen. Die Biogastechnologie verwertet Gülle und biologische Kofermente sowohl stofflich in Form von Wirtschaftsdünger, als auch energetisch in Form von CO₂-neutral erzeugtem Strom und erzeugter Wärme.

Das Ziel einer modernen Gesellschaft muss es sein, Energiegewinnung und Stoffkreisläufe so nahe wie möglich am natürlichen Kreislauf zu orientieren. Der natürliche Kreislauf ist deshalb so sinnvoll, weil er die gesamte Energie aus dem Sonnenlicht gewinnt und sowohl Kohlendioxid-, als auch Stickstoffbilanzen im Gleichgewicht hält.

1.3.1 Vorteile der Biogasproduktion

Um die Akzeptanz von Biogasanlagen in der Bevölkerung zu erhöhen, wäre es von Vorteil, nicht nur den Nutzen für die Landwirtschaft, sondern auch den Nutzen für die Allgemeinheit, insbesondere Klimaschutz und Erhaltung der Lebensgrundlagen auf der Erde, hervorzuheben.

Vorteile für die Volkswirtschaft

- Einsparung von Deponieraum,
- Schonung der Rohstoffressourcen,
- 1 m³ Biogas ersetzt 0,6 l Öl, die bekannten Lager der fossilen Brennstoffe sind Mitte des nächsten Jahrhunderts erschöpft,
- Aufbau eines neuen wachstumsfähigen Wirtschaftssektors,
- aktive Mitwirkung am Umweltschutz,
- Möglichkeit der Lösung des Entsorgungsproblems nach Inkrafttreten der TA Siedlungsabfall, nach welcher biologische Abfälle zu verwerten sind,
- geringere Abhängigkeit vom Ausland durch Eigenenergieversorgung,
- weniger Abwälzung von Kosten auf die Allgemeinheit durch dezentrale Energieversorgung,
- Lösung zur Abfallentsorgung,
- bis auf das Endlager sind Vergärungsanlagen gekapselt, dadurch entsteht im Gegensatz zur Kompostierung eine geringere Geruchsemission,
- die regenerative Energiequelle Biogas ist speicherbar und damit kontinuierlich verfügbar.

Vorteile für die Landwirtschaft / für den Betreiber

- Energiegewinn für den Landwirt,
- Erzeugung von Strom und Wärme für den eigenen Bedarf,
- wirtschaftliche Stabilisierung des landwirtschaftlichen Betriebes,
- entsprechend dem Stromeinspeisungsgesetz wird jede ins öffentliche Netz eingespeiste kWh vergütet,
- der Betreiber einer Biogasanlage kann bei der Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen und / oder biologischen Abfällen im Rahmen der Bioabfallverordnung (Kofermentation) die Biogasausbeute erhöhen, das Endprodukt aufwerten und durch die Abnahme der biologischen Abfälle die finanziellen Einnahmen aus der Entsorgungstätigkeit erweitern.

Vorteile, die durch die Behandlung der Rohgülle entstehen

- ein Teil des organisch gebundenen Stickstoffes wird in die pflanzenverfügbare, mineralische Form umgewandelt, wodurch eine gezieltere Düngung möglich ist,
- Schleimstoffe in Rindergülle, Unkrautsamen und teilweise Krankheitserreger werden abgebaut bzw. abgetötet,
- das Verhältnis von C : N verändert sich positiv,
- die Biogasgülle wird homogener und dünnflüssiger, sie läßt sich somit auch besser ausbringen (geringere Verstopfung), das Eindringen in den Boden wird beschleunigt,
- bei der Kopfdüngung wird die Pflanzenverträglichkeit erhöht, Verätzungen an den Blättern treten nicht auf, weil die niedrigen Fettsäuren zum größten Teil durch die Vergärung abgebaut werden,
- eine wesentlich geruchsärmere Gülle entsteht,
- Nährstoffverluste können bei optimaler Ausbringung gesenkt werden.

1.3.2 Begrenzende Faktoren der Biogasnutzung

Neben den vielen Vorteilen bringt die Biogasproduktion auch einige Risiken mit sich.

- Es gibt bis jetzt noch ungenügende Lösungen für die Wärmeenergienutzung im Sommer.
- Die Errichtung einer Biogasanlage erfordert einen hohen Kapitalbedarf. Es sollten bei der Planung einer Anlage in erster Linie die betrieblichen Gegebenheiten entscheiden. Außerdem sollte vor dem Bau einer solchen Anlage geprüft werden, ob andere Möglichkeiten der Energieeinsparung bestehen und ob die nötigen Investitionen nicht sinnvoller an anderer Stelle genutzt werden könnten.
- Es wird ein relativ hoher Anteil an Prozessenergie, besonders im Wärmebereich, benötigt (durchschnittlich 35 %).
- Es gibt noch vereinzelt technische Probleme, wie zum Beispiel
 - Korrosion und Gasundichtheit,
 - Verstopfungen durch Schwimmdecken und Sinkschichten,
 - Korrosion an Brenner und Motor.

Diese bereiten jedoch bei qualitätsgerechter Ausführung der Anlage geringe Probleme.

- Biogasanlagen - als technische Anlagen - können in mehrfacher Hinsicht zur Gefahrenquelle werden:
 - Eingeatmetes Biogas kann bei ausreichender Konzentration und Einwirkungsdauer zur Vergiftung und Erstickung bis hin zum Tod führen. Bei nicht entschwefeltem Biogas wirkt der Schwefelwasserstoff stark toxisch.
 - Biogas kann im Gemisch mit Luft explodieren, aber nur wenn ein Anteil von 5–12 % Biogas im Gesamtgemisch vorliegt und eine Zündquelle mit einer Temperatur von über 600 °C vorhanden ist.
 - Es besteht Brandgefahr bei einem Biogas-Luft-Gemisch mit über 12 % Biogasanteil.

- Durch sich drehende Teile der Anlage, elektrische Einrichtungen, unter Druck stehende Leitungen und Behälter besteht Unfallgefahr.
- Bei Verwendung externer Abfälle kann es leicht zur Überschreitung gesetzlicher Vorschriften kommen.
- Die Abnahme von kommunalem Bioabfall und die gemeinsame Vergärung mit tierischen Exkrementen in der hofeigenen Biogasanlage kann zu Imageproblemen beim Landwirt führen. Für den Landwirt als Abfallentsorger fehlt oft die Akzeptanz der Öffentlichkeit, was leicht zur Kritik und letztlich zu Absatzrisiken der landwirtschaftlichen Produkte führen kann.
- Seuchenhygienische Risiken können auftreten. Eine Anreicherung von Schadstoffen im Boden durch die Kofermentation kann nicht vollständig ausgeschlossen werden, besonders wenn das angelieferte Material sehr inhomogen ist.
- Je nach Verfahren ist die Entseuchung des Ausgangsmaterials unvollständig.
- Außerdem fordert die Vergärung weiterer organischer Stoffe eine bestmögliche räumliche Trennung von Bioabfall, Tierhaltung und Lagerung von Futtermitteln, um hygienische Risiken von Anfang an auszuschließen. Es besteht ein hoher organisatorischer Aufwand zwischen Abfallerzeuger (Kommune) und Abfallentsorger (Landwirt).

Durch das Einhalten einschlägiger Unfallverhütungs- und Sicherheitsvorschriften kann das von einer Biogasanlage ausgehende Sicherheitsrisiko stark vermindert werden. Vom Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften e. V. wurden Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen zusammengestellt, die auch in einzelnen Bundesländern (Sachsen) Geltung besitzen.

2 Rechtliche Rahmenbedingungen für landwirtschaftliche Biogasanlagen

Bearbeiter: BERATA GmbH

Dipl.-Ing. agr. Andreas Englbrecht Kap. 2.3

Fachverband Biogas e. V.

Dipl.-Ing. Andreas Kretschmer Kap. 2.1.2 - 2.1.6

Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft

Dr. Barbara Dittrich Kap. 2.1.1

Dipl.-Ing. agr. Kerstin Jäkel Kap. 2.1.7

SEF-Energietechnik GmbH

Dr. Tilo Elfruth Kap. 2.2

Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft

Dipl.-Ing. Heinrich Nübel Kap. 2.2

2.1	Umweltrechtliche Rahmenbedingungen	3
2.1.1	Düngemittel- und Abfallrecht	4
2.1.1.1	Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz (KrW-/AbfG)	4
2.1.1.2	Düngemittelgesetz (DüMG) in der Fassung vom 27.09.1994	7
2.1.1.3	Einordnung von Abfällen nach dem Abfall- und Düngemittelrecht	11
2.1.1.4	Auswirkungen des Abfall- und Düngemittelrechts auf den Betrieb der Vergärungsanlagen	31
2.1.1.5	Zusammenfassung	35
2.1.2	Immissionsschutz	35
2.1.3	Wasser- und Bodenschutz	37
2.1.4	Baurecht	38
2.1.5	Anlagensicherheit	38
2.1.6	Auswahl weiterer Technischer Normen, Richtlinien und Vorschriften	39
2.1.7	Energierrecht	41
2.1.7.1	Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts	41
2.1.7.2	Einspeisung von Strom auf der Grundlage der Biomasseverordnung vom 21.06.2001	43
2.1.7.3	Ökologische Steuerreform	44
2.2	Genehmigungsverfahren zur Errichtung und zum Betrieb von Biogasanlagen in der Landwirtschaft	45
2.2.1	Allgemeines	45
2.2.2	Nicht genehmigungsbedürftige Anlagen	45
2.2.3	Genehmigungsbedürftige Anlagen	45
2.2.4	Genehmigungsverfahren	46

2.3	Steuerliche Aspekte bei der Biogasproduktion und Verwertung	49
2.3.1	Allgemeines	49
2.3.2	Abgrenzung der Land- und Forstwirtschaft bzw. eines Gewerbebetriebes von der Liebhaberei	49
2.3.3	Abgrenzung der Land- und Forstwirtschaft vom Gewerbe	49
2.3.3.1	Grundsätze der Abgrenzung	49
2.3.3.2	Unmittelbare Verwertung organischer Abfälle	52
2.3.3.3	Strukturwandel	52
2.3.4	Folgen gewerblicher Tätigkeiten eines Land- und Forstwirts	52
2.3.4.1	Bei einem als Einzelunternehmen geführten Betrieb	52
2.3.4.2	Bei einer Personengesellschaft	53
2.3.5	Einkommenssteuerliche Beurteilung	54
2.3.5.1	Einordnung als landwirtschaftlicher Nebenbetrieb	54
2.3.5.2	Einordnung als selbständiger Gewerbebetrieb	55
2.3.5.3	Abschreibungsmöglichkeiten	55
2.3.6	Umsatzsteuer	56
2.3.6.1	Land- und forstwirtschaftlicher Nebenbetrieb	56
2.3.6.2	Selbständiger Gewerbebetrieb	57
2.3.7	Gewerbsteuer	58
2.3.7.1	Landwirtschaftlicher Nebenbetrieb	58
2.3.7.2	Selbständiger Gewerbebetrieb	58
2.3.8	Zusammenfassung	58

2 **Rechtliche Rahmenbedingungen für landwirtschaftliche Biogasanlagen**

2.1 **Umweltrechtliche Rahmenbedingungen**

Landwirtschaftliche Biogasanlagen tragen grundsätzlich durch Verminderung von Geruchs-, Lachgas-, und Methanemissionen zur Verbesserung der Umweltsituation und wegen der Erzeugung des regenerativen Energieträgers Biogas zur Ressourcenschonung bei. Unabhängig hiervon unterliegen die landwirtschaftlichen Biogasanlagen den vielfältigen öffentlich-rechtlichen Vorschriften in Gestalt der Bundes- und Landesgesetze, den hierzu erlassenen Verwaltungsvorschriften sowie Technischen Normensetzungen. Es handelt sich hierbei zumeist um Vorschriften, die dem Umweltrecht unmittelbar zuzurechnen sind.

Biogasanlagen unterliegen hinsichtlich ihrer Errichtung einem Prüfungs- und Genehmigungserfordernis, insbesondere durch folgende Rechtsvorschriften:

- Dem **Abfallrecht** (KrW-/AbfG) insoweit, wie Biogasanlagen bei Kofermentation nicht-landwirtschaftlicher biologischer Reststoffe generell den Recyclinganlagen zugerechnet werden und dem **Düngemittelrecht** (DMG) hinsichtlich des Einsatzes von Biogasgülle als Wirtschaftsdünger,
- dem **Immissionsschutzrecht** (BImSchG) insoweit, wie landwirtschaftliche Biogasanlagen bei einer funktionalen Einheit mit einem BHKW größer 1 MW Feuerungswärmeleistung nach § 4 BImSchG in Verbindung mit der 4. BImSchV als genehmigungsbedürftige Anlagen angesehen werden,
- dem **Wasserhaushaltsrecht** (WHG) insoweit, wie der Grundwasserschutz beim Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (die erforderlichen Betriebsstoffe Öle und Fette bspw.) und der Umgang und die Ausbringung von Gülle wasserrechtlichen Anforderungen unterliegen,
- dem **Naturschutzrecht** (BNatSchG), wenn durch die Errichtung der Biogasanlage die Schutzgüter Flora und Fauna berührt sind,
- dem **Baurecht** (BauGB) insoweit, wie es sich bei der Errichtung der Anlage um einen Neubau oder eine wesentliche Nutzungsänderung bestehender baulicher Anlagen handelt,
- der **Anlagensicherheit** und
- dem nicht zu den umweltrechtlichen Vorschriften im engeren Sinn zuzurechnenden **Energierecht** (EWG, EEG) (vgl. Kapitel 2.1.7 und 5).

2.1.1 Düngemittel- und Abfallrecht

Folgende Gesetze und Verordnungen regeln die landbauliche Verwertung anaerob behandelter Reststoffe:

- Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz (KrW-/AbfG) vom 27.09.94
- Klärschlammverordnung (AbfKlärV) in der Fassung vom 06.03.97
- Bioabfallverordnung (BioAfV) in der Fassung vom 21.09.98
- Düngemittelgesetz (DüMG) in der Fassung vom 27.09.94
- Düngemittelverordnung (DüMV) in der Fassung vom 16.07.97
- Düngeverordnung (DüVO) in der Fassung vom 16.07.97
- TA Abfall
- TA Siedlungsabfall
- Tierkörperbeseitigungsgesetz

2.1.1.1 Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz (KrW-/AbfG)

Das Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz hat das Abfallgesetz vom 27.08.86 abgelöst und ist in allen Teilen am 07.10.97 in Kraft getreten. Grundlage des neuen Abfallrechtes ist die EG-Abfallrichtlinie 91/156 EWG vom 18.03.91, die hiermit in nationales Recht umgesetzt wird.

Die Vorschriften des KrW-/AbfG gelten nicht für Stoffe, die nach dem

- Tierkörperbeseitigungsgesetz,
- Fleischhygiene- und Geflügelfleischhygienegesetz,
- Lebensmittel- und Bedarfsgegenstände-gesetz,
- Milch- und Margarinegesetz oder dem
- Tierseuchengesetz

zu beseitigen sind.

Biogas- bzw. Kofermentationsanlagen erlangen durch das KrW-/AbfG eine zunehmende Bedeutung, da neben der Vermeidung von Abfällen die stoffliche Verwertung oder die Gewinnung von Energie im Vordergrund steht (§§ 5 und 6 KrW-/AbfG).

Der Gesetzgeber listet in dem Anhang II B des KrW-/AbfG eine Reihe von Verfahren für die Verwertung von Abfällen auf. Die Vergärung und anschließende Verwendung der Gärrückstände im Bereich der Düngung ist danach als Verwertung folgendermaßen abgedeckt:

- R 9 Verwendung als Brennstoff oder andere Mittel der Energieerzeugung,
- R 10 Aufbringung auf dem Boden zum Nutzen der Landwirtschaft,
- R 11 Verwendung von Rückständen, die bei einem o.g. Verfahren gewonnen werden.

Im § 8 KrW-/AbfG sind die Grundregeln für die Verwertung von Abfällen im Bereich der landwirtschaftlichen Düngung festgelegt.

Das Bundesumweltministerium wird ermächtigt, durch Rechtsverordnungen im Einvernehmen mit dem Bundeslandwirtschaftsministerium und dem Bundesgesundheitsministerium detaillierte Anforderungen an die Abgabe und die Aufbringung hinsichtlich der Schadstoffe festzulegen.

Insbesondere können Regelungen wie Verbote, Beschränkungen sowie Vorgaben zur Untersuchung der Abfälle, Maßnahmen zur Vorbehandlung dieser Stoffe oder geeignete andere Maßnahmen verordnet werden.

Für Wirtschaftsdünger gilt dies insoweit, als das Maß der guten fachlichen Praxis überschritten wird.

Wirtschaftsdünger, die als Nebenerzeugnis der landwirtschaftlichen Produktion "erzeugt" und landwirtschaftlich verwertet werden, sind weder zum Zeitpunkt ihres Anfalles, noch bei ihrer Aufbringung auf die Fläche Abfälle im Sinne des Abfallrechtes (**ehemals § 15 Abfallgesetz - Mengengrenzung**).

Als untergesetzliches Regelwerk zu § 8 KrW-/AbfG sind zu nennen:

- die Klärschlammverordnung in der Fassung vom 06.03.97 und
- die Bioabfallverordnung in der Fassung vom 21.09.98

- **Klärschlammverordnung (AbfKlärV) in der Fassung vom 06.03.1997**

In der Klärschlammverordnung sind die Regeln für eine ordnungsgemäße und schadlose Verwertung von Klärschlämmen in der Landwirtschaft aufgestellt.

Klärschlamm, Klärschlammkomposte und -gemische dürfen auch nach einer aeroben oder anaeroben Behandlung nur dann landwirtschaftlich verwertet werden, wenn sie nach der Klärschlammverordnung untersucht wurden. Die vorgegebenen Grenzwerte für die Schwermetalle (Cadmium, Blei, Kupfer, Zink, Chrom, Nickel und Quecksilber), die Summe der halogen organischen Verbindungen (AOX), die polychlorierten Biphenyle (PCB) sowie polychlorierten Dibenzodioxine/Dibenzofurane (PCDD/PCDF) sind einzuhalten.

Neben der Klärschlammuntersuchung ist auch der Boden vor der ersten Aufbringung und danach in bestimmten Abständen auf die Schwermetalle, den pH-Wert und die pflanzenverfügbaren Nährstoffe Phosphor, Kalium und Magnesium zu untersuchen.

Wird Schlamm aus der Kleinkläranlage eines landwirtschaftlichen Betriebes auf betriebs-eigene Ackerflächen ausgebracht, so sind nach der Klärschlammverordnung die Vorschriften über die Bodenuntersuchung (Schwermetalle und Nährstoffe), die regelmäßige Untersuchung des Schlammes auf Schwermetalle und organische Schadstoffe nicht anzuwenden. Es ist lediglich eine Untersuchung des Schlammes auf Schwermetalle, AOX und Nährstoffe vor der ersten Aufbringung durchzuführen. Die Ergebnisse sind der zuständigen Abfallbehörde und der landwirtschaftlichen Fachbehörde unverzüglich zuzuleiten. Grundsätzlich dürfen innerhalb von 3 Jahren nicht mehr als 5 Tonnen TM/ha Klärschlamm im Rahmen der guten fachlichen Praxis beim Düngen aufgebracht werden.

Neben dieser Mengenbeschränkung, die auch für die Verwertung von Schlamm aus der Kleinkläranlage eines landwirtschaftlichen Betriebes auf betriebseigenen Flächen gilt, sind folgende Aufbringungsverbote zu beachten:

Kein Klärschlamm

- auf Gemüse- und Obstanbauflächen,
- auf Dauergrünland,
- auf Flächen in den Wasserschutzzonen I und II,
- auf einen Uferrandstreifen (10 Meter).

- **Bioabfallverordnung (BioAbfV) in der Fassung vom 21.09.1998**

Regelungsinhalt der Verordnung ist die Verwertung von unbehandelten und behandelten Bioabfällen im Rahmen der landwirtschaftlichen Düngung. Der Einsatz von Bioabfällen in anderen Bereichen, wie z. B. bei der Rekultivierung oder im Bereich des Garten- und Landschaftsbaus, bleibt außen vor.

Diese Verordnung gilt nicht

- soweit die AbfKlärV Anwendung findet oder
- das Material nach anderen Rechtsvorschriften entsorgt werden muss.

Weiterhin gilt sie nicht

- für Haus-, Nutz- und Kleingärten,
- für die Eigenverwertung von Bioabfällen pflanzlicher Herkunft in landwirtschaftlichen Betrieben oder Betrieben des Garten- und Landschaftsbaus, wenn die Verwertung nach Maßgabe der §§6 und 7 auf betriebseigenen Flächen gewährleistet ist.

Eigenverwertung wird definiert als ein Aufbringen der auf betriebseigenen Böden angefallenen pflanzlichen Bioabfälle einschließlich zugegebener geringer Mengen anderer unbehandelter oder aerob behandelte pflanzlicher Bioabfälle auf betriebseigene Böden.

Als Eigenverwertung gilt auch die anteilige Rücknahme von unbehandelten pflanzlichen Bioabfällen aus gemeinschaftlicher Verwertung landwirtschaftlicher Erzeugerzusammenschlüsse durch den Erzeuger zur Aufbringung auf betriebseigene Böden.

Im Sinne der Bioabfallverordnung bedeuten die Begriffe:

Bioabfälle: Abfälle tierischer oder pflanzlicher Herkunft zur Verwertung, die durch Mikroorganismen, bodenbürtige Lebewesen oder Enzyme abgebaut werden.

Behandlung: Gesteuerter Abbau von Bioabfällen unter aeroben Bedingungen (Kompostierung) oder anaeroben Bedingungen (Vergärung) oder andere Maßnahmen zur Hygienisierung.

Behandelte Bioabfälle: Anaerob behandelte Bioabfälle (Gärrückstände) einschl. einer im Rahmen der Behandlung erfolgenden Vermischung, z. B. mit Wirtschaftsdüngern oder sonstigen hierfür zugelassenen Materialien.

Gemische: Mischung von behandelten Bioabfällen miteinander oder mit Wirtschaftsdüngern sowie weiteren zugelassenen Stoffen; die Vermischung im Rahmen der Behandlung gilt nicht als Gemisch.

Bioabfälle sind grundsätzlich vor einer Aufbringung oder der Herstellung von Gemischen einer Behandlung zuzuführen, welche die seuchen- und phytohygienische Unbedenklichkeit gewährleistet (= Anforderung an die Behandlungsanlage).

Die Behandlung ist so durchzuführen, dass die seuchen- und phytohygienische Unbedenklichkeit nach der Behandlung und bei der Abgabe oder der Aufbringung auf betriebseigene Böden sichergestellt ist (= Anforderung an den Betrieb der Behandlungsanlage).

Weitere wichtige Eckpunkte der Verordnung sind:

- Die Aufbringungshöchstmenge liegt in Abhängigkeit von den eingehaltenen Qualitätskriterien bei 20 bzw. 30 Tonnen je Hektar in drei Jahren.
- Für den Bereich der Schwermetalle werden Schadstoffgrenzwerte festgelegt.
- Schadstoffuntersuchungen müssen im Regelfall mindestens im vierteljährlichen Abstand erfolgen oder je 2000 Tonnen eingesetzter Bioabfälle durchgeführt werden.
- Durch spezifische Regelungen für Gemische wird verhindert, dass unzulässige Verdünnungen durchgeführt werden.
- Unzulässig ist eine Verwertung von Materialien, die nicht in einem speziellen Anhang zur Verordnung erwähnt sind.
- Innerhalb des Zeitraumes von drei Jahren ist auf derselben Fläche nur die Aufbringung von Bioabfällen und Gemischen nach der Bioabfallverordnung oder die Aufbringung von Klärschlamm nach der Klärschlammverordnung zulässig.
- Daneben wird es zukünftig zur Pflicht gemacht, dass der Anwender von Bioabfällen und Komposten umfassend über Herkunft und Eigenschaften der Materialien informiert wird.

2.1.1.2 Düngemittelgesetz (DüMG) in der Fassung vom 27.09.1994

Durch das Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz ist auch das Düngemittelgesetz in mehreren Punkten geändert worden. Als wichtigste Änderung ist die neue Abgrenzung zum Abfallrecht zu nennen. Abfälle werden als eine eigenständige Produktgruppe in die Definitionen des § 1 DüMG als Sekundärrohstoffdünger aufgenommen.

Nach § 1 Nr. 2a Düngemittelgesetz sind **Sekundärrohstoffdünger**:

Abwasser, Fäkalien, Klärschlamm und ähnliche Stoffe aus Siedlungsabfällen und vergleichbare Stoffe aus anderen Quellen, jeweils auch weiterbehandelt oder in Mischungen untereinander oder mit Stoffen nach den Nummern 1, 2, 3, 4 und 5 (d. h. Düngemittel, Wirtschaftsdünger, Bodenhilfsstoffe, Kultursubstrate, Pflanzenhilfsmittel), die dazu bestimmt sind, zu einem der in Nummer 1 erster Teilsatz genannten Zwecken (d. h. um das Wachstum von Kulturpflanzen zu fördern, ihren Ertrag zu erhöhen oder ihre Qualität zu verbessern) angewandt zu werden.

Im Düngemittelrecht werden Wirtschaftsdünger nun eindeutig als Nebenerzeugnis der landwirtschaftlichen Produktion definiert, andererseits betriebsfremde, aber im Betrieb weiterverarbeitete Abfälle von der Definition als "Wirtschaftsdünger" ausgeschlossen.

Nach § 1 Nr. 2 Düngemittelgesetz sind **Wirtschaftsdünger**:

Tierische Ausscheidungen, Gülle, Jauche, Stallmist, Stroh sowie ähnliche Nebenerzeugnisse aus der landwirtschaftlichen Produktion, auch weiterbehandelt, die dazu bestimmt sind, zu einem der in Nummer 1 erster Teilsatz genannten Zwecke (d. h. um das Wachstum von Kulturpflanzen zu fördern, ihren Ertrag zu erhöhen oder ihre Qualität zu verbessern) angewandt zu werden.

Jede stoffliche Verwertungsabsicht im Sinne der landbaulichen Verwertung unterstellt Abfälle bereits beim gewerbsmäßigen Inverkehrbringen in der Regel gleichzeitig den Vorschriften des Düngemittelrechts. Als "Inverkehrbringen" im Sinne des Düngemittelrechts ist das Anbieten, Vorrätighalten zur Abgabe, Feilhalten und jedes Abgeben an andere zu verstehen. Dem Inverkehrbringen steht das Verbringen in den Geltungsbereich dieses Gesetzes zur Abgabe an andere, dem gewerbsmäßigen Inverkehrbringen die Abgabe in Genossenschaften oder sonstigen Personenvereinigungen an ihre Mitglieder gleich.

Für landbaulich zu verwertende organische Reststoffe müssen sowohl abfallrechtliche, als auch seuchenrechtliche Vorschriften eingehalten werden. Die tatsächliche Verwertung kann aber nur als Düngemittel (meist als Sekundärrohstoffdünger, Bodenhilfsstoff, Kultursubstrat oder Pflanzenhilfsmittel) erfolgen.

- **Düngemittelverordnung (DüMV) in der Fassung vom 16.07.1997**

Die Düngemittelverordnung beinhaltet die Zulassung und Kennzeichnung von Düngemitteln, Natur- und Hilfsstoffen. Nach § 8 KrW-/AbfG dürfen organische Abfälle zur Verwertung im Bereich der landwirtschaftlichen Düngung nur angewandt werden, wenn sie als Sekundärrohstoffdünger zugelassen sind.

Sie dürfen gewerbsmäßig aber nur in den Verkehr gebracht werden, wenn sie im Hinblick auf die Verursachung von

- Krankheiten bei Mensch und Tier durch Übertragung von Krankheitserregern und
- Schäden an Pflanzen, Pflanzenerzeugnissen oder Böden durch Verbreitung von Schadorganismen

unbedenklich sind (§ 1 Abs. 2 DüMV).

Durch Einfügen des Abschnittes 3a in die Düngemittelverordnung werden Düngemitteltypen für Sekundärrohstoffdünger definiert und Vorgaben für die Kennzeichnung gegeben. Die Typenzulassung ist allgemeingültig, d. h. mit Inkrafttreten der Verordnung sind alle Produkte, die den Düngemitteltyp erfüllen, verkehrsfähig. Darüber hinaus enthält die geänderte Düngemittelverordnung Anforderungen an die Art und Kennzeichnung von Natur- und Hilfsstoffen. Zur Aufbereitung von Sekundärrohstoffdüngern dürfen ausschließlich die in Anhang 1, Abschnitt 3a, Spalte 5 DüMV aufgeführten Ausgangsmaterialien eingesetzt werden.

Die Düngemitteltypen sind beschrieben durch

- Typenbezeichnung,
- Mindestgehalt an Nährstoffen,
- typbestimmende Bestandteile, Nährstoffformen und -löslichkeiten,
- Bewertung und weitere Erfordernisse,
- Zusammensetzung und Art der Herstellung,
- besondere Bestimmungen.

Ein typischer Düngemitteltyp für Gärrückstände aus der Kofermentation ist der organische NPK - Dünger - flüssig.

In der Tabelle 2.1 sind die Anforderungen für diesen Düngemitteltyp beschrieben. Das Produkt muß gemäß den Bestimmungen der Düngemittelverordnung gekennzeichnet werden.

Zu den vorgeschriebenen Angaben gehören:

- Düngemitteltyp mit Angabe der Höhe der Nährstoffgehalte,
- Art und Höhe der Nährstoffgehalte sowie Nährstoffformen und -löslichkeiten,
- weitere Angaben nach den Vorbemerkungen zur Anlage 1 und nach Spalte 6 der Anlage 1 DüMV,
- Hinweise zur Zusammensetzung des Düngemittels, Angabe aller verwendeten Stoffe in absteigender Reihenfolge ihrer eingesetzten Mengen über 5 %,
- sachgerechte Angaben zur Nährstoffverfügbarkeit, insbesondere zu Stickstoff, Stabilität der Produkteigenschaften und sachgerechten Lagerung,
- Angaben zu Anwendungs- und Mengenbeschränkungen, die sich aus anderen düngemittel- oder abfallrechtlichen Vorschriften ergeben,
- Gewicht,
- Inverkehrbringen.

In der Abbildung 2.1 ist ein Beispiel einer Düngemittelkennzeichnung für einen organischen NPK - Dünger - flüssig dargestellt.

Grundsätzlich dürfen Sekundärrohstoffdünger nur dann in den Verkehr gebracht und / oder landbaulich genutzt werden, sofern sowohl abfallrechtliche (d. h. Vorgaben einer Bioabfallverordnung bzw. der Klärschlammverordnung) als auch düngemittelrechtliche Vorgaben erfüllt werden.

• **Düngerverordnung (DüVO) in der Fassung vom 16.07.1997**

Neben den allgemeinen Regeln zur guten fachlichen Praxis in der Landwirtschaft sind für die Anwendung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft und Sekundärrohstoffdüngern besondere Regelungen erstellt.

Gülle, Jauche, Geflügelkot und stickstoffhaltige Sekundärrohstoffdünger sind auf unbestelltem Ackerland unverzüglich einzuarbeiten. Weiterhin dürfen mit diesen Stoffen auf Ackerland nach der Ernte der Hauptfrucht nicht mehr als 40 kg Ammoniumstickstoff oder 80 kg Gesamtstickstoff je Hektar ausgebracht werden.

In der Zeit vom 15. November bis zum 15. Januar des folgenden Jahres dürfen die vorgenannten Düngemittel grundsätzlich nicht ausgebracht werden. Weiterhin dürfen im Betriebsdurchschnitt auf Grünland nicht mehr als 210 kg Gesamtstickstoff je Hektar und auf Ackerland nicht mehr als 170 kg Gesamtstickstoff je Hektar ausgebracht werden.

Für Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft können Ausbringungsverluste bis zu 20 % an gerechnet werden.

Abbildung 2.1 Kennzeichnungsbeispiel für einen Gärrückstand aus der Kofermentation

Organischer NPK-Dünger - flüssig - 0,3 - 0,2 - 0,1	
	- 0,32 % N Gesamtstickstoff
	- 0,23 % P ₂ O ₅ Gesamtphosphat
	- 0,13 % K ₂ O Gesamtkalium
	- 5,92 % organ. Substanz
<i>Zusammensetzung:</i>	80 % Rindergülle, anaerob behandelt
	10 % Bioabfall aus getrennter Sammlung aus privaten Haushaltungen, anaerob behandelt
	10 % pflanzliche Abfälle aus Lebensmittelhandel, anaerob behandelt
<i>Anwendungshinweis:</i>	Ca. 90 % des Gesamtstickstoffes liegen in organischer Bindung vor und werden erst durch mikrobielle Umsetzung pflanzenverfügbar. Dies ist bei der Anwendung zu berücksichtigen. Die nach der Bioabfallverordnung und der Düngerverordnung vorgeschriebenen Anwendungs- und Mengenbeschränkungen sind einzuhalten.
<i>Lagerungshinweis:</i>	Eine Lagerung darf nur so erfolgen, dass es nicht zu Eintragungen ins Grundwasser kommen kann. Auf wasser- und abfallrechtliche Vorschriften wird verwiesen.
<i>Gewicht:</i>	kg
<i>Hersteller/Inverkehrbringer:</i>	

Tabelle 2.1 Anforderung für einen Organischen NPK - Dünger - flüssig

Typenbezeichnung	Mindestgehalte, bezogen auf Trockenrückstand (TR)	typenbestimmende Bestandteile, Nährstoffformen u. Nährstofflöslichkeiten	Bewertung; weitere Erfordernisse	Zusammensetzung; Art der Herstellung	besondere Bestimmungen
1	2	3	4	5	6
Organischer NPK - Dünger - flüssig	0,5 % N 0,3 % P ₂ O ₅ 0,5 % K ₂ O insgesamt 2 %	Gesamtstickstoff Gesamtphosphat Gesamtkalium	Stickstoff bewertet als Gesamtstickstoff Phosphat bewertet als Gesamt-P ₂ O ₅ Kali bewertet als Gesamt-K ₂ O Gehalt an Trockenrückstand höchstens 10 %	<p>a) Klärschlamm im Sinne der Klärschlammverordnung</p> <p>b) Kartoffelfruchtwasser</p> <p>c) Bioabfall aus getrennter Sammlung aus privaten Haushaltungen</p> <p>d) pflanzliche Abfälle aus der Lebensmittel- oder Futtermittelindustrie, Handel oder Gewerbe</p> <p>e) Produktionsabwässer aus Zuckerraffinerien, Molkereien und obst-, gemüse- oder kartoffelverarbeitenden Betrieben</p> <p>f) organische Düngemittel nach Abschnitt 3 der DüMV</p> <p>g) Wirtschaftsdünger</p> <p>Aufbereiten von Stoffen nach den Buchstaben a bis e, Zugabe von Stoffen nach den Buchstaben f u. g, auch Mischen untereinander, jedoch Stoffe nach Buchstabe a nur mit Stoffen nach den Buchstaben f und g</p>	<p>Für Stoffe nach Spalte 5:</p> <p><i>Buchstabe a:</i> aerob oder anaerob behandelt, stabilisiert</p> <p><i>Buchstabe c:</i> Verwendung nur nach anaerober Behandlung</p> <p><i>Buchstabe f:</i> der Typ des Düngemittels ist anzugeben</p> <p><i>Buchstabe g:</i> die Art des Wirtschaftsdüngers (Tierart) ist anzugeben</p>

2.1.1.3 Einordnung von Abfällen nach dem Abfall- und Düngemittelrecht

Die Aufstellung der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle nach der Bioabfallverordnung ist mit der Liste der Ausgangsstoffe für die zugelassenen Sekundärrohstoffdünger nach der Düngemittelverordnung nicht deckungsgleich. Das bedeutet, dass nicht alle im Anhang 1 Nr. 1 aufgeführten Bioabfälle auch zugleich als Ausgangsstoffe für Sekundärrohstoffdünger gemäß Anlage 1 Abschnitt 3a Spalte 5 DüMV zugelassen sind.

Die Tabelle 2.2 enthält die Einordnung von Abfällen aus Abwasserbehandlungsanlagen in das Düngemittelrecht sowie die Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle nach BioAbfV und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der DüMV.

Bioabfälle oder Gemische mit Bioabfällen können **ohne** düngemittelrechtliche Zulassung unter den folgenden Voraussetzungen auf Flächen verwertet:

- Nährstoffarme Materialien können als Bodenhilfsstoff, Kultursubstrat oder Pflanzenhilfsstoff unter den Voraussetzungen des § 1 Abs. 3 Satz 2 DüMV gewerbsmäßig in Verkehr gebracht werden. Die Kennzeichnungsvorgaben nach der DüMV sind zu beachten.
- Die Aufbringung von Sekundärrohstoffdüngern, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten oder Pflanzenhilfsstoffen erfolgt auf **eigenen Flächen**, so dass der Sachverhalt des "gewerbsmäßigen Inverkehrbringens" gemäß Düngemittelrecht nicht gegeben ist.

Anforderungen an Bioabfälle, die nicht im Anhang 1 Nr. 1 genannt sind (§ 6 Abs. 2 BioAbfV)

Bioabfälle, die nicht im Anhang 1 Nr. 1 der BioAbfV aufgeführt sind, und Gemische, die andere als in Anhang 1 Nr. 1 genannte Bioabfälle enthalten, können nur aufgebracht werden, wenn sowohl abfallrechtliche als auch düngemittelrechtliche Aspekte beachtet werden und die zuständige Behörde im Einvernehmen mit der landwirtschaftlichen Fachbehörde zustimmt. Für eine Verwertung sollen nur solche Bioabfälle zugelassen werden, deren Verwertung einen Nutzen für die Pflanzen oder für den Boden darstellt.

Bei der Zulassung anderer Bioabfälle wird der Antragsteller darauf hingewiesen, dass soweit ein gewerbsmäßiges Inverkehrbringen als Sekundärrohstoffdünger beabsichtigt ist, diese anderen Bioabfälle gleichzeitig für die Herstellung eines Düngemitteltyps nach Anlage 1 Abschnitt 3a Spalte 5 der DüMV zugelassen sein müssen.

Tabelle 2.2 Einordnung von Abfällen nach dem Abfallrecht in das Düngemittelrecht

Abfallrecht EAK-Schlüssel und Bezeichnung		Hinweise/Bemerkungen/Vorschriften allgemein		Düngemittelrecht Düngerart	
Abfallart/E AK-Nr.	Abfall- stoff	Abfallrecht	Düngemittelrecht	Ausgangs- stoffe	Düngemitteltyp
Klärschlammverordnung (AbfKlärV)					Düngemittelver- ordnung Anlage 1 Abschnitt 3a "Sekundärroh- stoffdünger"
(19 08 00) Abfälle aus Abwasserbehandlungsanlagen					
Schlämme aus der Behandlung von kommu- nalem Abwasser (19 08 05)	Klär- schlamm	Klärschlamm, Klärschlamm- komposte und Mischungen aus Klärschlamm mit anderen Stoffen, keine Mischungen von Klärschlämmen aus verschiedenen Kläranlagen	aerob oder anaerob behandelte, stabilisiert oder je nach Dünge- mitteltyp auch entwässert (DüMV Abschn. 3a Spalte 6)	Klär- schlamm im Sinne der AbfKlärV	- org. NP-Dü - org. NP-Dü.fl. - org. NPK-Dü. - org. NPK-Dü.fl. - org./min. NPK-Dü.

Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbereich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
Abfälle aus Pflanzengewebe (02 01 03)	<ul style="list-style-type: none"> - Spelze, Spelzen- u. Getreidestaub - Futtermittelabfälle 	pflanzliche Abfälle aus der Lebens- oder Futtermittelindustrie, Handel oder Gewerbe	Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrünlandflächen aufgebracht werden	<ul style="list-style-type: none"> - org. NP- u. NPK-Dü. - org. NPK-Dü. flüssig - org.-min. NPK-Dü.
Tierfäkalien, Urin und Mist (einschl. verdorbenes Stroh), Abwässer, getrennt gesammelt und extern behandelt (02 01 06)	<ul style="list-style-type: none"> - Geflügelkot - Schweine- und Rindergülle - Mist - Altstroh 	<u>im Einzelfall zu prüfen:</u> ggf. Wirtschaftsdünger, tierische Ausscheidungen aus nicht landwirtschaftlicher Tierhaltung (Zoo, Zirkus, Wurmhumus); Tierart ist bei der Deklaration anzugeben	Unterliegen den Bestimmungen dieser Verordnung nur dann, wenn es sich nicht um Wirtschaftsdünger gemäß Düngemittelrecht handelt. Infektiöser Mist (LAGA-Abfallschlüssel 137 05) ist generell von der Verwertung ausgeschlossen. Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrünlandflächen aufgebracht werden.	<ul style="list-style-type: none"> - org. NPK-Dü. - org.-min. NPK-Dü.

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbereich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
Abfälle aus der Forstwirtschaft (02 01 07)	<ul style="list-style-type: none"> - Rinden - Holz, Holzreste 	naturbelassene Holz- oder Rinden	Naturbelassene Rinden und unvermischte Weiterverarbeitungsprodukte aus Rinden sind nach § 10 von den Behandlungs- und Untersuchungspflichten (§§ 3 und 4) ausgenommen. Naturbelassene Rinde, naturbelassenes Holz oder naturbelassene Holzreste dürfen nach entsprechender Zerkleinerung im Rahmen einer Kompostierung auch solchen Bioabfällen als Zuschlagstoffe zugegeben werden, die auf Dauergrünlandflächen aufgebracht werden.	<ul style="list-style-type: none"> - org. PK- u. NPK-Dü. - org.-min. PK- u. NPK-Dü.
Abfälle aus Tiergewebe (02 02 02)	<ul style="list-style-type: none"> - Borsten- und Hornabfälle 	Borsten- und Hornabfälle	Einschl. Rinderhaaren aus haarerhaltendem Äscherprozess. Verwertung nur, soweit Bestimmungen des Tierkörperbeseitigungs- oder Tierseuchengesetzes dem nicht entgegenstehen.	<ul style="list-style-type: none"> - org. N-Dü.

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbe- reich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
für Verzehr oder Verarbeitung ungeeignete Stoffe (02 02 03)	- Fettabfälle	nur Fettabfälle aus der Fisch- verarbeitung	(Fleisch-, Fischver- arbeitung) Verwertung nur, soweit Bestimmungen des Tier- körperbeseitigungs- oder Tierseuchengesetzes dem nicht entgegenstehen. Fettabfälle dürfen nur in Anlagen zur anaeroben Behandlung eingesetzt werden. Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, nur dann auf Dauergrünland aufgebracht werden, wenn sie zuvor einer Pasteurisierung (70 °C; mindestens 1 h) unterzogen wurden.	- org.-min. NPK-Dü.

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbe- reich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
Schlämme aus der betriebs- eigenen Abwasserbehandlung (02 02 04)	- Inhalt von Fettabscheidern und Flotate	nur pflanzliche Fette und Fette aus der Fisch- verarbeitung	(Fleisch-, Fischver- arbeitung) Beispielhafte Herkünfte: Schlachtereien und Fleischverarbeitung; unver- mischt mit sonstigen Ab- wässern. Verwertung nur, soweit Bestimmungen des Tierkörperbeseitigungs- oder Tierseuchengesetzes dem nicht entgegenstehen. Inhalte von Fettabscheidern und Flotate dürfen nur in Anlagen zur anaeroben Behandlung eingesetzt werden. Materialien dürfen auch als Bestandteil eines Gemisches nur dann auf Dauergrünland aufgebracht werden, wenn sie zuvor einer Pasteurisierung (70 °C; mindestens 1 h) unterzogen wurden.	- org.-min. NPK-Dü.

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbe- reich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
Abfälle a. n. g. (02 02 99)	<ul style="list-style-type: none"> - Schlämme aus der Gelatineherstellung - Gelatinestanzabfälle - Federn - Magen- u. Darminhalte 	<ul style="list-style-type: none"> - Schlamm aus der Gelatineproduktion - Pressrückstände aus der Gelatineproduktion - Feder- und Federmehlabfälle - nur Panseninhalte 	Verwertung nur, soweit Bestimmungen des Tierkörperbeseitigungs- oder Tierseuchengesetzes dem nicht entgegenstehen; Schlämme nur dann, wenn nicht mit Abwasser oder Schlämmen aus anderen Herkünften vermischt.	<ul style="list-style-type: none"> - org. NPK-Dü. flüssig - org.-min. P -Dü. - org. N- Dü. - org. NPK-Dü.
Schlämme aus der Wäsche, Reinigung, Schälen, Zentrifugieren und Abtrennen (02 03 01)	<ul style="list-style-type: none"> - sonstige schlammförmige Nahrungs- mittelabfälle - Stärkeschlamm 	<ul style="list-style-type: none"> - pflanzliche Abfälle aus der Lebens- oder Futter- mittelindustrie, Handel oder Gewerbe - Produktionsabwässer aus Zuckerfabriken, Molkereien und obst-, gemüse- oder kartoffel- verarbeitenden Betrieben 	(Nahrungsmittelverar- beitung) Verwertung nur, soweit nicht mit Abwasser oder Schlämmen aus anderen Herkünften vermischt. Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauer- grünlandflächen aufge- bracht werden.	<ul style="list-style-type: none"> - org. NP- u. NPK-Dü. - org. NPK-Dü flüssig - org.-min. NPK-Dü.

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbe- reich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
für Verzehr oder Verarbeitung ungeeignete Abfälle (02 03 04)	<ul style="list-style-type: none"> - überlagerte Nahrungsmittel - Rückstände aus Konservenfabrikation - überlagerte Genussmittel - Tabakstaub, -gras, -rippen, -schlamm - Zigarettenfehlchargen - Fabrikationsrückstände von Kaffee, Tee und Kakao - Ölsaatenrückstände 	<ul style="list-style-type: none"> - pflanzliche Abfälle aus der Lebens- oder Futtermittelindustrie, Handel oder Gewerbe (ohne Tabak, da kein Lebensmittel) ^{a)} 	(Nahrungsmittelverarbeitung) Verwertung nur, soweit Bestimmungen des Tierkörperbeseitigungs- oder Tierseuchengesetzes dem nicht entgegenstehen.	<ul style="list-style-type: none"> - org. NP- u. NPK-Dü. - org. NPK-Dü flüssig - org.-min. NPK-Dü.

^{a)} Eine Verwertung von Zigarettenfehlchargen ist nur zulässig, wenn sie ohne Verpackung und ohne Filter sind.

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbe- reich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
Abfälle a. n. g. (02 03 99)	<ul style="list-style-type: none"> - Schlamm aus der Speisefettfabrikation - Schlamm aus der Speiseölfabrikation - Bleicherde, entölt - Würzmittelrückstände - Melasserückstände - Rückstände aus der Kartoffel-, Mais- oder Reisstärkeherstellung 	<ul style="list-style-type: none"> - nur pflanzlicher Herkunft - nur pflanzlicher Herkunft - kein Ausgangsstoff - pflanzliche Abfälle aus der Lebens- oder Futtermittelindustrie, Handel oder Gewerbe - Kartoffelfruchtwasser 	<p>(Nahrungsmittelherstellung)</p> <p>Schlamm aus der Speisefettfabrikation und der Speiseölfabrikation, Melasserückstände sowie Rückstände aus der Kartoffel-, Mais- oder Reisstärkeherstellung dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrünlandflächen aufgebracht werden. Schlämme aus der Speisefett- und Speiseölfabrikation sollen nur in Anlagen zur anaeroben Behandlung eingesetzt werden.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - org. NP- u. NPK-Dü. - org. NPK-Dü flüssig - org.-min. NPK-Dü.

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbe- reich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
für Verzehr oder Verarbeitung ungeeignete Stoffe (02 05 01)	- überlagerte Lebensmittel	kein Ausgangsstoff	(Milchverarbeitung) Verwertung nur, soweit Bestimmungen des Tierkörperbeseitigungs- oder Tierseuchengesetzes dem nicht entgegenstehen. Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrün- landflächen aufgebracht werden.	-
Abfälle a. n. g. (02 05 99)	- Molke	kein Ausgangsstoff	(Abfälle aus der Milchver- arbeitung) Verwertung nur, soweit Bestimmungen des Tierkörperbeseitigungs- oder Tierseuchengesetzes dem nicht entgegenstehen. Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrün- landflächen aufgebracht werden.	-

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbe- reich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
für Verzehr oder Verarbeitung ungeeignete Stoffe (02 06 01)	<ul style="list-style-type: none"> - überlagerte Lebensmittel - Teigabfälle 	im Einzelfall prüfen: ggf. pflanzliche Abfälle aus der Lebens- oder Futtermittel- industrie, Handel oder Gewerbe	(Back- und Süßwaren- herstellung) Verwertung nur, soweit Bestimmungen des Tierkör- perbeseitigungs- oder Tierseuchengesetzes dem nicht entgegenstehen.	<ul style="list-style-type: none"> - org. NP- u. NPK-Dü. - org. NPK-Dü flüssig - org.-min. NPK-Dü.
Abfälle aus der Wäsche, Reinigung von mechani- schen Zerkleinerungen des Rohmaterials (02 07 01)	<ul style="list-style-type: none"> - Verbrauchte Filter- und Aufsaugmassen (Kieselgur), Aktiverden, Aktivkohle 	Filtrationsrückstand aus Brauereien	(Herstellung von alkoholi- schen und alkoholfreien Getränken) Kieselgure dürfen nicht in getrocknetem Zustand auf- gebracht werden. Sie sind unmittelbar nach der Aufbringung in den Boden einzuarbeiten.	<ul style="list-style-type: none"> - org. N-Dü. - org.-min. N-Dü
Abfälle aus der Destillation von Spirituosen (02 07 02)	<ul style="list-style-type: none"> - Obst-, Getreide- und Kartoffelschlempen - Schlamm aus Brennerei (Alkohol- brennerei) 	pflanzliche Abfälle aus der Lebens- oder Futtermittel- industrie, Handel oder Gewerbe	Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrün- landflächen aufgebracht werden.	<ul style="list-style-type: none"> - org. NP- u. NPK-Dü. - org. NPK-Dü flüssig - org.-min. NPK-Dü.

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbereich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
für Verzehr oder Verarbeitung ungeeignete Stoffe (02 07 04)		pflanzliche Abfälle aus der Lebens- oder Futtermittelindustrie, Handel oder Gewerbe	(Getränkeherstellung) z. B. überlagerter Fruchtsaft. Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrünlandflächen aufgebracht werden.	<ul style="list-style-type: none"> - org. NP- u. NPK-Dü. - org. NPK-Dü. flüssig - org.-min. NPK-Dü.
Schlämme aus der betriebseigenen Abwasserbehandlung (02 03 05, 02 04 03, 02 05 02, 02 06 03, 02 07 05)		je nach Stoffherkunft: <ul style="list-style-type: none"> - pflanzliche Abfälle aus der Lebens- oder Futtermittelindustrie, Handel oder Gewerbe - Produktionsabwasser aus Zuckerfabriken, Molkereien und obst-, gemüse- oder kartoffelverarbeitenden Betrieben 	(Nahrungs- und Genussmittelherstellung) Verwertung nur dann, wenn keine Vermischung mit Abwässern oder Schlämmen außerhalb der spezifischen Produktion erfolgt und soweit Bestimmungen des Tierkörperbeseitigungs- oder Tierseuchengesetzes dem nicht entgegenstehen. Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrünlandflächen aufgebracht werden.	<ul style="list-style-type: none"> - org. NPK-Dü. flüssig

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbe- reich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
Abfälle a. n. g. (02 07 99)	<ul style="list-style-type: none"> - Malztreber, Malzkeime, Malzstaub - Hopfentreber - Trub und Schlamm aus Brauereien - Schlamm aus Weinbereitung - Trester und Weintrub - Hefe und hefeähnliche Rückstände 	pflanzliche Abfälle aus der Lebens- oder Futtermittelindustrie, Handel oder Gewerbe	(Herstellung von alkoholischen und nicht alkoholischen Getränken) Mit Ausnahme von Trester dürfen Materialien, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrünlandflächen aufgebracht werden.	<ul style="list-style-type: none"> - org. NP- u. NPK-Dü. - org. NPK-Dü. flüssig - org.-min. NPK-Dü

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbereich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
Rinden- und Korkabfälle (03 01 01, 03 03 01)	- Rinden	naturbelassene Holz- und Rindenabfälle	(Holzbe- und -verarbeitung) Getrennt erfasste Rinden, außer Rinden von Bäumen und Sträuchern von Straßenrändern, sind nach § 10 von den Behandlungs- und Untersuchungspflichten (§§ 3 und 4) ausgenommen. Rinden von Bäumen und Sträuchern von Straßenrändern dürfen nur dann einer Verwertung zugeführt werden, wenn durch Untersuchungen festgestellt worden ist, dass die in der Verordnung genannten Schwermetallgehalte nicht überschritten werden. Naturbelassene, unbehandelte Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrünlandflächen aufgebracht werden.	- org. PK- u. NPK-Dü. - org.-min. PK - org.-min. NPK-Dü.

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbereich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
Sägemehl (03 01 02)	- Sägemehl und Sägespäne	naturbelassene Holz- und Rindenabfälle	(Holzbe- und -verarbeitung, Zellstoff- und Möbelherstellung) Sägemehl und Sägespäne aus naturbelassenem, unbehandeltem Holz aus dem Bereich der Holzverarbeitung dürfen solchen Bioabfällen im Rahmen der Kompostierung zugegeben werden, die auf Dauergrünlandflächen aufgebracht werden.	- org. PK- u. NPK-Dü. - org.-min. PK -Dü. - org.-min. NPK-Dü.
Späne, Abschnitte, Verschnitt von Holz, Spanplatten und Furnieren (03 01 03)	- Sägemehl und Sägespäne - Holzwole	naturbelassene Holz- und Rindenabfälle	(Holzbe- und -verarbeitung, Zellstoff- und Möbelherstellung) Sägemehl, Sägespäne und Holzwole nur aus unbehandeltem Holz	- org. PK- u. NPK-Dü, - org.-min. PK -Dü. - org.-min. NPK-Dü.
Abfälle aus unbehandelten Textilfasern und anderen Naturfasern, vorwiegend pflanzlichen Ursprungs (04 02 01)	- Zellulosefaserabfälle - Pflanzenfaserabfälle	kein Ausgangsstoff	(Textilindustrie)	-

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbereich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
Abfälle aus unbehandelten Textilfasern, vorwiegend tierischen Ursprungs (04 02 02)	- Wollabfälle	Wollstaubrückstände aus Wollkämmereien	Wollstaub, Wollkurzfasern Verwertung nur, soweit Bestimmungen des Tierseuchengesetzes dem nicht entgegenstehen.	- org. N-, NP- u. NPK-Dü - org.-min. N- Dü. - org.-min. NPK-Dü.
Abfälle a. n. g. (07 05 99)	- Trester von Heilpflanzen - Pilzmyzel - Pilzsubstratrückstände	kein Ausgangsstoff	Pilzmyzel aus Arzneimittelherstellung ist nur nach Einzelfallprüfung verwertbar und wenn keine Arzneimittelreste enthalten sind.	-
feste Abfälle aus der Erstfiltration und Siebgut (19 09 01)	- Abfisch- , Mäh- und Rechengut - Proteinabfälle	- Mähgut: pflanzliche Abfälle aus der Garten- und Landschaftspflege - Proteinabfälle: kein Ausgangsstoff	(Trinkwasserzubereitung, Gewässerunterhaltung) Für Verwertung ist nur <u>Mähgut</u> geeignet.	
Papier und Pappe (20 01 01)	- Altpapier	- kein Ausgangsstoff	Nur Zugabe in kleinen Mengen (ca. 10 %) zu getrennt erfassten Bioabfällen oder zur Kompostierung zulässig. Zugabe von Hochglanzpapier und von Papier aus Alttapeten zu getrennt erfassten Bioabfällen oder zur Behandlung ist nicht zulässig.	-

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbe- reich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
organische, kompostierbare Küchenabfälle, getrennt eingesammelte Fraktionen (20 01 08)	- Küchen- und Kantinenabfälle	<ul style="list-style-type: none"> - tierischer Herkunft: kein Ausgangsstoff - pflanzlicher Herkunft: pflanzliche Abfälle aus der Lebens- oder Futtermittelindustrie, Handel oder Gewerbe 	Bei Kantinen- und Großküchenabfällen kann eine Verwertung gemäß den Bestimmungen dieser Verordnung nur erfolgen, sofern Bestimmung des Tierkörperbeseitigungsgesetzes dem nicht entgegenstehen. Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, nur dann auf Dauergrünland aufgebracht werden, wenn sie zuvor einer Pasteurisierung (70 °C; mindestens 1 h) unterzogen wurden.	<ul style="list-style-type: none"> - org. NP- u. NPK-Dü. - org. NPK-Dü flüssig - org.-min. NPK-Dü.

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbereich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
Kompostierbare Abfälle (20 02 01)	<ul style="list-style-type: none"> - Garten- und Parkabfälle, Gehölzrodungsrückstände, - pflanzliche Bestandteile des Treibsels 	<ul style="list-style-type: none"> - pflanzliche Abfälle aus der Garten- und Landschaftspflege - pflanzliche Bestandteile des Treibsels 	<p>Getrennt erfasste Materialien, mit Ausnahme von Grün- und Strauchschnitt von Straßenrändern (Straßenbegleitgrün) oder von Industriestandorten, sind nach § 10 von den Behandlungs- und Untersuchungspflichten (§§ 3 und 4) ausgenommen.</p> <p>Grün- und Strauchschnitt von Straßenrändern oder von Industriestandorten sowie pflanzliche Bestandteile des Treibsels dürfen nur dann einer Verwertung zugeführt werden, wenn durch Untersuchungen festgestellt worden ist, dass die in der Verordnung genannten Schwermetallgehalte nicht überschritten werden. Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrünlandflächen aufgebracht werden.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - org. NPK-Dü. - org.-min. NPK-Dü. - org. NPK-Dü. - org.-min. NPK-Dü.

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbereich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
Gemischte Siedlungsabfälle (20 03 01)	- Hausmüll (getrennt erfasste Bioabfälle)	Bioabfall aus getrennter Sammlung aus privaten Haushaltungen (nicht aus Kleingewerbe)	(Siedlungsabfälle) Insbesondere getrennt erfasste Bioabfälle privater Haushalte und des Kleingewerbes.	- org. NPK-Dü. - org.-min. NPK-Dü. - org. NPK-Dü.-flüssig
Marktabfälle (20 03 02)	- Marktabfälle	pflanzliche Abfälle aus der Lebens- oder Futtermittelindustrie, Handel oder Gewerbe (nur pflanzliche Marktabfälle)	Für Verwertung ist nur getrennt erfasste, biologisch abbaubare Fraktion geeignet. Verwertung nur, soweit Bestimmungen des Tierkörperbeseitigungs- oder Tierseuchengesetzes dem nicht entgegenstehen. Getrennt erfasste Materialien pflanzlicher Herkunft dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrünlandflächen aufgebracht werden.	- org. NP- u. NPK-Dü. - org. NPK-Dü. flüssig - org.-min. NPK-Dü.
*	- Moorschlamm und Heilerde	kein Ausgangsstoff , soweit nicht mineralisches Düngemittel nach den Abschnitten 1 und 2 der Anlage 1 DüMV	Materialien dürfen, auch als Bestandteil eines Gemisches, auf Dauergrünlandflächen aufgebracht werden.	-

Fortsetzung Tabelle 2.3 Liste der für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle und deren Einordnung als Ausgangsstoffe zur Herstellung eines Düngemittels nach der Düngemittelverordnung

Abfallbezeichnung gemäß EAK-Verordnung (in Klammern: Abfallschlüssel)	Verwertbare Abfallarten nach Anhang 1 der BioAbfV	Ergänzende Hinweise: Ausgangsstoff nach Spalte 5 (Sekundärrohstoffdünger) der Anlage 1 Abschnitt 3a DüMV	Ergänzende Hinweise (Der Abfallherkunftsbe- reich ist bedarfsweise jeweils am Anfang in Klammern angegeben)	Zuordenbar zum Düngemitteltyp
*	- biologisch abbaubare Produkte aus nachwachsenden Rohstoffen sowie Abfälle aus deren Be- und Verarbeitung	kein Ausgangsstoff ^{b)}	Abbaubarkeit muss aufgrund der Vorgaben einer technischen Norm nachgewiesen werden.	-
*	- Eierschalen	kein Ausgangsstoff, derzeit besteht für Eierschalen aus Eiaufschlagbetrieben eine Zulassung als "Rückstandkalk"	Verwertung nur, soweit Bestimmungen des Tierkörperbeseitigungs- oder Tierseuchengesetzes dem nicht entgegenstehen.	-

^{b)} Monochargen sind nicht als Ausgangsstoff für ein Düngemittel zugelassen; im Rahmen der "Biotonne" können sie Ausgangsstoff sein.

2.1.1.4 Auswirkungen des Abfall- und Düngemittelrechts auf den Betrieb der Vergärungsanlagen

Die praktische Umsetzung der unter Kapitel 2.1.1.1 und 2.1.1.2 dargestellten Vorgaben wird an Beispielen der landwirtschaftlichen Verwertung von Gärrückständen erläutert.

Beispiel 1: Ausgangsstoff für die Vergärung ist Wirtschaftsdünger (Gülle, Hühnerkot, Stallmist, Stroh u. ä. Nebenerzeugnisse aus der landwirtschaftlichen Produktion, z. B. Futterreste, Silomais)

- a) Die Anlage wird von einem Landwirt betrieben, der die Gärrückstände ausschließlich auf die eigenen Flächen aufbringt.

Ergebnis: Es handelt sich auch nach der anaeroben Vergärung um Wirtschaftsdünger; das KrW/AbfG gilt dann nicht, wenn die Anwendung im Rahmen der guten fachlichen Praxis in der Landwirtschaft erfolgt. Die Vorgaben der Düngeverordnung sind zu beachten (Sperrfrist, Nährstofffracht u. a.).

- b) Der Landwirt oder ein anderer Betrieb gibt die Gärrückstände (= Wirtschaftsdünger) oder einen Teil davon an andere zum eigenen Verbrauch ab.

Ergebnis: Zusätzlich zu den unter a) aufgeführten Folgerungen gilt, dass der Wirtschaftsdünger nur in den Verkehr gebracht, d. h. abgegeben werden darf, wenn er hygienisch unbedenklich ist. Eine Zulassung als Düngemitteltyp ist nicht erforderlich. Nach § 4 der Düngeverordnung sind jedoch Kennzeichnungsvorgaben zu beachten.

Beispiel 2: Ausgangsstoffe für die Vergärung sind neben Wirtschaftsdünger Stoffe, deren Beseitigung nach dem Tierkörperbeseitigungsgesetz vorgeschrieben ist, z. B.: Speisereste, Schlachthofabfälle, Fette (siehe Abgrenzung KrW/AbfG)

- a) Verwertung auf betriebseigenen Flächen des Anlagenbetreibers

Ergebnis: Diese Stoffe unterliegen keinen abfallrechtlichen Vorschriften (§ 2 Abs. 2 Nr. 1 KrW-/AbfG). Es handelt sich nach der anaeroben Vergärung um einen Sekundärrohstoffdünger. Die Vorschriften der Düngeverordnung sind zu beachten (Sperrfrist, Nährstofffracht u. a.).

- b) Verwertung auf betriebsfremden Flächen, d.h. Inverkehrbringen der Gärrückstände

Ergebnis: Die Gärrückstände müssen einem zugelassenen Düngemitteltyp nach der Düngeverordnung entsprechen. Es besteht eine Kennzeichnungspflicht nach der Düngeverordnung. Die Vorgaben der Düngeverordnung sind zu beachten (Sperrfrist, Nährstofffracht u. a.).

Erläuterung:

Zulässigkeit von Speiseabfällen - Abgrenzung zum Tierkörperbeseitigungsgesetz

Da nach der Definition der Verordnung Bioabfälle nicht nur pflanzlicher, sondern auch tierischer Herkunft sein können, ist eine Abgrenzung der Geltungsbereiche der Bioabfallverordnung (BioAbfV) und des Tierkörperbeseitigungsgesetzes (TierKBG) für Bioabfälle erforderlich.

Soweit Bioabfälle dem TierKBG unterliegen, sind sie keine für eine Verwertung auf Flächen grundsätzlich geeigneten Bioabfälle im Sinne des Anhangs der BioAbfV und sind somit von dem Geltungsbereich dieser Verordnung ausgenommen. Das gilt in der Regel auch für Tierkörperteile und -erzeugnisse, die in Gaststätten und Einrichtungen zur Gemeinschaftsverpflegung anfallen.

Ausgenommen vom TierKBG sind Tierkörperteile und -erzeugnisse nur dann, wenn sie in Gaststätten und Einrichtungen zur Gemeinschaftsverpflegung oder in privaten Haushalten nur in geringen Mengen anfallen (§ 6 Abs. 2 Nr. 3, § 7 Abs. 2 TierKBG).

Der Begriff "geringe Menge" wurde auf der Sitzung der Länderreferenten für Tierseuchenrecht am 08./09.10.96 wie folgt definiert:

"Eine geringe Menge im Sinne des § 6 Abs. 2 Nr. 3 oder § 7 Abs. 2 TierKBG ist dann nicht mehr gegeben, wenn die Menge an Tierkörperteilen/-erzeugnissen (Speiseabfällen) die in einem Vier-Personenhaushalt anfallende Menge überschreitet. Hiervon ist in jedem Fall bei Gaststätten mit einer Konzession als Speisegaststätte oder bei Einrichtungen zur Gemeinschaftsverpflegung auszugehen".

Dies bedeutet, dass Speiseabfälle aus Speisegaststätten und Einrichtungen zur Gemeinschaftsverpflegung generell den Bestimmungen des TierKBG unterliegen. Es bedeutet ferner, dass Speiseabfälle aus Privathaushalten dem TierKBG in der Regel nicht unterliegen.

Die Vorschriften des TierKBG stehen einer Verwertung von Speiseabfällen in biologischen Behandlungsanlagen jedoch nicht immer zwingend entgegen. Hierfür ist aber eine Genehmigung nach § 8 Abs. 2 Nr. 2 des TierKBG erforderlich.

Die bei einer solchen Behandlung (z. B. Vergärungsanlagen) einzuhaltenden Vorkehrungen wurden im Schreiben des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (Schreiben 331-3642/1 vom 12.06.1995 und vom 14.02.1996) an die für das Veterinärwesen zuständigen Landesbehörden dokumentiert.

Beispiel 3: Ausgangsstoff für die Vergärung sind neben Wirtschaftsdünger Schlämme aus Abwasserbehandlungsanlagen oder nur Schlamm aus einer Kläranlage

a) Verwertung auf betriebseigenen Flächen des Anlagenbetreibers

Ergebnis: Es handelt sich um Sekundärrohstoffdünger (Klärschlamm), der nach der AbfKlärV zu verwerten ist. Die Vorgaben der Düngeverordnung sind zu beachten (Sperrfrist, Nährstofffracht u. a.).

b) Verwertung auf betriebsfremden Flächen, d.h. Inverkehrbringen der Gärrückstände

Ergebnis: Zusätzlich zu den Folgerungen unter a) muss das Produkt einem zugelassenen Düngemitteltyp entsprechen. Es besteht eine Kennzeichnungspflicht nach der Düngemittelverordnung.

Betriebe, die am sächsischen Förderprogramm "Umweltgerechte Landwirtschaft" teilnehmen, dürfen Klärschlamm nur auf landwirtschaftlich und gärtnerisch genutzte Flächen aufbringen, wenn folgende zusätzlichen Anforderungen gegenüber den Vorgaben der AbfKlärV vom 15.04.1992 eingehalten werden:

- Innerhalb von 5 Jahren dürfen nicht mehr als 5 Tonnen Klärschlamm-Trockenmasse je Hektar auf ein und derselben Fläche ausgebracht werden.
- Für die Aufbringung von Klärschlamm gelten folgende Schadstoffbegrenzungen (mg/kg TM Klärschlamm):

<i>Blei</i>	<i>Pb</i>	<i>200</i>
<i>Cadmium</i>	<i>Cd</i>	<i>1,5</i>
<i>Chrom</i>	<i>Cr</i>	<i>200</i>
<i>Kupfer</i>	<i>Cu</i>	<i>200</i>
<i>Nickel</i>	<i>Ni</i>	<i>50</i>
<i>Quecksilber</i>	<i>Hg</i>	<i>2</i>
<i>Zink</i>	<i>Zn</i>	<i>1000</i>
<i>Summe halogenorganischer Verbindungen</i>	<i>AOX</i>	<i>250</i>
<i>Summe der polychlorierten Biphenyle</i>	<i>PCB</i>	<i>0,6</i>
<i>polychlorierte Dibenzodioxine/Dibenzofurane</i>	<i>PCDD/PCDF</i>	<i>15 ng TE/kg ¹⁾</i>

¹⁾ Nanogramm Toxizitätsäquivalente je kg Klärschlamm-Trockenmasse

Beispiel 4: Ausgangsstoff für die Vergärung sind neben Wirtschaftsdünger Stoffe, die als Bioabfall dem KrW/AbfG unterliegen oder nur Bioabfälle

a) Verwertung auf betriebseigenen Flächen des Anlagenbetreibers

Ergebnis: Es handelt sich um einen Sekundärrohstoffdünger (Bioabfall), der nach der BioAbfV zu verwerten ist. Die Vorgaben der Düngeverordnung sind zu beachten (Sperrfrist, Nährstofffracht u. a.).

b) Verwertung auf betriebsfremden Flächen, d.h. Inverkehrbringen der Gärrückstände

Ergebnis: Zusätzlich zu den Folgerungen nach a) muss das Produkt einem zugelassenen Düngemitteltyp entsprechen. Es besteht eine Kennzeichnungspflicht nach der Düngemittelverordnung.

In der Rinder- und besonders in der Schweinegülle liegen die Schwermetallgehalte (Kupfer und Zink) häufig über den in der BioAbfV vorgesehenen Höchstgrenzen (100 mg Cu und 400 mg/kg Zn je kg Trockenmasse).

Nach § 4 Abs. 3 Satz 4 der BioAbfV liegt es im Ermessen der zuständigen Behörde (untere Abfallbehörde), im Einvernehmen mit der zuständigen Fachbehörde (Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft) eine Überschreitung einzelner Schwermetalle nach § 4 Abs. 3 Satz 1 zuzulassen, wenn Beeinträchtigungen des Wohls der Allgemeinheit nicht zu erwarten sind. Voraussetzung für die Zulassung von Ausnahmen nach § 4 Abs. 3 Satz 4 BioAbfV (Erlass des SMUL vom 20.07.1999) für Betreiber von Biogasanlagen, die Wirtschaftsdünger mit anderen Bioabfällen kofermentieren, ist, dass

- 1. in der Trockenmasse des Vergärungsrückstandes lediglich die Gehalte an Kupfer und / oder Zink nach § 4 Abs. 3 Satz 1 BioAbfV überschritten sind und*
- 2. davon ausgegangen werden kann, dass bei Beachtung der Grundsätze der guten fachlichen Praxis nach Düngeverordnung mit der Ausbringungsmenge an Vergärungsrückständen im Mittel von drei Jahren höchstens 8.000 g Zink und 2.000 g Kupfer je Hektar zugeführt werden, wobei der 4-fache Wert des Höchstgehaltes an Kupfer und der 3-fache Wert des Höchstgehaltes an Zink nach § 4 Abs. 3 Satz 1 BioAbfV nicht überschritten sein darf, oder*
- 3. eine Verwertung der Vergärungsrückstände auf Flächen erfolgt, die nachweislich durch Bodenuntersuchungen mit Kupfer bzw. Zink unterversorgt sind. Für die Einordnung und Bewertung der Bodenuntersuchungsergebnisse sind die Richtwerte der Sächsischen Landesanstalt für Landwirtschaft zu nutzen [siehe: Broschüre "Ordnungsgemäßer Einsatz von Düngern entsprechend der Düngeverordnung" (Anhang 2b), Hrsg. SML, 8/1997].*

Nach Prüfung des Vorliegens der Voraussetzungen nach Nr. 2 und Nr. 3 ist eine Stellungnahme der landwirtschaftlichen Fachbehörde anzufordern.

Betriebe, die am sächsischen Förderprogramm "Umweltgerechte Landwirtschaft" teilnehmen, dürfen Bioabfälle nur einmal innerhalb von 5 Jahren auf ein und derselben Fläche aufbringen, wobei hinsichtlich Güte und Aufbringungsmenge die Rechtsvorschriften der BioAbfV einzuhalten sind.

Der Abgeber von Bioabfallkompost muss nachweislich Mitglied einer Gütegemeinschaft sein.

2.1.1.5 Zusammenfassung

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die landwirtschaftliche Verwertung anaerob behandelte organischer Reststoffe sind seit einiger Zeit im Umbruch. Durch das Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz wurde nicht nur das bis dahin geltende Abfallrecht abgelöst, sondern auch das Düngemittelgesetz geändert.

Ein Abfallstoff kann künftig nicht mehr nur auf Grund niedriger Schadstoffgehalte auf landwirtschaftliche Flächen "entsorgt" werden (Schadlosigkeitsprinzip), sondern er muss den Anforderungen für Düngemittel, Bodenhilfsstoffe und Kultursubstrate im Sinne des § 1 des Düngemittelgesetzes (Nützlichkeitsprinzip) genügen.

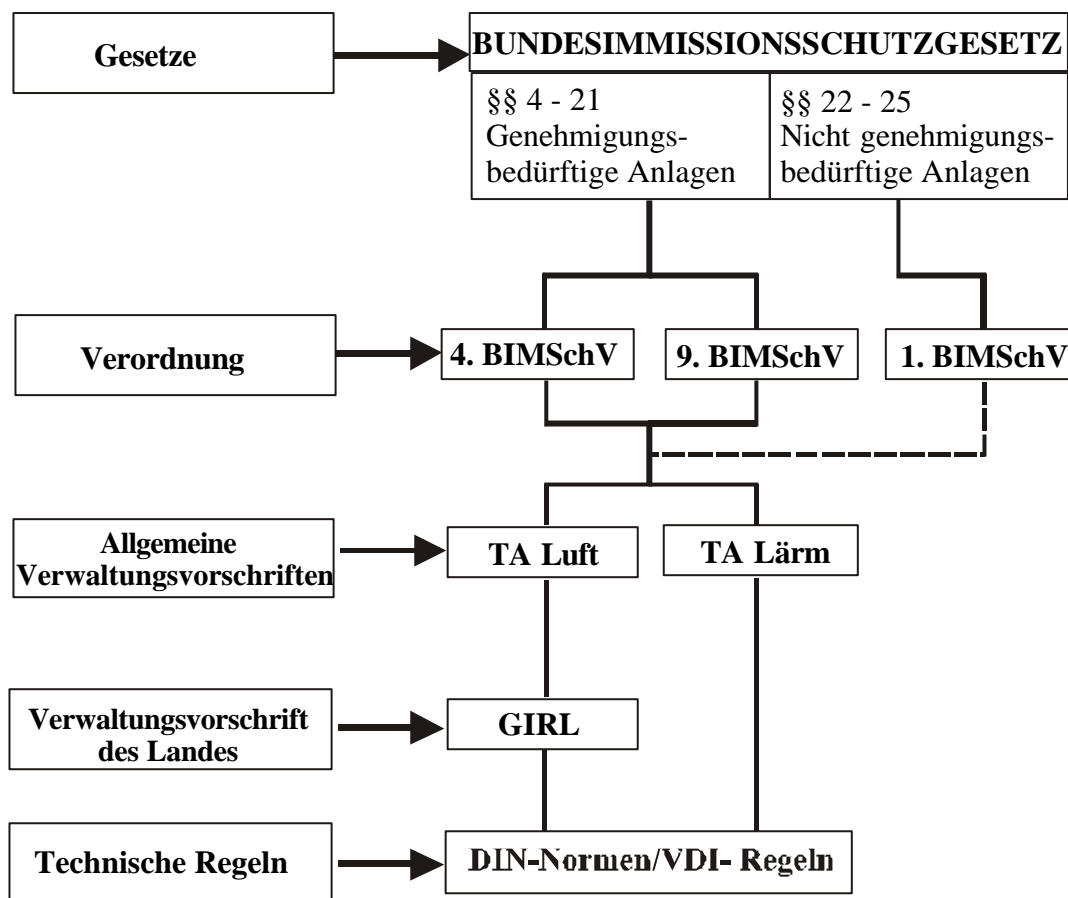
2.1.2 Immissionsschutz

Das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), welches zuletzt durch das Artikelgesetz vom 27. Juli 2001 geändert wurde, dient dem Zweck, Menschen, Tiere und Pflanzen, den Boden, das Wasser, die Atmosphäre sowie Kultur- und sonstige Sachgüter vor schädlichen Umwelteinwirkungen zu schützen und dem Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen vorzubeugen. Dabei sind bei genehmigungsbedürftigen Anlagen seit dieser Änderung auch die integrierte Vermeidung und Verminderung schädlicher Umwelteinwirkungen durch Emissionen in Luft, Wasser und Boden unter Einbeziehung der Abfallwirtschaft zu beachten, um ein hohes Schutzniveau für die Umwelt insgesamt zu erreichen, einschließlich dem Schutz und der Vorsorge gegen Gefahren, erheblichen Nachteilen und erheblichen Belästigungen, die auf andere Weise herbeigeführt werden. Welche Anlagen einer Genehmigung bedürfen, wird in der gleichfalls durch das Artikelgesetz geänderten 4. Verordnung zum BImSchG abschließend geregelt.

Die Anforderungen an genehmigungsbedürftige landwirtschaftliche Biogasanlagen ergeben sich aus § 5 BImSchG. Danach ist u. a. Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen zu treffen, insbesondere durch Maßnahmen, die dem Stand der Technik entsprechen. Der Stand der Technik wird in der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) und in der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) beschrieben und ist die Grundlage für die Genehmigungsfähigkeit von Biogasanlagen. Darüber hinaus sind im Freistaat Sachsen die Geruchsimmisionsrichtlinie (GIRL) für die Bewertung von Gerüchen sowie spezifische Erlasse zur Emissionsbegrenzung bei der Güllelagerung und bei Blockheizkraftwerken (BHKW) eingeführt worden. Weitere Empfehlungen sind in den einschlägigen technischen Normen (DIN, VDI/VDE, DVWG etc.) zu finden. Zu beachten sind auch die einschlägigen Vorschriften der Berufsgenossenschaften.

Nicht genehmigungsbedürftige Biogasanlagen sind nach § 22 BImSchG so zu errichten und zu betreiben, dass u. a. schädliche Umwelteinwirkungen verhindert werden, die nach dem Stand der Technik vermeidbar sind. Nach dem Stand der Technik unvermeidbare schädliche Umwelteinwirkungen sind auf ein Mindestmass zu beschränken.

Abbildung 2.2 Immissionsschutzrechtliche Vorschriften



Quelle: Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Frankfurt a.M., 98

Die **TA Luft** (vom 24.07.2002) behandelt im Wesentlichen Luftschadstoffe wie Stäube, Aerosole und sonstige Schadgase. Maßnahmen zur Minderung von Geruchsstoffemissionen werden durch bauliche und betriebliche Anforderungen festgelegt. Eine Aussage zur Erheblichkeit von Geruchsmissionen enthält die TA Luft nicht. Diese Lücke schließt die Sächsische Geruchs-Immissionsrichtlinie. In der TA Luft sind für NH₃ (Ammoniak) Emissionsgrenzwerte festgelegt.

Ammoniak-Immissionsgrenzwerte wurden insbesondere zur Beurteilung von „Intensivtierhaltungsanlagen“ als Grundlage für nachträgliche Anordnungen nach §17 BImSchG sowie für die Beurteilung im Genehmigungsverfahren erlassen. Diese Grenzwerte sind auch für die Bewertung von Biogasanlagen (insbesondere die Lagerung der vergorenen Gülle) heranzuziehen. Es wurden folgende Konzentrationswerte für Zusatzbelastung bzw. Gesamtbelastung festgelegt:

- Empfindliche Ökosysteme: Zusatzbelastung 3 µg/m³
 - Empfindliche Ökosysteme: Gesamtbelastung 10 µg/m³
- als Anhaltspunkt nach Nr. 4.8 TA Luft i.V.m. Anhang 1.

Die Grenzwerte der Abgase von Verbrennungsmotoren vgl. Kapitel 4.5.6.1.

Die Vorschriften der **TA Lärm** (26.08.1998) können bei dem Betrieb eines BHKW von Bedeutung sein.

Welchen Detaillierungsgrad die immissionsschutzrechtlichen Antragsunterlagen für eine geplante Anlage haben, richtet sich nach dem jeweiligen Einzelfall und sollte deshalb im Interesse einer zügigen Antragsbearbeitung rechtzeitig mit der Genehmigungsbehörde abgestimmt werden. Das Genehmigungsverfahren wird im Kapitel 2.2 ausführlich beschrieben.

2.1.3 Wasser- und Bodenschutz

Der Betrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist immer mit dem Umgang mit wassergefährdenden Stoffen verbunden und kann darüber hinaus, durch seine Lage in Wasserschutzgebieten oder durch Einleitungen in Oberflächengewässer, vom allgemeinen Wasserrecht berührt sein. Folgende Gesetze, Verordnungen und Vorschriften müssen Beachtung finden:

- Wasserhaushaltsgesetz des Bundes und der Länder (WHG)
- Allgemeine Rahmen-Abwasserverwaltungsvorschrift über Mindestanforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer
- Verwaltungsvorschriften zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VWVJGS)
- Indirekteinleiterverordnung

Produktionsmedium: Roh- und Biogasgülle

Berücksichtigung von JGS-Anlagen (Jauche - Gülle - Silagesickersaft)

Die Anforderungen an den sorgfältigen Umgang mit Roh- und Biogasgülle leiten sich aus dem § 1a Abs. 2 des WHG bezüglich der allgemeinen Sorgfaltspflicht sowie § 19g Abs. 2 und 3 über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen ab.

Für den Freistaat Sachsen wurde der Umgang mit Gülle darüber hinaus in der **Sächsischen Dung- und Silagesickersaftanlagenverordnung – SächsDuSVO** vom 26.02.1999 geregelt. Diese Verordnung sowie das Sächsische Wassergesetz vom 21.07.1998 sind bei der Entwurfs- und Genehmigungsplanung einer Biogasanlage zu berücksichtigen.

Die auf das Gärsubstrat Gülle bezogenen Anforderungen umfassen insbesondere folgende Punkte:

- (1) Gülleführende Behältersysteme sind nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu planen.
- (2) Gülleführende Behältersysteme bedürfen einer prüffähigen Baustatik.
- (3) Gülleführende Behälter sind als geschlossene Behälter (nur im Bereich der Schweinehaltung), flüssigkeitsdicht mit entsprechender Lecküberwachung auszuführen (nur bei Behältern > 25 m³). Vor der Inbetriebnahme der Behälter ist eine Dichtigkeitsprüfung durchzuführen.
- (4) Behälterbeschichtungen gewährleisten einen ausreichenden Korrosionsschutz.
- (5) Unter den Fundamenten der gülleführenden Behältersysteme ist ein Planum zu schaffen, dass mit einer Folie >0,8 mm abgedeckt und mit einer 20 cm starken Dränschicht aus Kies überdeckt wird. Die Dränschicht wird mit einem Gefälle von 2 % zu einer das Fundament umfassenden Ringdränage ($\varnothing \geq 10$ cm) aufgebaut. Die Dränage wird zur Leckerkennung mit Kontrollrohren ausgestattet. Die Drainageleitungen haben jeweils ein Gefälle von 2 % zu den Kontrollrohren ($\varnothing \geq 30$ cm) hin.
- (6) Schieber gemäß DIN 11 832 zur sicheren Absperrung gegen ein Leerlaufen eines gülleführenden Behälters in die Pumpenvorlage (Güllekanal) sind vorzusehen.

Betriebsmittel: Kondensate, Öle und Fette

Berücksichtigung von Anlagen zum Herstellen und Behandeln wassergefährdender Stoffe sowie zum Verwenden dieser Stoffe (HBV-Anlagen)

Die sichere Ableitung der sauren Kondensate aus dem Biogas und dem Abgas von Verbrennungsmotoren bedürfen der Berücksichtigung bei der Planung durch Einsatz von Kondensatsammeltöpfen oder durch Einsatz von Neutralisationsanlagen. Dabei besteht grundsätzlich die Möglichkeit der Rückführung der Kondensate aus dem Biogas in den Gärreaktor.

Die üblicherweise der Wassergefährdungsklasse 2 zuzurechnenden Betriebsöle und Schmierfette und das im Fall des Einsatzes von Gemischmotoren (Zündstrahlmotoren) zum Einsatz kommende Heizöl verlangen eine Lagerung des Roh- und Altöls nach den Anforderungen für HBV-Anlagen (nach **Verordnung des SMUL über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdeten Stoffen [Sächsische Anlagenverordnung - VAwS]** vom 18.04.2000).

2.1.4 Baurecht

Zum Baurecht gehören

- das Bundes-Baugesetz und die Landes-Bauordnungen (BauGB und Sächs.BauO) und
- die Brandschutzbestimmungen.

Jedes baurechtliche Verfahren, ob als selbständiges für kleine Biogasanlagen oder als unselbständiges im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens, erfordert die Erstellung von Bauvorlagen durch einen im jeweiligen Bundesland registrierten bauvorlageberechtigten Bauingenieur oder Architekten bzw. einen Fachingenieur für Biogasanlagen (ingenieurtechnische Planung).

Zu den baurechtlichen Planungsunterlagen und Prüfgegenständen gehören insbesondere:

- die baustatischen Unterlagen (z. B. Fermenterfundamente),
- die Einhaltung von baurechtlichen Abstandserlassen,
- die Berücksichtigung des baulichen Brandschutzes,
- die Gewährleistung eines ausreichenden baulichen Lärmschutzes,
- die innerbetrieblichen Verkehrswege und natürlich
- die Bauausführung der baulichen Anlagen.

(Hiervon zu unterscheiden sind technische Anlagen wie z. B. Stahlfermenter, Biogasfackeln o. ä.)

2.1.5 Anlagensicherheit

Einer besonderen Aufmerksamkeit unterliegen zurecht alle Fragen der Anlagensicherheit, da die Erzeugung und die Verwertung von Biogas immer die Möglichkeit der Entstehung eines explosiven Gasgemisches mit Luft (Sauerstoff) beinhaltet (vgl. Kapitel 4.8.6).

Im Genehmigungsverfahren wird deshalb auf die ausführliche Beschreibung der

- Erkennung eines nichtbestimmungsgemäßen Betriebs durch beispielsweise
 - automatisierte Gaswarnanlagen,
 - Überdruck- und Unterdrucksicherungen,
 - Überfüll- und Leckwarnanlagen u. ä. sowie
- Gewährleistung darauf bezogener Alarm- und Sicherheitsregeln,
 - Brandschutzplan gemäß DIN,
 - Alarmplan,
 - steuer- und regeltechnische Ausstattung der Anlage sowie die
- Bauausführung von elektrischen Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen großer Wert gelegt.

Zu den diesem Bereich zuzurechnenden wichtigen Vorsorgemaßnahmen gehören im Rahmen der Errichtung der Biogasanlage auch:

- der Nachweis der Fachkunde der ausführenden Unternehmen (Fachbetriebe),
- die technische Abnahme der Anlage durch Sachverständige und selbstverständlich
- alle Maßnahmen eines betrieblichen Qualitäts-, Umwelt- und Sicherheitsmanagements,

wie:

- die regelmäßige Schulung des Personals,
- das Vorhandensein einer aktuellen und handhabbaren Funktionsbeschreibung der Biogasanlage,
- das akribische Führen des Betriebstagebuchs zur Biogasanlage durch den Anlagenverantwortlichen.

Der Landwirt bzw. der Geschäftsführer einer Landwirtschaftsgesellschaft unterliegt immer, wenn er eine immissionsschutzrechtliche Anlage betreibt, den immissionsschutzrechtlichen Vorschriften des § 5 BImSchG (Pflichten des Betreibers), deren konsequente Einhaltung für ihn die einzige Sicherheit in gegebenenfalls auftretenden Umweldelikt- oder -strafverfahren darstellt.

Weiteres zur Sicherheit von Biogasanlagen siehe Kapitel 4.

2.1.6 Auswahl weiterer Technischer Normen, Richtlinien und Vorschriften

· Technische Normen

DIN 4045	Abwassertechnische Begriffe
DIN 38 402 u.ff	Deutsche Einheitsverfahren zur Wasser-, Abwasser- und Schlammuntersuchung
DIN 11622	Lagerbehälter
DIN 18908	Stallfußböden
DIN 18910	Wärmeschutz geschlossener Ställe
DIN 19630	Rohrverlegerichtlinien für Gas- und Wasserrohrnetze
DIN 2403	Kennzeichnung von Rohrleitungen nach dem Durchflusstoff
DIN 3230	Lieferbedingungen für Armaturen
DIN 40041	Zuverlässigkeit und Begriffe
DIN 4102	Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen
DIN 4279	Innendruckprüfung von Druckrohrleitungen
DIN 1045	Beton
TRbF	Technische Regeln für brennbare Flüssigkeiten

· VDE-Richtlinien

DIN 57100/ VDE 0100	Errichtung und Betrieb von Starkstromanlagen (verschiedene Ausgabedaten)
DIN/VDE 0165	Errichten elektrischer Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen - 2/92
VDE 0170/0171	Elektrische Betriebsmittel für explosionsgefährdete Bereiche - 3/94 (DIN EN 50014)
DIN 57185/ VDE 0185	Blitzschutzanlagen - 1984

· VDI-Richtlinien

VDI 3477	Biofilter
VDI 3478	Biowäscher
VDI 3985	Grundsätze für Planung, Ausführung und Abnahme von Kraft-Wärme-Kopplung mit Verbrennungskraftmaschinen
VDI 3471	Emissionsminderung Schwein
VDI 3472	Emissionsminderung Geflügel
VDI 3474(E)	Emissionsminderung Tierhaltung

- **VDMA-Einheitsblätter**
 - VDMA-Einheitsblatt 24 169-1 Bauliche Explosionsschutzmaßnahmen an Ventilatoren
 - VDMA-Einheitsblatt 24 418 Anlagen zur anaeroben Wasserbehandlung
- **DVGW Regelwerk**
 - Arbeitsblatt G 430 Niederdruck Gasbehälter, Aufstellung und Betrieb, 5/94
 - Arbeitsblatt G 431 Niederdruck Gasbehälter, Herstellungsrichtlinien, 5/60
 - Arbeitsblatt G 461/I Errichten von Gasleitungen bis 4 bar Betriebsdruck aus duktilem Gußeisen, 11/81
 - Arbeitsblatt G 462/I Errichten von Gasleitungen bis 4 bar Betriebsdruck aus Stahlrohren, 9/76
 - Arbeitsblatt G 469 Druckprüfverfahren für Leitungen und Anlagen der Gasversorgung, 7/87
 - Arbeitsblatt G 472 Gasleitungen bis 4 bar Betriebsdruck aus PE-HD und bis 1 bar Betriebsdruck aus PVC-U, 9/88
- **AD-Merkblätter**
 - AD-Merkblätter für Werkstoffe, Berechnung, Herstellung und Ausrüstung von Druckbehältern, Verzeichnis 7/94
- **Unfallverhütungsvorschriften**
 - VBG 61 "Gase" mit Durchführungsregeln (in der Fassung vom 1.4.77, mit Fachausschussentwurf 4/89)
 - VBG 50 Arbeiten an Gasleitungen
- **BAGUV Sicherheitsregeln**
 - GUV 17.5 Sicherheitsregeln für Abwasserbehandlungsanlagen - Bau und Ausrüstungen 4/79
 - GUV 17.6 Sicherheitsregeln für Arbeiten in geschlossenen Räumen von abwassertechnischen Anlagen - Betrieb - 1/89
 - GUV 19.7 Richtlinien "Statische Elektrizität" 1/92
 - GUV 19.8 Explosionsschutzrichtlinien (EX-RL), 9/90
 - ZH 1/8 Sicherheitsregeln für Anforderungen an Eigenschaften ortsfester Gaswarneinrichtungen für den Explosionsschutz, 4/82
 - ZH 1 / 108 Sicherheitsregeln für Anforderungen an Eigenschaften nicht ortsfester Gaswarneinrichtungen für den Explosionsschutz, 10/83
 - T 023 BG-Merkblatt Instandhaltung von ortsfesten Gaswarneinrichtungen für den Explosionsschutz
 - T 032 BG-Merkblatt / Einsatz von ortsfesten Gaswarneinrichtungen für den Explosionsschutz
- **Sonstige**
 - Sicherheitsregeln für Biogasanlagen (vgl. Kapitel 4.8.6)
 - Richtlinien für die Vermeidung der Gefahren durch explosionsfähige Atmosphäre (Ex-R1)
 - Bau, Ausrüstung und Betrieb von Biogasanlagen (Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften e. V.)
 - Arbeitsstättenverordnung

Im Zuge der Harmonisierung des EU-Rechts können sich die aufgeführten Richtlinien ändern, die Anpassung muss beachtet werden.

2.1.7 Energierecht

Ausführungen zum Energierecht sind zusätzlich im Kapitel 5 "Energetische Aspekte der Biogasproduktion" enthalten.

2.1.7.1 Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts

Das Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24.04.98 dient der Umsetzung der Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend der gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Das Gesetz widmet der Nutzung der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung wesentlich mehr Aufmerksamkeit als bisher. So ist beispielsweise keine Genehmigung zur Energieversorgung mehr erforderlich bei:

- Einspeisung in das Netz eines Energieversorgers,
- Versorgung von Abnehmern mit Strom aus erneuerbaren Energien oder aus der Kraft-Wärme-Kopplung,
- Versorgung verbundener Unternehmen.

Es sind mit dem Energieversorgungsunternehmen Verträge und Preise festzulegen, wenn die eingesetzte Energie nicht aus erneuerbaren Energien (gemäß Einspeisegesetz) stammt.

Die Betreiber der Übertragungsnetze sind verpflichtet, technische Mindestanforderungen für den Anschluss an das Netz, für die Einspeisung von Strom aus Erzeugungsanlagen und für die Benutzung von Verbindungsleitungen festzulegen. Sie sind weiterhin verpflichtet, jährlich Richtwerte zur Spanne der Durchleitungsentgelte zu veröffentlichen.

Im Strommarkt wurde am 13.12.1999 die neue Verbändevereinbarung II von den drei Verbänden BDI, VIK und VDEW verabschiedet. Sie legt die Kriterien zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte für elektrische Energie fest und fordert eine entsprechende Markttransparenz durch Veröffentlichung. Damit wird ein diskriminierungsfreier Zugang zu den Netzen möglich.

In Gebieten, in denen die Energieversorgungsunternehmen (EVU) die allgemeine Versorgung durchführen, müssen allgemeine Bedingungen und Tarife für die Versorgung öffentlich bekannt gegeben werden. Es besteht von Seiten der EVU Anschluss- und Versorgungspflicht.

Wer zur Deckung des Eigenbedarfs eine Anlage zur Erzeugung von Energie betreibt oder sich von einem Dritten versorgen lässt, kann sich nicht auf die Anschluss- und Versorgungspflicht berufen. Davon ausgeschlossen sind Anlagen für die Deckung des Eigenbedarfs von Tarifabnehmern aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung bis 30 kW elektrischer Leistung und aus erneuerbaren Energien.

Innerhalb des neuen Energiewirtschaftsgesetzes wurde auch das *Stromeinspeisegesetz* vom 7.12.1990 geändert und im **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** vom 29.3.2000 verankert. Das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien sowie die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vom 29.3.2000 regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Geothermie, Deponiegas, Klärgas, Grubengas oder aus Biomasse gewonnen wird. Die Energieversorgungsunternehmen, die ein Netz betreiben, sind verpflichtet, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien in unbegrenzter Höhe abzunehmen und zu vergüten. Es erfolgt jedoch ein bundesweiter Ausgleich zwischen den Netzbetreibern, damit alle in gleicher Weise betroffen sind. Netzverstärkungen sind vom Netzbetreiber zu bezahlen, die Kosten dafür werden über die Durchleitungsgebühren an die Endverbraucher weitergeleitet.

Der Netzanschluss kann zukünftig auch von Dritten ausgeführt werden. In einem letzt instanzlichen Urteil des Landesgerichts Frankfurt/Oder werden die Netzbetreiber zur kostenlosen Offenlegung von Netzdaten nach § 3 EEG verpflichtet. Dies beinhaltet die Nennung:

- der Möglichkeit des Anschlusses,
- der Höhe der abnehmbaren Strommenge am Standort und
- der voraussichtlichen Kosten des Netzanschlusses.

Nähere Informationen dazu unter: www.dgs-berlin.de

Für das Nieder- und Mittelspannungsnetz des Elektrizitätsversorgungsunternehmens gibt es technische Richtlinien für den Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e.V., 3. Auflage 1991). Diese Richtlinien regeln, welche technischen Unterlagen für die Anmeldung der Eigenerzeugungsanlage erforderlich sind. Sie enthalten auch Anforderungen, die an den Netzanschluss, die Schalt- und Schutz-einrichtungen und an die Vermeidung von Netzurückwirkungen zu stellen sind.

Die Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien erfolgt seit 1.4.2000 abgekoppelt vom aktuellen Strompreis, das heißt, es wurden eindeutige Vergütungssätze (Tab. 2.4) festgelegt. Diese Vergütungssätze gelten auch für bestehende Altanlagen. Die Vergütungen sind bei Neuanlagen für 20 Jahre zu zahlen.

Tabelle 2.4 Einspeisevergütung für Strom

Strom aus	Cent/kWh
Wasserkraft, Deponie-, Gruben- und Klärgas	
elektrische Leistung bis 500 kW	7,67
elektrische Leistung über 500 kW	6,65
Biomasse, Biogas	
elektrische Leistung bis 500 kW	10,23
elektrische Leistung über 500 kW bis 5 MW	9,20
elektrische Leistung über 5 MW	8,69
Geothermie	
elektrische Leistung bis 20 MW	8,95
elektrische Leistung über 20 MW	7,16
Windkraft	
für die ersten fünf Betriebsjahre	9,10
danach an guten Standorten	6,19
danach an weniger guten Standorten für einen auszurechnenden Zeitraum	9,10
Solarenergie	50,62

Bei Anlagen, die nach dem 1.1.2002 in Betrieb genommen wurden, sinkt die Einspeisevergütung bei Wasserkraft, Deponie-, Gruben-, Klär- und Biogas sowie bei Biomasse und Geothermie um ein Prozent, bei Windkraft um 1,5 % und bei Solarenergie um 5 %.

2.1.7.2 Einspeisung von Strom auf der Grundlage der Biomasseverordnung vom 21.06.2001

Als Ziel steht hinter der Biomasseverordnung -BiomasseV - die Aufgabe des EEG, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes einen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung zu leisten, um den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens verdoppeln zu können. Die Verordnung dient dazu, rechtsverbindlich festzulegen, welche Arten der Nutzung von biogenem Material zum Zwecke der Stromerzeugung von den Regelungen des EEG erfasst werden sollen. Um das einschlägige Ziel zu erreichen, kommt es auf ein Zusammenwirken folgender Punkte an:

- in Betracht kommende Verfahrenstechnik,
- Beschaffenheitsanforderungen der eingesetzten Bioenergieträger,
- von den Fachgesetzen vorgegebene Umwelanforderungen.

Um die beabsichtigte vermehrte Nutzung von Biomasse in energie- und umweltpolitisch gewünschte Bahnen zu lenken, ist es notwendig, die als sinnvoll erachteten Technologien durch die Verordnung zu beschreiben und Mindestanforderungen an diese zu formulieren. Die Verordnung soll zugleich Anreize zur technologischen Weiterentwicklung bieten.

Der Biomasse dürfen keine Beimengungen von Fremdstoffen (insbesondere fossiler Herkunft) zugesetzt sein. Allerdings enthalten manche Arten von Biomassen nicht vermeidbare produktions- oder gebrauchsbedingte Anteile fossiler Herkunft. Diese Unreinheiten werden (ausnahmsweise) hingenommen. Für eine Zünd- und Stützfeuerung können auch Stoffe nicht biogenen Ursprungs (bzw. Stoffe fossiler Herkunft) eingesetzt werden, soweit dies verfahrenstechnisch nur mit anderen Stoffen als mit Biomasse möglich ist. Im Falle des Einsatzes von gasförmiger Biomasse (Biogas) wird so auch die Verwendung von Dieselmotoren zur Stromerzeugung möglich (Zündstrahl).

Zum Teil werden auch Abfallstoffe zugelassen, sofern sie einen energie- und klimapolitisch sinnvollen Beitrag zum Ersatz konventioneller Energieträger leisten können und ihr Nutzwert aus Phyto- und Zoomasse stammt. Stoffe, Produkte und Gemische, deren Energiegehalt zum Teil nicht biogenen Ursprungs ist, sind grundsätzlich nicht als Biomasse anzusehen. Verunreinigungen mit solchen Stoffen werden nur geduldet, wenn sie auf den Heizwert keine nennenswerten Auswirkungen haben.

Für Altholz gelten in der Verordnung spezielle Regelungen.

Biogas wird voll als Biomasse im Sinne des EEG eingestuft, da es sich seiner Herkunft nach ganz überwiegend aus biogenem Material zusammensetzt. Die allgemeine Definition von Biogas trifft auch auf Deponie- und Klärgas zu. Das EEG enthält hierfür eine Sonderregelung zur Vergütung, demzufolge werden solche Gase nicht als Biomasse angesehen. Ferner nicht als Biomasse angesehen werden Gasgemische aus Siedlungsabfällen, Hafenschlick, Gewässerschlämmen und Stoffen, die nach Tierkörperbeseitigungsgesetz zu beseitigen sind sowie Klärschlammanteile von mehr als 10 % (Gewicht). Liegt der Anteil an Klärschlamm im Ausgangsmaterial oberhalb von 10 Gewichtsprozent, so handelt es sich bei dem erzeugten Gas nicht mehr um Biomasse im Sinne der Verordnung. Folglich kann der Vergütungssatz für Biogas in derartigen Konstellationen keine Anwendung finden. In diesen Fällen teilt sich der Vergütungssatz anteilig auf Biomasse und auf Klärgas auf.

Die Verordnung schließt mit ein, dass die einschlägigen Fachgesetze zum Umweltschutz eingehalten werden. Die Stromabnahmepflichtigen nach EEG können die Einspeisung ablehnen, wenn diese Anforderungen nicht erfüllt sind.

2.1.7.3 Ökologische Steuerreform

Im Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform vom 3.3.1999 wurde die Ökosteuer ab 1.4.1999 beschlossen und mit dem Gesetz zur Fortführung der ökologischen Steuerreform vom 16.12.1999 weitergeführt. Folgende Energieträger betreffen auch die Landwirtschaft:

Tabelle 2.5 Steuersätze der Ökosteuer

Energieart	ME	1999	2000	2001	2002	2003
Strom	Cent/kWh	1,02	1,28	1,54	1,80	2,06
für Verbrauch der ersten	MWh/Betrieb	50	40	33,3	28,6	25
ermäßigt übriger Verbrauch	Cent/kWh	0,204	0,256	0,308	0,36	0,412
Gasöl, Benzin	Cent/l	3,07	6,14	9,21	12,28	15,35
Heizöl bis 511 €	Cent/l	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
ermäßigt übriger Verbrauch	Cent/l	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Gas bis 511 €	Cent/kWh	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164
ermäßigt übriger Verbrauch	Cent/kWh	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033

Eine Ermäßigung auf 20 % für Strom erhält unter anderem die Land- und Forstwirtschaft, soweit die Steuer jährlich 515 € übersteigt. Das bedeutet, dass nur Betriebe, die jährlich mehr als 50.000 kWh (1999) verbrauchen, davon profitieren.

Beispiel Jahr 2003:	Verbrauch des Betriebes	80.000 kWh
	25.000 kWh x 0,0206 €/kWh =	515 €
	55.000 kWh x 0,00412 €/kWh =	226 €
	Stromsteuer gesamt	<u>741 €</u>

Der Antrag auf verminderte Steuer muss von jedem Betrieb an die zuständige Zollverwaltung gestellt werden.

Von der Mineralölsteuer sind Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (BHKW) mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % befreit. Alle BHKW müssen bei den Hauptzollämtern angemeldet werden.

2.2 Genehmigungsverfahren zur Errichtung und zum Betrieb von Biogasanlagen in der Landwirtschaft

2.2.1 Allgemeines

Generell fallen Anlagen zur Biogasproduktion und -verwertung in den Geltungsbereich des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (**BImSchG**).

Dieses Gesetz gilt für **die Errichtung und den Betrieb** der Anlagen. Auf der Grundlage der **4. BImSchV** wird bestimmt, welche Anlagen einer Genehmigung bedürfen (genehmigungsbedürftige Anlagen) und welche nicht genehmigungsbedürftig sind.

2.2.2 Nicht genehmigungsbedürftige Anlagen

Biogasanlagen als reine Vergärungsanlagen (Biogaserzeugung) bedürfen **keiner immissionschutzrechtlichen Genehmigung, wenn** die Behandlung von besonders überwachungsbedürftigen und / oder nicht besonders überwachungsbedürftigen Abfällen, auf die die Vorschriften des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes Anwendung finden, die in Nr. 8.6 Spalte 2 des Anhangs zur 4. BImSchV genannten unteren Mengenschwellen unterschreiten. Von letzterem ist bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen, die nur eigene Gülle und landwirtschaftliche Kofermente einsetzen, auszugehen.

Keine Abfälle im Sinne des KrW/AbfallG sind der eigene Wirtschaftsdünger (Gülle) einschließlich der Futterreste und des Siloabraums sowie nachwachsende Rohstoffe. Wird die Gülle jedoch von einem Dritten in einer Biogasanlage behandelt, so ist Gülle nach den abfallrechtlichen Bestimmungen ein nicht besonders überwachungsbedürftiger Abfall und die Biogasanlage unterliegt nur bei einem Einsatz von unter 10 Tonnen pro Tag nicht dem Genehmigungserfordernis.

Die erforderlichen anderen öffentlich-rechtlichen Genehmigungen (z. B. Baugenehmigung etc.) sind gemäß der vorhandenen Vorschriften einzuholen. Die Anlagen sind entsprechend § 22 BImSchG zu betreiben. Das nachgeschaltete BHKW bedarf keiner Genehmigung nach dem BImSchG, wenn die Summe der installierten Feuerungswärmeleistung unter 1 MW liegt. Erfüllt das BHKW die Voraussetzungen einer Nebeneinrichtung zu einer beispielsweise genehmigungsbedürftigen Tierhaltung, so erstreckt sich die immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht auch auf kleinere BHKW.

2.2.3 Genehmigungsbedürftige Anlagen

Beträgt die Feuerungswärmeleistung des BHKW 1 MW oder mehr, so bedarf die Anlage in Verbindung mit Nr. 1.4 des Anhangs zur 4. BImSchV einer Genehmigung nach dem BImSchG.

Eine für sich gesehen genehmigungsfreie Biogaserzeugung ist in diesem Fall als Nebeneinrichtung zum genehmigungsbedürftigen BHKW zu betrachten und wird dann vom Genehmigungserfordernis mit umfasst.

Anlagen zur Lagerung von Gülle bedürfen dann einer Genehmigung nach dem BImSchG, wenn das Fassungsvermögen 2.500 m³ erreicht oder überschreitet (Nr. 9.36 Spalte 2 des Anhangs zur 4. BImSchV).

Güllelagerbehälter mit einem Fassungsvermögen von 2.500 m³ oder mehr und BHKW mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 bis weniger als 50 MW unterliegen dem vereinfachten Genehmigungsverfahren nach § 19 BImSchG (keine Öffentlichkeitsbeteiligung).

BHKW mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW oder mehr, die bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen wohl nicht erreicht werden dürften, bedürfen einer Genehmigung im förmlichen Verfahren nach § 6 ff BImSchG (mit Öffentlichkeitsbeteiligung).

Ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung im Einzelfall erforderlich ist, ist nach § 3 c Abs. 1 UVPG in Verbindung mit Anlage 1 zu diesem Gesetz zu prüfen. Eine standortbezogene Vorprüfung ist bei BHKW mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW bis 50 MW und eine allgemeine Vorprüfung bei Anlagen von 50 MW bis 200 MW vorzunehmen. Bei BHKW mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 200 MW ist das Vorhaben generell UVP-pflichtig.

Die Genehmigung ist zu erteilen, wenn gemäß § 6 BImSchG sichergestellt ist, dass die sich aus den §§ 5 und 7 BImSchG ergebenden Pflichten erfüllt werden und andere öffentlich-rechtliche Vorschriften und Belange des Arbeitsschutzes der Errichtung und dem Betrieb der Anlage nicht entgegenstehen (sog. gebundene Entscheidung).

Die **Pflichten des Betreibers** einer genehmigungsbedürftigen Anlage regelt § 5 BImSchG. Durch das Artikelgesetz ist § 5 Abs. 1 Nr. 4 BImSchG neu gefasst worden. Danach sind genehmigungsbedürftige Anlagen u. a. so zu errichten und zu betreiben, dass Energie sparsam und effizient verwendet wird. Dies kann bedeuten, dass eine genehmigungsbedürftige Biogasanlage die entstehende Wärme soweit als möglich nutzen muss. Darüber hinaus muss nachgedacht werden, ob auch Mindestverweilzeiten vorgeschrieben werden können, damit die Energieausbeute (Methanerzeugung) möglichst hoch wird.

Die Anforderungen an die Errichtung, an die Beschaffenheit und den Betrieb der genehmigungsbedürftigen Anlage bestimmt jeweils der **Genehmigungsbescheid**. Die im Genehmigungsbescheid enthaltenen **Auflagen** sind für den Betreiber für die Errichtung und den Betrieb der Anlage bindend, sofern er diese nicht erfolgreich im Widerspruchsverfahren oder vor den Verwaltungsgerichten angegriffen hat.

Dabei schließt die Genehmigung nach BImSchG auf der Grundlage des § 13 BImSchG „andere, die Anlage betreffende behördliche Entscheidungen, insbesondere öffentlich-rechtliche Genehmigungen, Zulassungen, Verleihungen, Erlaubnisse und Bewilligungen, mit der Ausnahme von Planfeststellungen, ... und wasserrechtliche Erlaubnisse und Bewilligungen nach §§ 7 und 8 des Wasserhaushaltgesetzes“ mit ein (z. B. Belange der Wasserver- und -entsorgung).

Auf Grund der durch den Betrieb der Biogasanlagen zu erwartenden geringen Umweltauswirkungen kann bei einem evt. erforderlichen Änderungsgenehmigungsverfahren in vielen Fällen das vereinfachte Verfahren nach § 16 Abs. 2 BImSchG durchgeführt werden.

2.2.4 Genehmigungsverfahren

Das Genehmigungsverfahren setzt einen **schriftlichen Antrag** voraus, der **formgebunden** einzureichen ist. Die Antragsformulare sind bei den zuständigen Immissionschutzbehörden erhältlich oder über die Internetseite des SMUL (www.sachsen.smul.de → Umwelt → Luft, Lärm, Klima → Luft) abrufbar. Die Durchführung des Genehmigungsverfahrens regelt die 9. BImSchV (Verordnung über das Genehmigungsverfahren). Die für das immissionschutzrechtliche Genehmigungsverfahren erforderlichen Antragsunterlagen ergeben sich aus Tabelle 2.6.

Der schriftliche Antrag für Biogasanlagen muss **prüfbare Aussagen** enthalten u. a. zu:

- **Anlagenkonzept**
- Standort der geplanten Anlage (topografische Karte, Flurkarten, etc.),
- Anlagenteile, Verfahrenskonzept und -schritte, Nebeneinrichtungen, etc., wobei das Anfahren der Anlage, der bestimmungsgemäße Betrieb und die Stillsetzung bei betriebs- und/oder störungsbedingten Unterbrechungen des Anlagenbetriebs betrachtet werden sollten,

- Input- und Outputmaterial in ihrer stofflichen Zusammensetzung und Mengenbilanz (z. B. Gülle, Bioabfall, Abwässer, Altöl), wobei der Vermeidung oder ordnungsgemäßen Verwertung der Reststoffe besonderes Augenmerk geschenkt werden muss [§ 5 Abs. 1 Nr. 3 BImSchG],
 - Art und Ausmaß von Emissionen, die voraussichtlich von der Anlage ausgehen, z. B. Abgasemissionen des Blockheizkraftwerkes (Einhalten der Grenzwerte TA Luft durch die BHKW-Anlage: Zertifikat bzw. Emissionserklärung des Herstellers), Geruchsemissionen (Emissionsgutachten; insbesondere zusätzliche Emissionen bei der Annahme organischer Stoffe und deren Minimierung beachten), sowie Aussagen zu deren Kontrolle (z. B. organisatorische Maßnahmen, Messungen etc.),
 - Energiebilanzen, insbesondere Aussagen zur Verwendung der anfallenden Wärme,
 - Verweilzeiten der Biomasse im Reaktor,
- **Schutzmaßnahmen**
 - vorgesehene Maßnahmen zum Schutz vor und zur Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen, insbesondere zur Verhinderung von Emissionen, sowie zur Messung von Emissionen und ggf. Immissionen,
 - vorgesehene Maßnahmen zum Arbeits-, Explosions- und Brandschutz,
 - vorgesehene Maßnahmen zur Verhinderung und Beherrschung von Störungen des bestimmungsgemäßen Betriebes,
- **Errichtung der Anlage**
 - Nachweise der Fachkunde der ausführenden Unternehmen und der notwendigen Zertifikate der verwendeten Anlagenteile (z. B. DVGW-geprüfte Armaturen für die Gasführung),
 - Fachbehörden oder autorisierte Stellen (TÜV, ...) sollten zur Prüfung der Betriebssicherheit der Anlage bereits zu Teilabnahmen und -inbetriebnahmen einbezogen werden,
- **Anlagenbetrieb**
 - Festlegungen zu Wartungs-, Mess- und Prüfintervallen,
 - Aussagen zur Betriebsführung: Bedienungshinweise, Schulungen des Bedienpersonals etc.

Je nach Umfang und Größe der geplanten Anlage kann ein Vorbescheid beantragt werden, in dem die grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit des Vorhabens abgeklärt wird. Dies dürfte bei Biogasanlagen jedoch von untergeordneter Rolle sein.

Es ist für das geplante Vorhaben vorteilhaft, wenn bereits vor der Antragstellung entsprechende Gespräche mit den zuständigen Behörden, wie z. B. der Unteren Immissionsschutzbehörde (Umweltamt), der Unteren Wasserbehörde, der Unteren Bauaufsicht, dem Gewerbeaufsichtsamt und dem Staatlichen Umweltfachamt geführt werden. So kann die Qualität und damit die Prüfbarkeit der Antragsunterlagen verbessert und die Bearbeitungszeit der Antragsunterlagen wesentlich verkürzt werden.

Bei dieser Vorabstimmung wird das technische Anlagenkonzept ebenso wie die vorhandenen Standortbedingungen für die Anlage und die Sensibilität der nachbarschaftlichen Nutzungen besprochen. Der Standort der Anlage hat erheblichen Einfluss auf den Darstellungsumfang, beispielsweise hinsichtlich der

- Emission und Immissionen von Luftschadstoffen
- Emission und Immissionen von Gerüchen
- Emission und Immissionen von Geräuschen

und führt zu Festsetzungen, ob aufwendige Immissionsprognosen nach den Vorschriften der Technischen Anleitungen Luft oder Lärm durchzuführen sind oder nicht, wobei im letzten Fall belastbare Emissionsbetrachtungen anzufertigen sind.

Für welche der emittierenden Luftschadstoffe Emissionsbetrachtungen oder Immissionsprognosen zu erstellen sind, richtet sich ebenfalls nach der Einschätzung der Behörde, welche Unterlagen sie für die Beurteilung anhand der Umweltrelevanz am vorgesehenen Anlagenstandort benötigt.

Die Antragsunterlagen sind formgebunden nach den in Sachsen gültigen Antragsformularen zu erstellen. Die entsprechenden Informationen gibt die jeweils zuständige **Genehmigungsbehörde**. In der Regel sind dies

- für Anlagen des Anhangs der 4. BImSchV, Spalte 1 die Regierungspräsidien, Referat Immissionsschutz,
- für Anlagen des Anhangs der 4. BImSchV, Spalte 2 die Immissionsschutzbehörden der Landratsämter bzw. der Kreisfreien Städte.

Für Anlagen, zu denen Teile oder Nebeneinrichtungen der Spalte 1 und der Spalte 2 des Anhangs der 4. BImSchV gehören, sind die Regierungspräsidien zuständig.

Tabelle 2.6 Inhalt eines Genehmigungsantrages nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)

0	Inhaltsverzeichnis
1	Antrag/Allgemeine Angaben (u. a. mit Kurzbeschreibung des Vorhabens, Angaben zu Standort und Anlagenumgebung, ggf. Betriebsgeheimnis und Begründungen)
2	Anlagen-, Verfahrens- und Betriebsbeschreibung (ausführlich; einschließlich technischer Dokumentation)
3	Stoffe, Stoffmengen und Stoffdaten
4	Emissionen/Immissionen (Luft, Geräusche), Abgasreinigung
5	Abfallvermeidung und –verwertung, Abfallentsorgung
6	Abwasser/Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
7	Anlagensicherheit (Störfall-Verordnung, Arbeitsschutz, Brandschutz)
8	Eingriffe in Natur und Landschaft
9	Energieeffizienz
10	Bauantrag
11	Unterlagen für weitere nach § 13 BImSchG zu bündelnde Genehmigungen und behördlichen Entscheidungen
12	Maßnahmen nach der Betriebseinstellung
13	Umweltverträglichkeitsprüfung

Zur Klärung des Antragsumfanges und der Schwerpunkte des Verfahrens wird die Durchführung eines Vorgesprächs (Antragskonferenz) zwischen der Genehmigungsbehörde, den betroffenen Fachbehörden und dem Unternehmen empfohlen. Der Rechtsanspruch auf diese Beratung für den Antragsteller ergibt sich aus § 2 der 9. BImSchV. Es ist zu empfehlen, mindestens 14 Tage zuvor der Genehmigungsbehörde eine schriftliche Vorhabensinformation zu übergeben.

2.3 Steuerliche Aspekte bei der Biogasproduktion und Verwertung

2.3.1 Allgemeines

Bei der steuerrechtlichen Beurteilung einer Biogasanlage zur Erzeugung von Wärme und Strom muss man sich zuerst mit der grundsätzlichen Zuordnung zu einer Einkunftsart befassen. Dementsprechend sind danach teilweise unterschiedliche Beurteilungen aus Sicht der Einkommensteuer, der Umsatzsteuer, der Gewerbesteuer und anderer Steuern zu treffen.

2.3.2 Abgrenzung der Land- und Forstwirtschaft bzw. eines Gewerbebetriebes von der Liebhaberei

Das Problem der Abgrenzung von der Liebhaberei im einkommenssteuerlichen Sinn stellt sich vielleicht bei relativ kleinen Biogasanlagen.

Genauso wie bei kleinen Wasserkraft- oder Windkraftanlagen steht der Kapitaleinsatz in einem ungünstigen Verhältnis zum Ertrag. Wenn über einen längeren Zeitraum, im allgemeinen etwa 7 bis 10 Jahre, kein Gewinn erzielt werden kann, unterstellt die Finanzverwaltung gern Liebhaberei. Dies würde bedeuten, dass sämtliche Ausgaben nicht als Betriebsausgaben anerkannt werden.

Aufgrund des Energieeinspeisungsgesetzes, welches zwischenzeitlich auch vom Bundesverfassungsgericht legitimiert wurde, dürfte es jedoch bei einer vernünftig geplanten Biogasanlage mittelfristig zu einem positiven Gesamtergebnis kommen und damit die Gewinnerzielungsabsicht nachgewiesen sein.

2.3.3 Abgrenzung der Land- und Forstwirtschaft vom Gewerbe

2.3.3.1 Grundsätze der Abgrenzung

Der steuerrechtliche Begriff der Land- und Forstwirtschaft ergibt sich aus § 13 des Einkommensteuergesetzes (EStG), der die Einkünfte aus Land- und Forstwirtschaft positiv aufzählt und von den übrigen Einkunftsarten abschließend abgrenzt.

Diese Abgrenzung wurde von der Finanzverwaltung in einem einheitlichen Erlass der Steuerreferenten aller Bundesländer im Jahr 1995 neu beschrieben (BMF IV B 4 - 5 2230 - 47/95, veröffentlicht im Bundessteuerblatt 1995 Teil I, S. 703).

Der Inhalt dieses Schreibens ist nun auch in den Einkommensteuerrichtlinien niedergelegt (R 135 EStR). Demnach ist entsprechend Absatz 1 dieser Richtlinie von folgenden allgemeinen Grundsätzen auszugehen:

Land- und Forstwirtschaft ist die planmäßige Nutzung der natürlichen Kräfte des Bodens zur Erzeugung von Pflanzen und Tieren sowie die Verwertung der dadurch selbstgewonnenen Erzeugnisse. Als Boden im Sinne des Satzes 1 gelten auch Substrate und Wasser. Ob eine land- und forstwirtschaftliche Tätigkeit vorliegt, ist jeweils nach dem Gesamtbild der Verhältnisse zu entscheiden. Liegt eine teils gewerbliche und teils land- und forstwirtschaftliche Betätigung vor, so sind beide Betriebe selbst dann getrennt zu beurteilen, wenn eine zufällige, vorübergehende wirtschaftliche Verbindung zwischen ihnen besteht, die ohne Nachteil für diese Betriebe gelöst werden kann. Nur eine über dieses Maß hinausgehende wirtschaftliche Beziehung zwischen beiden Betrieben, d. h. eine planmäßig im Interesse des Hauptbetriebes gewollte Verbindung, kann eine einheitliche Beurteilung verschiedenartiger Betätigungen rechtfertigen. Sie führt zur Annahme eines einheitlichen land- und forstwirtschaftlichen Betriebes, wenn die Land- und Forstwirtschaft dem Unternehmen das Gepräge verleiht bzw. zur Annahme eines einheitlichen Gewerbebetriebes, wenn das Gewerbe im Vordergrund steht und die land- und forstwirtschaftliche Betätigung nur die untergeordnete Bedeutung einer Hilfstätigkeit hat.

Bei in Mitunternehmerschaft (vgl. R 138 Abs. 5 EStR 1993) geführten Betrieben ist § 15 Abs. 3 Nr. 1 EStG anzuwenden (d. h. dieser Betrieb ist in jedem Fall ein Gewerbebetrieb).

Tätigkeiten, die die Voraussetzungen der folgenden Vereinfachungsregelungen erfüllen, gelten dabei als land- und forstwirtschaftlich.

Bei der Ermittlung der in den folgenden Absätzen aufgeführten Umsatzgrenzen ist von den Betriebseinnahmen (ohne Umsatzsteuer) auszugehen.

In den Absätzen 2-12 dieser Richtlinie (R 135 EStR) werden die Vereinfachungsregelungen für folgende Abgrenzungsprobleme erläutert:

Absatz 2: Strukturwandel

Absatz 3: Nebenbetrieb

Absatz 4: Unmittelbare Verwertung organischer Abfälle

Absatz 5: Zukauf fremder Erzeugnisse

Absatz 6: Handelsgeschäft

Absatz 7: Absatz eigener Erzeugnisse in Verbindung mit Dienstleistungen

Absatz 8: Absatz selbsterzeugter Getränke in Verbindung mit besonderen Leistungen

Absatz 9: Verwendung von Wirtschaftsgütern außerhalb des Betriebes

Absatz 10: Land- und forstwirtschaftliche Dienstleistungen

Absatz 11: Energieerzeugung

Absatz 12: Beherbergung von Fremden

Im Speziellen nimmt der Absatz 11 zur Energieerzeugung wie folgt Stellung:

Bei der Erzeugung von Energie, z. B. durch Wind-, Solar- oder Wasserkraft, handelt es sich nicht um die planmäßige Nutzung der natürlichen Kräfte des Bodens im Sinne des Absatzes 1 Satz 1. Ein Nebenbetrieb der Land- und Forstwirtschaft ist nicht anzunehmen, weil keine Be- und Verarbeitung von Rohstoffen und damit auch nicht eine nahezu ausschließliche Verwendung der dabei gewonnenen Erzeugnisse im eigenen Betrieb der Land- und Forstwirtschaft erfolgt. Sind Energieerzeugungsanlagen an ein Versorgungsnetz angeschlossen, sind sie einem gewerblichen Betrieb zuzuordnen, wenn die Erzeugung für den eigenen Betrieb nicht überwiegt. Die Erzeugung von Biogas ist keine Energieerzeugung im Sinne des Satzes 1 - sie kann unter den Voraussetzungen des Absatzes 3 einen Nebenbetrieb darstellen.

In Absatz 3 wird folgende Aussage zu landwirtschaftlichen Nebenbetrieben getroffen:

Ein Nebenbetrieb der Land- und Forstwirtschaft liegt vor, wenn

1. überwiegend im eigenen Hauptbetrieb erzeugte Rohstoffe be- oder verarbeitet werden und die dabei gewonnenen Erzeugnisse überwiegend für den Verkauf bestimmt sind oder
2. ein Land- und Forstwirt Umsätze aus der Übernahme von Rohstoffen (z. B. organische Abfälle) erzielt, diese be- oder verarbeitet und die dabei gewonnenen Erzeugnisse nahezu ausschließlich im eigenen Betrieb der Land- und Forstwirtschaft verwendet und die Erzeugnisse im Rahmen einer ersten Stufe der Be- oder Verarbeitung, die noch dem land- und forstwirtschaftlichen Bereich zuzuordnen ist, hergestellt werden. Die Regelung gilt aus Vereinfachungsgründen auch für Produkte der zweiten (gewerblichen) Verarbeitungsstufe, wenn diese zur Angebotsabrundung im Rahmen der Direktvermarktung eigener land- und forstwirtschaftlicher Produkte abgegeben werden und der Umsatz daraus nicht mehr als 10.000 EUR im Wirtschaftsjahr beträgt.

Nebenbetriebe sind auch Substanzbetriebe (Abbauland im Sinne des § 43 BewG), z. B. Sand-, Kiesgruben, Torfstiche, wenn die gewonnene Substanz überwiegend im eigenen land- und forstwirtschaftlichen Betrieb verwendet wird. Der Absatz von Eigenerzeugnissen über einen eigenständigen Einzel- oder Großhandelsbetrieb (Abs. 6), die Ausführung von Dienstleistungen (Abs. 7 und 9) sowie von besonderen Leistungen (Abs. 8) sind kein Nebenbetrieb.

Weder aus dem Gesetzeswortlaut (EStG) noch aus den Verwaltungsanweisungen (EStR) lässt sich die Zuordnung einer Biogasanlage zur Land- und Forstwirtschaft eindeutig ableiten. Dennoch geht man nach vorherrschender Meinung von einem **Nebenbetrieb des Land- und Forstwirtschaftsbetriebes** aus, sofern die Biomasse überwiegend (d. h. zu mehr als 50 %) im eigenen Betrieb erzeugt wird. In diesem Fall spielt es keine Rolle, wieviel vom erzeugten Strom im eigenen Betrieb verwendet wird und welcher Anteil in das öffentliche Netz eingespeist wird. Sofern die Biomasse nicht überwiegend im eigenen land- und forstwirtschaftlichen Betrieb erzeugt wird, wenn also zu mehr als der Hälfte Rohstoffe wie z. B. Flottfette, Schlachtabfälle oder Müll aus der Biotonne übernommen und verwertet werden, muss von einem selbständigen **Gewerbebetrieb** ausgegangen werden. In diesem Fall würde nur ein landwirtschaftlicher Nebenbetrieb vorliegen, wenn die erzeugte Energie zu mehr als der Hälfte im eigenen landwirtschaftlichen Hauptbetrieb verbraucht wird. So auch die Meinung im Kommentar Felsmann - Einkommensbesteuerung der Land- und Forstwirte RZ 347. Nach der Meinung von Felsmann dürfte sogar der Verbrauch von Energie in der Betriebsleiter- sowie Altenteilerwohnung dem Verbrauch im eigenen Land- und Forstwirtschaftsbetrieb zugerechnet werden. Trotz dieser günstigen Auslegung dürfte dies jedoch bei den heutigen modernen Energieerzeugungsanlagen kaum zutreffen, da der Verkauf von Energie meistens überwiegt. *Bei der Feststellung des Verwertungsverhältnisses zwischen eigenerzeugter und zugekaufter Biomasse stellt sich noch die grundsätzliche Frage der Energiehaltigkeit.*

Eine rein auf Volumen oder Gewicht abgestellte Aufteilung würde wohl zu keiner zutreffenden Beurteilung führen. Die wohl regelmäßig nicht im eigenen landwirtschaftlichen Hauptbetrieb erzeugten Bio-Rohstoffe, wie Schlachtabfälle, andere Fette und Abfälle aus Großküchen, haben natürlich eine wesentlich höhere Energiedichte und verwerten deshalb zu einer größeren Biogasmenge je Volumeneinheit, als beispielsweise die im landwirtschaftlichen Betrieb erzeugten Bio-Rohstoffe Gülle, Mist oder Grüngut.

Durch Untersuchungen lassen sich diese Energiegehalte natürlich nachweisen, dennoch wird es beim Betrieb einer Biogasanlage schwierig sein, die zugeführten Rohstoffmengen in Volumen, Gewicht oder gar Energiegehalt zu erfassen und nachzuweisen. Die entsprechende Beweislast liegt wie gewöhnlich auch hier beim Steuerpflichtigen.

Aus steuerlicher Sicht vollkommen unproblematisch wäre der Betrieb einer Biogasanlage, bei welcher die Bio-Rohstoffe ausschließlich in dem landwirtschaftlichen Betrieb erzeugt werden und die gewonnene Energie wieder ausschließlich dort verwertet wird. Hier kann die Stromerzeugung aus einer Biogasanlage eindeutig dem landwirtschaftlichen Betrieb zugeordnet werden. In allen Mischfällen ist die Abgrenzung aufgrund vorstehend aufgezeigter Rechtslage wesentlich schwieriger. Hier sind unbedingt entsprechende Aufzeichnungen über Rohstoffeinsatz und Energieverwendung zu führen, um zu einem landwirtschaftlichen Nebenbetrieb zu kommen.

Mit einem Erlass vom 07.07.1997 hat das Finanzministerium diese Meinung im Wesentlichen wie folgt bestätigt (FMS vom 07.07.1997 Az.: 31a – S 2230 – 123/34 – 6 487):

Nach R 135 **Abs. 11 (Energieerzeugung)** Satz 4 EStR kann die Erzeugung von Biogas einen Nebenbetrieb darstellen. Unter Heranziehung der Grundsätze im Abschnitt R 135 Abs. 3 EStR ist die Erzeugung von Biogas

- Teil der land- und forstwirtschaftlichen Urproduktion, wenn die Biomasse (Rückstände der tierischen und pflanzlichen Erzeugung) überwiegend im eigenen Betrieb erzeugt und das Biogas bzw. der daraus erzeugte elektrische Strom überwiegend im eigenen Betrieb verwendet wird,
- Land- und forstwirtschaftlicher Nebenbetrieb, wenn die Biomasse überwiegend im eigenen Betrieb erzeugt wird und das Biogas oder der daraus erzeugte Strom überwiegend zum Verkauf bestimmt ist oder wenn die Biomasse gegen Entgelt erworben wird, das daraus erzeugte Biogas bzw. der daraus erzeugte Strom jedoch nahezu ausschließlich im eigenen Betrieb Verwendung findet.

2.3.3.2 Unmittelbare Verwertung organischer Abfälle

Da bei der Biogasproduktion als Abfallprodukt aus der Roh-Biomasse eine große Menge hochwertiger organischer Substanz zurückbleibt, stellt sich bei der diesbezüglichen Verwertung ebenfalls die Frage der steuerlichen Zuordnung. Dabei ist die Zuordnung zur Landwirtschaft entsprechend Abschnitt R 135 Abs. 4 EStR nur zu bejahen, wenn die organischen Abfälle sowie auch Klärschlamm oder Kompost im selbstbewirtschafteten land- und forstwirtschaftlichen Betrieb ausgebracht werden.

2.3.3.3 Strukturwandel

Zur Frage, ab welchem Zeitpunkt von einem Wechsel der Einkunftsart auszugehen ist, regelt Abschnitt R 135 Abs. 2 EStR folgendes:

Bei einem Strukturwandel vom land- und forstwirtschaftlichen Betrieb zum Gewerbebetrieb beginnt der Gewerbebetrieb zu dem Zeitpunkt, zu dem die Tätigkeit des land- und forstwirtschaftlichen Betriebs dauerhaft umstrukturiert wird. Hiervon ist z. B. auszugehen, wenn dem bisherigen Charakter des Betriebs nicht mehr entsprechende Investitionen vorgenommen, vertragliche Verpflichtungen eingegangen oder Wirtschaftsgüter angeschafft werden, die jeweils dauerhaft dazu führen, dass die in den folgenden Absätzen genannten Grenzen erheblich überschritten werden. In allen übrigen Fällen liegt nach Ablauf eines Zeitraums von drei Jahren ein Gewerbebetrieb vor. Der Dreijahreszeitraum ist objektbezogen und beginnt beim Wechsel des Betriebsinhabers nicht neu. Die vorstehenden Grundsätze gelten für den Strukturwandel vom Gewerbebetrieb zum land- und forstwirtschaftlichen Betrieb entsprechend.

2.3.4 Folgen gewerblicher Tätigkeiten eines Land- und Forstwirts

2.3.4.1 Bei einem als Einzelunternehmen geführten Betrieb

Übt ein Land- und Forstwirt teils gewerbliche und teils land- und forstwirtschaftliche Tätigkeiten aus, so liegen bei einem land- und forstwirtschaftlichen Einzelunternehmer grundsätzlich zwei Betriebe (ein Land- und Forstwirtschaftsbetrieb und ein Gewerbebetrieb) vor. Die Betriebe sind selbst dann getrennt zu beurteilen, wenn eine zufällige, vorübergehende wirtschaftliche Verbindung zwischen ihnen besteht, die ohne Nachteil für diese Betriebe gelöst werden kann. Nur eine über dieses Maß hinausgehende wirtschaftliche Beziehung zwischen den beiden Tätigkeitsbereichen (Betrieben), d. h. eine planmäßig im Interesse des Hauptbetriebes gewollte Verbindung, kann eine einheitliche Beurteilung verschiedenartiger Betätigungen rechtfertigen. Sie führt zur Annahme eines einheitlichen Land- und Forstwirtschaftsbetriebs, wenn die Land- und Forstwirtschaft dem Unternehmen des Gepräges verleiht und zur Annahme eines Gewerbebetriebs, wenn das Gewerbe im Vordergrund steht und die land- und forstwirtschaftliche Betätigung nur die untergeordnete Bedeutung einer Hilfstätigkeit hat (BFH-Urteil vom 23.1.1992 - BStBl II, S. 651).

Liegen nach den genannten Grundsätzen selbständige Betriebe vor, so sind die Einkünfte getrennt zu ermitteln. Dazu sind die verwendeten Wirtschaftsgüter dem jeweiligen Betriebsvermögen zuzuordnen. Wird ein Wirtschaftsgut in mehreren Betrieben verwendet, so ist es dem Betriebsvermögen zuzuordnen, in dem es überwiegend genutzt wird. In Höhe der durch die Verwendung im anderen Betrieb des Steuerpflichtigen verursachten Selbstkosten dieses Wirtschaftsguts ist eine gewinnerhöhende Entnahme zu buchen. In gleicher Höhe ist in dem Betrieb, in dem das betreffende Wirtschaftsgut für betriebliche Zwecke verwendet wird, eine Betriebsausgabe zu berücksichtigen.

Zur Frage der Gewinnrealisierung bei einer erforderlichen Überführung eines Wirtschaftsguts vom land- und forstwirtschaftlichen Betrieb in einen Gewerbebetrieb oder umgekehrt hat der Bundesfinanzgerichtshof letztlich in einem Urteil vom 14.06.1988 (BStBl 1993 II, S. 187) abschließend entschieden. Nach diesen Grundsätzen, die auch die Finanzverwaltung anerkennt, kommt es bei einer Überführung von Wirtschaftsgütern von einem Betrieb eines Steuerpflichtigen in einen anderen Betrieb desselben Steuerpflichtigen zu keiner Gewinnrealisierung. Also es müssen keine stillen Reserven aufgedeckt werden. Diese Regelung kann sich für den Steuerpflichtigen sowohl vorteilhaft wie aber auch nachteilig auswirken.

2.3.4.2 Bei einer Personengesellschaft

Nach zivilrechtlichen, handelsrechtlichen und insbesondere den ertragssteuerlichen Grundsätzen ist zu beachten, dass eine Personengesellschaft nur einen Betrieb haben kann, für den der Gewinn einheitlich zu ermitteln und nur einer Einkunftsart zuzurechnen ist (§ 705 BGB, §§ 105, 161 HGB, § 15 Abs. 3 Nr. 1 EStG). Übt daher eine Personengesellschaft Tätigkeiten aus, die teils land- und forstwirtschaftlich und teils gewerblich sind, so gelten die Tätigkeiten dieser Personengesellschaft in vollem Umfang, d. h. auch die Tätigkeiten im Rahmen der land- und forstwirtschaftlichen Erzeugung, als einheitlicher Gewerbebetrieb (sog. Abfärbetheorie, § 15 Abs. 3 Nr. 1 EStG, BFH-Urteil vom 1.2.1990 - BStBl 1991 II, S. 625). Dabei reicht es aus, wenn nur einer der Gesellschafter im Rahmen der Personengesellschaft gewerblich tätig wird. Im übrigen gilt bei der Anwendung des § 15 Abs. 3 Nr. 1 EStG keine Geringfügigkeitsgrenze. Daher führt jede, auch eine nur geringfügige gewerbliche Betätigung der Personengesellschaft zur Umqualifizierung der nicht gewerblichen Einkunftsgebiete in Einkünfte aus Gewerbebetrieb. Allerdings wurde in einem neuen BFH-Urteil eine minimale gewerbliche Tätigkeit als unschädlich eingestuft.

Diese gewerbliche Abfärbung gem. § 15 Abs. 3 Nr. 1 EStG tritt grundsätzlich nur bei Personengesellschaften ein. Dazu gehören neben den OHG, KG und vertraglich begründeten GbR auch Innengesellschaften (z. B. atypische stille Gesellschaften und Ehegatten-Innengesellschaften). Dagegen sind Erbengemeinschaften und die eheliche Gütergemeinschaft nicht umfassend gewerblich tätig, auch wenn sie ertragsteuerlich Mitunternehmenschaften i. S. von § 15 Abs. 1 Nr. 2 EStG sind. Sie können daher nebeneinander mehrere Betriebe (Land- und Forstwirtschaft und Gewerbebetriebe) und auch ertragssteuerliches Privatvermögen haben.

§ 15 Abs. 3 Nr. 1 EStG ist nicht anzuwenden, wenn die gewerbliche Tätigkeit nicht durch die Personengesellschaft bzw. von einem Gesellschafter innerhalb der Personengesellschaft ausgeübt wird, sondern auf Rechnung und Gefahr eines der Gesellschafter oder durch die Errichtung einer zivilrechtlich selbständigen Personengesellschaft mit unterschiedlichem Zweck durchgeführt wird. Verwendet z. B. ein Mitunternehmer einer land- und forstwirtschaftlichen Mitunternehmenschaft im Rahmen einer eigenen gewerblichen Biogasanlage (auch) Maschinen der Mitunternehmenschaft, ohne dass ein ausdrücklicher Nutzungsüberlassungsvertrag mit der Mitunternehmenschaft besteht, so entnimmt der mit den Maschinen tätige Mitunternehmer lediglich die mit den Selbstkosten zu bewertenden Nutzungen. Es liegt damit keine schädliche gewerbliche Betätigung der Mitunternehmenschaft selbst vor. Besteht ein (entgeltlicher) Nutzungsüberlassungsvertrag zwischen dem mit den Maschinen der Mitunternehmenschaft gewerblich tätigen Mitunternehmer und der Gesellschaft, so könnte darin bei wortgetreuer Anwendung von R 135 Abs. 9 EStR eine Maschinenverwendung zugunsten eines Nicht-Land- und Forstwirts erblickt werden. Aber auch bei dieser ungünstigen Auslegung wäre die Vereinfachungsregelung des Abschnittes R 135 Abs. 9 EStR mit einer Freigrenze von 10.000 € je Wirtschaftsjahr anwendbar. Der letzte Satz von Absatz 1 dieser Richtlinie stellt klar, dass die Vereinfachungsregelungen auch für Personengesellschaften anzuwenden sind.

2.3.5 Einkommenssteuerliche Beurteilung

2.3.5.1 Einordnung als landwirtschaftlicher Nebenbetrieb

- **Bei Gewinnermittlung nach § 13a EStG**

Für kleine land- und forstwirtschaftliche Betriebe erlaubt der § 13a des Einkommensteuergesetzes eine Gewinnermittlung nach Durchschnittssätzen ohne Verpflichtung zur Aufzeichnung der tatsächlichen Betriebseinnahmen und -ausgaben. Diese günstige Regelung können nur Betriebe mit einer landwirtschaftlichen Nutzfläche bis zu 20 ha anwenden. Aber auch wenn die Regelungen der Durchschnittsatzgewinnermittlung für den landwirtschaftlichen Hauptbetrieb angewendet werden dürfen, müssen zu diesem pauschalen Gewinn das tatsächlich erzielte Ergebnis aus dem Biogas-Nebenbetrieb dazu addiert werden. Dabei ist davon auszugehen, dass bei diesen kleinen Betrieben eine Biogasanlage regelmäßig einen Gewerbebetrieb ergibt.

- **Bei Gewinnermittlung nach § 4 Abs. 3 EStG**

Sofern ein land- und forstwirtschaftlicher Betrieb aufgrund des Überschreitens der Grenzen nach § 13a Abs. 1 EStG bei Betriebseröffnung (oder später durch Mitteilung der Finanzverwaltung über den Wegfall der Gewinnermittlung nach § 13a EStG) die Durchschnittsatzgewinnermittlung nicht anwenden kann, ist er verpflichtet, seinen Gewinn nach den tatsächlichen Betriebseinnahmen und Betriebsausgaben zu ermitteln. Solange er keine Mitteilung über den Beginn der Buchführungspflicht erhält, hat er das Wahlrecht, den Gewinn nach Betriebsvermögensvergleich (§ 4 Abs. 1 EStG) oder nach der Überschussrechnung (§ 4 Abs. 3 EStG) zu ermitteln. Bei der tatsächlichen Gewinnermittlung sind auch die Vorgänge eines Biogas-Nebenbetriebs zu integrieren. Bei der Gewinnermittlung nach § 4 Abs. 3 EStG, also der Überschussrechnung, werden die Betriebseinnahmen und die Betriebsausgaben nach dem Geldzu- und -abfluss festgehalten. Nur Wirtschaftsgüter mit einer Nutzungsdauer von mehr als einem Jahr werden anteilig als AfA nach den Vorschriften der Absetzung für Abnutzung (§ 7 EStG) berücksichtigt.

- **Bei Gewinnermittlung nach § 4 Abs. 1 EStG**

Nur wenn ein land- und forstwirtschaftlicher Betrieb eine der drei folgenden Grenzen überschritten hat, kann er zum Betriebsvermögensvergleich (Bilanzierung) nach § 4 Abs. 1 EStG verpflichtet werden.

Buchführungspflichtgrenzen:

- Ersatzwirtschaftswert mehr als 20.000 €
- Gewinn nach § 13a EStG oder § 4 Abs. 3 EStG mehr als 24.000 €
- Umsatz mehr als 250.000 €

Aber auch wenn diese Grenzen überschritten sind, tritt die Buchführungspflicht erst mit Wirkung für das nächste Wirtschaftsjahr ein, wenn die Finanzverwaltung dieses dem Steuerpflichtigen formell mitgeteilt hat. Um als Landwirt buchführungspflichtig zu werden, ist immer eine Mitteilung des Finanzamtes zwingend notwendig. Sofern Buchführungspflicht nach § 4 Abs. 1 EStG besteht, sind auch die Vorgänge eines Biogas-Nebenbetriebs in den Betriebsvermögensvergleich einzubeziehen.

Beim Betriebsvermögensvergleich wird der Gewinn durch Vergleich des Betriebsvermögens am Ende des Wirtschaftsjahres mit dem Betriebsvermögen am Anfang des Wirtschaftsjahres ermittelt. Vorgänge innerhalb der Buchführung, die den Betrieb nicht betreffen, werden dabei durch Berücksichtigung von Entnahmen und Einlagen ausgeschieden.

Gewinnermittlung durch Betriebsvermögensvergleich § 4 Abs. 1 EStG:

- Betriebsvermögen am Ende des Wirtschaftsjahres
- Betriebsvermögen am Anfang des Wirtschaftsjahres
- + Entnahmen (Privatentnahmen)
- Einlagen (Privateinlagen)
- = Gewinn

Das Betriebsvermögen oder Eigenkapital wird jeweils zum Beginn (bzw. Ende) eines Wirtschaftsjahres durch eine Bilanz ermittelt. Bei der Bilanzaufstellung werden alle Betriebsvorgänge periodengerecht abgegrenzt. Neben den zu- und abgeflossenen Beträgen werden bei der Buchführung nach § 4 Abs. 1 EStG auch Forderungen und Verbindlichkeiten, aktive und passive Rechnungsabgrenzungen (Vorauszahlungen), Rückstellungen (zu erwartende Verbindlichkeiten) sowie Bestandsveränderungen (Vorräte und Waren) berücksichtigt.

2.3.5.2 Einordnung als selbständiger Gewerbebetrieb

Sofern nach den Abgrenzungskriterien ein selbständiger Gewerbebetrieb festzustellen ist, muss der Gewinn in jedem Fall durch eine Buchführung nach den tatsächlichen Betriebsvorgängen ermittelt werden. Solange keine Aufforderung zur Buchführung vorliegt, kann auch bei einem Gewerbebetrieb der Gewinn nach § 4 Abs. 3 EStG durch Überschussermittlung festgestellt werden.

2.3.5.3 Abschreibungsmöglichkeiten

- ***Absetzung für Abnutzung (AfA)***

Unabhängig von der einkommenssteuerlichen Zuordnung und der Gewinnermittlungsart gelten auch für eine Biogasanlage die Vorschriften des § 7 EStG bezüglich der Abschreibung. Bei Wirtschaftsgütern, deren Verwendung oder Nutzung durch den Steuerpflichtigen zur Erzielung von Einkünften sich erfahrungsgemäß auf einen Zeitraum von mehr als einem Jahr erstreckt, ist jeweils für ein Jahr der Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten abzusetzen, der bei gleichmäßiger Verteilung dieser Kosten auf die Gesamtdauer der Verwendung oder Nutzung auf ein Jahr entfällt (Absetzung für Abnutzung in gleichen Jahresbeträgen, auch lineare AfA). Die Absetzung bemisst sich hierbei nach der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer des Wirtschaftsguts. Bei beweglichen Wirtschaftsgütern des Anlagevermögens, bei denen es wirtschaftlich begründet ist, die AfA nach Maßgabe der Leistung des Wirtschaftsguts vorzunehmen, kann der Steuerpflichtige dieses Verfahren statt der AfA in gleichen Jahresbeträgen anwenden, wenn er den auf das einzelne Jahr entfallenden Umfang der Leistung nachweist. Absetzungen für außergewöhnliche technische oder wirtschaftliche Abnutzung sind zulässig.

Bei beweglichen Wirtschaftsgütern des Anlagevermögens kann der Steuerpflichtige statt der AfA in gleichen Jahresbeträgen die AfA in fallenden Jahresbeträgen (degressive AfA) bemessen. Die AfA in fallenden Jahresbeträgen kann nach einem unveränderlichen Hundertsatz vom jeweiligen Buchwert (Restwert) vorgenommen werden- der dabei anzuwendende Hundertsatz darf höchstens das Doppelte des bei der AfA in gleichen Jahresbeträgen in Betracht kommenden Hundertsatzes betragen und 20 v. H. nicht übersteigen. Bei Wirtschaftsgütern, bei denen die AfA in fallenden Jahresbeträgen bemessen wird, sind Absetzungen für außergewöhnliche technische oder wirtschaftliche Abnutzung nicht zulässig.

Der Übergang von der AfA in fallenden zur AfA in gleichen Jahresbeträgen ist zulässig. In diesem Fall bemisst sich die AfA vom Zeitpunkt des Übergangs an nach dem dann noch vorhandenen Restwert und der Restnutzungsdauer des einzelnen Wirtschaftsguts. Der Übergang von der AfA in gleichen zur AfA in fallenden Jahresbeträgen ist nicht zulässig.

Tabelle 2.7 Auszug aus der amtlichen AfA-Tabelle

Anlagegüter	Nutzungsdauer (Jahre)	AfA-Satz (%)
Gasleitungen, einschließlich Messuhren	15	6,66
Strom- u. Kabelleitungen im Freien	25	4
Strom- u. Kabelleitungen im Inneren einschließlich Schalt- u. Umspannanlagen	20	5
Stromzähleinrichtungen	15	6,66
Stromerzeuger, Generatoren	19	5,26
Notstromaggregate	19	5,26
Kompakte Biogasanlage	16	6,25
Flüssigmistbelüftungen	10	10
Güllebehälter aus Stahl oder Beton	20	5
Güllebehälter aus Holz	10	10
Güllemixer	10	10
Rührmixpumpen	8	12,5
Schleudertankwagen	10	10
Reinigungs- und Desinfektionsgeräte	10	10
Miststreuer	10	10
Vakuum und Pumpentankwagen	8	12,5
Waagen	14	7,14
PKW	6	16,66
LKW	9	11,11
Schlepper und Zubehör	12	8,33
Ackerwagen	12	8,33

- **Sonderabschreibung**

Für kleine und mittlere Betriebe gibt es die Möglichkeit der Sonderabschreibung und der Ansparabschreibung nach § 7 g EStG.

Dabei darf bei beweglichen neuen Wirtschaftsgütern die maximale Abschreibung (degressive Abschreibung und Sonderabschreibung nach § 7 g EStG) von bis 40 v. H. bereits bis zu zwei Wirtschaftsjahren vor der Investition in Anspruch genommen werden (Ansparabschreibung).

2.3.6 Umsatzsteuer

2.3.6.1 Land- und forstwirtschaftlicher Nebenbetrieb

- **Zuordnungsgrundsätze**

Sofern die Biogasanlage als Teil des Landwirtschaftsbetriebes beurteilt werden kann, werden die Leistungen, also die Energielieferungen, auch umsatzsteuerlich entsprechend dem Landwirtschaftsbetrieb behandelt.

- **Pauschalierender Landwirt**

Wendet der Landwirt den § 24 des Umsatzsteuergesetzes (UStG) an und pauschaliert seine Umsatzsteuer, braucht er auch für die Energielieferungen aus der Biogasanlage keine Umsatzsteuer abrechnen. Der Umsatzsteuersatz beträgt zur Zeit bei pauschalierenden Landwirten für alle Lieferungen und Leistungen 9 v. H.. Der Landwirt kann in diesem Fall natürlich auch keine Vorsteuer aus Baukosten oder anderen Aufwendungen geltend machen.

- **Optierender Landwirt**

Sobald sich der Landwirt für die Regelbesteuerung nach § 24 Abs. 4 UStG entscheidet, finden die Regelungen des allgemeinen Umsatzsteuergesetzes auch für den Nebenbetrieb der Biogasanlage Anwendung. In diesem Fall darf der Landwirt sämtliche Vorsteuer aus den Baukosten und den sonstigen betrieblichen Aufwendungen gegenüber dem Finanzamt geltend machen und mit der Umsatzsteuer verrechnen. Für Lieferungen von Energie ist in diesem Fall der Regelsteuersatz von derzeit 16 v. H. anzuwenden.

Bei der Ausübung des Wahlrechtes nach § 24 Abs. 4 UStG zwischen Pauschalierung und Regelbesteuerung ist zu beachten, dass dieses Wahlrecht nur ab Beginn eines Kalenderjahres ausgeübt werden kann. Nach einer Option von der Pauschalierung zur Regelbesteuerung ist der landwirtschaftliche Betrieb mindestens für fünf Kalenderjahre an diese Wahl gebunden. Nach neuer Rechtsprechung löst ein Wechsel zwischen Regelbesteuerung und Pauschalierung immer auch eine Prüfung bzw. Korrektur des Vorsteuerabzuges bei Investitionen aus. Da diese Regelung für alle Investitionen ab dem Kalenderjahr 1996 anzuwenden ist, führt jede Investition regelmäßig zu einer Vorsteuerkorrektur, wenn bereits nach der Mindestzeit von fünf Jahren zur Pauschalierung zurückgewechselt wird.

§ 15a UStG regelt, dass bei beweglichen Wirtschaftsgütern (z. B. Maschinen und Betriebsvorrichtungen) innerhalb eines Überwachungszeitraumes von 60 Kalendermonaten (5 Jahre) bzw. bei unbeweglichen Wirtschaftsgütern (Gebäude oder bauliche Anlagen) innerhalb von 120 Kalendermonaten ab erstmaliger Verwendung der Vorsteuerabzug korrigiert wird.

Beispiel:

- Ein Landwirt wendet die Regelbesteuerung für die Jahre 01 bis 05 an und geht ab 06 zur Pauschalierung zurück.
- Im Jahre 01 bis Juni 02 baut er eine Biogasanlage, die er im Juli 02 erstmals in Betrieb nimmt.
- Der Landwirt kann die gesamte Vorsteuer aus den Baukosten im Jahre 01 bzw. 02 geltend machen.
- Der Wechsel führt im Jahre 06 zu einer Rückzahlung von 12/60 der Vorsteuer aus der Investition.
- Im Jahre 07 sind nochmals 6/60 der Vorsteuer zurückzuzahlen.

2.3.6.2 Selbständiger Gewerbebetrieb

Wenn die Biogasanlage als Gewerbebetrieb einzustufen ist, sind bezüglich der Umsatzsteuer die allgemeinen Vorschriften des Umsatzsteuergesetzes anzuwenden. Genau wie beim optierenden Landwirt unterliegen die Lieferungen dem Regelsteuersatz von derzeit 16 v. H.. Sämtliche Vorsteuern können geltend gemacht werden. Auch die Lieferungen zwischen dem landwirtschaftlichen und dem gewerblichen Betrieb sind grundsätzlich zu erfassen und führen zur Umsatzsteuerpflicht bzw. zum Vorsteuerabzug.

In vielen Fällen wird jedoch der landwirtschaftliche und der gewerbliche Betrieb umsatzsteuerlich ein Unternehmen bilden. Das ist immer dann der Fall, wenn für beide Betriebe der gleiche Betreiber (Unternehmer) festzustellen ist.

Für diesen Fall sind sämtliche Lieferungen und Leistungen zwischen den beiden selbständigen Betrieben umsatzsteuerlich als Inneumsatz zu beurteilen. Damit entfällt der Vorsteuerabzug für die Lieferung der Biomasse (Gülle, Grüngut) vom Landwirt an den Gewerbebetrieb. Genauso wenig unterliegt aber auch die Energielieferung (Strom, Wärme) vom Gewerbebetrieb an die Landwirtschaft der Umsatzsteuer. Insgesamt gesehen dürfte diese Konstellation besonders bei einem pauschalierenden Landwirtschaftsbetrieb eher günstig sein.

2.3.7 Gewerbesteuer

2.3.7.1 Landwirtschaftlicher Nebenbetrieb

Sofern die Biogasanlage als Nebenbetrieb eines landwirtschaftlichen Hauptbetriebes einzu-
stufen ist, unterliegt auch der Nebenbetrieb nicht der Gewerbesteuerpflicht.

2.3.7.2 Selbständiger Gewerbebetrieb

- **Gewerbesteuerfestsetzung**

Eine Biogasanlage, die als Gewerbebetrieb einzustufen ist, unterliegt grundsätzlich der Ge-
werbesteuerpflicht, unabhängig von der Größe. Die Gewerbesteuer wird von den Kommunen
(Gemeinden) erhoben und aufgrund eines vom Finanzamt festgestellten Gewerbesteuer-
messbetrages festgesetzt. Die Kommunen können dafür unterschiedliche Hebesätze festlegen.
Diese Hebesätze für die Gewerbesteuer schwanken derzeit etwa zwischen 200 bis 400 v. H.
des Gewerbesteuermessbescheides.

- **Gewerbeertragssteuerermittlung**

Der Gewerbeertragssteuermessbetrag ermittelt sich vereinfacht nach folgendem Schema:
Ausgangsbetrag ist der nach den Vorschriften des Einkommensteuergesetzes (oder des Kör-
perschaftsteuergesetzes bei Kapitalgesellschaften) ermittelte Gewinn aus dem Gewerbe-
betrieb.

Dieser Gewerbeertrag wird durch Hinzurechnungen nach § 8 Gewerbesteuergesetz (GewSt)
erhöht. Als Hinzurechnungen kommen vor allem die Hälfte der Dauerschuldzinsen in Be-
tracht. Gegebenenfalls sind auch Kürzungen nach § 9 GewSt möglich, für eine gewerbliche
Biogasanlage jedoch selten zutreffend.

Ab 2001 wird die Gewerbesteuer nach einem pauschalen Verfahren auf die Einkommensteuer
angerechnet. Damit führt sie regelmäßig bei Landwirten zu keiner Belastung.

2.3.8 Zusammenfassung

Bei der Planung einer Biogasanlage sind die steuerlichen Aspekte unbedingt zu berücksich-
tigen. Aufgrund der aufgezählten Einordnungskriterien sind durchaus auch steuerlich günstige
Gestaltungen möglich. So muss eine gewerblich einzustufende Biogasanlage steuerlich nicht
ungünstiger sein als eine als landwirtschaftlicher Nebenbetrieb zu beurteilende.

Beispiel einer aus steuerlicher Sicht günstigen Gestaltung:

- Der umsatzsteuerlich pauschalierende Landwirt baut eine Biogasanlage als selbständigen
Gewerbebetrieb.
- Einkommenssteuerlich keine unterschiedliche Behandlung.
- Gewerbesteuer regelmäßig keine Belastung, da anrechenbar.
- Umsatzsteuervorteil:
 - Vorsteuerabzug der gesamten Baukosten
 - Umsatzsteuerpflicht bezieht sich nur auf Energielieferung an
Energieversorgungsunternehmen
 - kein Umsatzsteuerabfluss für Energieverwendung (Strom, Wärme) im eigenen
landwirtschaftlichen Betrieb

Neben der steuerlichen Würdigung muss bei der Planung aber auch der rechtliche Aspekt und
vor allem die Fördermöglichkeit durch öffentliche Stellen berücksichtigt werden.

Soweit nicht im Einzelnen ein gesonderter Hinweis erfolgt ist, gelten für die vorstehenden
Angaben der Gesetzesstand von Mitte 2001.

3 Grundlagen der Biogasproduktion

<i>Bearbeiter:</i>	<i>Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft</i>	
	<i>Dipl.-Ing. agr. Kerstin Jäkel, Dipl.-Ing. Sabine Mau</i>	<i>Kap. 3.1 - 3.4.2</i>
		<i>Kap. 3.4.7, 3.5</i>
	<i>Dr. Ute Wanka</i>	<i>Kap. 3.4.3, 3.4.4</i>
	<i>Dr. Erhard Albert</i>	<i>Kap. 3.4.5, 3.4.6</i>
	<i>Schmack Biogas AG</i>	
	<i>Dipl.-Chem. Markus Ott</i>	<i>Kap. 3.3.6</i>

3.1	Natürlicher Prozess der Entstehung von Biogas	3
3.2	Gärsubstrate	5
3.2.1	Tierische Exkremente	6
3.2.2	Kofermente	12
3.2.2.1	Grundlagen und geeignete Stoffe für die Kofermentation	12
3.2.2.2	Zusammensetzung möglicher Kofermente	16
3.2.2.3	Mitbehandlung von Abwässern in Biogasanlagen, Kärschlammanfall und -entsorgung in Sachsen	17
3.2.3	Aufkommen und Verwertung biologischer Abfälle in Sachsen	19
3.2.4	Hygienisierung der Gärsubstrate	21
3.2.5	Homogenisierung des Gärsubstrates	22
3.3	Gasausbeute und Qualität des Biogases	22
3.3.1	Gasausbeute	22
3.3.2	Potential der Biogaserzeugung in Sachsen	25
3.3.3	Eigenschaften und Qualitäten von Biogas	27
3.3.4	Temperatur, Verweilzeit, Raumbelastung und Abbaugrade	28
3.3.5	Prozesshemmende und -fördernde Bedingungen	31
3.3.6	Prozessführung und Prozessstabilität	32
3.4	Eigenschaften des vergorenen Substrates	37
3.4.1	Hauptveränderungen des Substrates	37
3.4.2	Analysen zu CSB und BSB Werten	39
3.4.3	Geruchsemissionen	40
3.4.4	Untersuchungen zu Emissionen klimarelevanter Gase und Ammoniak	42
3.4.5	Prüfung von vergorener Gülle hinsichtlich Ertragsleistung und N-Entzug von Winterraps im Vergleich zu unvergorener Gülle	46
3.4.6	Lysimeteruntersuchungen mit Winterweizen zur Prüfung von vergorener und unvergorener Gülle auf Ertrag, N-Entzug und N-Auswaschung	50
3.4.7	Untersuchungen zum Futteraufnahmeverhalten bei Rindern bei Verwendung von Biogasgülle im Vergleich zu konventioneller Gülle	53
3.5	Verfahren der Biogasproduktion	57
3.5.1	Biogasproduktion nach der Art des Ausgangsmaterials	58
3.5.2	Biogasproduktion nach der Aufteilung der verschiedenen Phasen der Biogaserzeugung	58
3.5.3	Biogasproduktion nach dem Gutfluss in der Anlage	58

3 Grundlagen der Biogasproduktion

3.1 Natürlicher Prozess der Entstehung von Biogas

In der Natur gibt es verschiedene Abbauprozesse (Tabelle 3.1), die nicht immer genau getrennt werden können und hintereinander oder parallel ablaufen:

Tabelle 3.1 Abbauprozesse

Abbauprozess	Bedingungen	beteiligte Mikroorganismen
Verbrennen	Luftzufuhr	---
Verdauen	Mensch, Tier, wenige Pflanzen	chem. Prozesse, Bakterien
Vergären	Luftabschluss	Bakterien, Hefepilze
Verrotten/ Kompostieren	Luftzufuhr	Bakterien, Hefen, Pilze, niedere Tiere
Verfaulen	Luft- u. Lichtabschluss, Feuchte, 0-70°C	Methanbakterien

Quelle: LfL, FB LB, Jäkel

Beim anaeroben Abbau (unter Sauerstoffausschluss, weil die biogaserzeugenden Mikroorganismen keinen Sauerstoff vertragen) von Mist, Gülle und anderen organischen Reststoffen werden die organischen Inhaltsstoffe (Fette, Kohlenhydrate, Eiweißverbindungen) in ihre niedermolekularen Bausteine zerlegt; bei diesem Prozess entsteht Biogas. Die einzelnen Stufen der Entstehung von Biogas sind in Abbildung 3.1 dargestellt.

Der Abbau erfolgt in mehreren Stufen, wobei an jedem Schritt spezielle Bakterienstämme beteiligt sind. In dieser mehrstufigen mikrobiellen Abbaukette sind die Methanbakterien das letzte Glied. Überall wo kein Sauerstoff und genügend Feuchtigkeit vorhanden ist, kann dieser mikrobielle Abbauprozess stattfinden. Es sollte kein Licht in den Faulraum dringen.

1. Schritt:

Im 1. Schritt läuft die **Hydrolyse** (Verflüssigung) ab. Dabei werden durch Enzyme die hochmolekularen Stoffe wie Stärke, Zellulose, Fette und Eiweiße in niedermolekulare, wasserlösliche Bausteine (Zucker, Fett- und Aminosäuren) zerlegt. Diese Enzyme nennt man Exoenzyme. Es sind von Bakterien nach außen abgesonderte Stoffe.

Die Hydrolyse, nicht die Methanbildung als solche, ist in der Regel der geschwindigkeitsbestimmende Prozess des anaeroben Abbaus.

2. Schritt:

Nun werden die gebildeten Einfachverbindungen von den gleichen Bakterien in niedere Fettsäuren (Essig-, Propion-, Buttersäure), Alkohole und Aldehyde umgewandelt. Diesen Vorgang nennt man **Acidogenese** (Versäuerung). Nebenbei entstehen auch geringe Mengen an Wasserstoff und Kohlendioxid.

3. Schritt:

In einem 3. Schritt werden die Karboxylsäuren und Alkohole zu Essigsäure, Wasserstoff und Kohlendioxid abgebaut. Hierbei spricht man von der **Acetogenese** (Essigsäurebildung).

Es handelt sich bei dieser Stufe, welche von den obligat Protonen reduzierenden Bakterien ausgeführt wird, um den thermodynamisch schwierigsten Schritt des Gesamtabbaus.

4. Schritt:

Zuletzt wird von den Methanbakterien aus der Spaltung von Essigsäure oder aber der Reduktion von Kohlendioxid mittels Wasserstoff das Endprodukt Methan gebildet (Methanbildung).

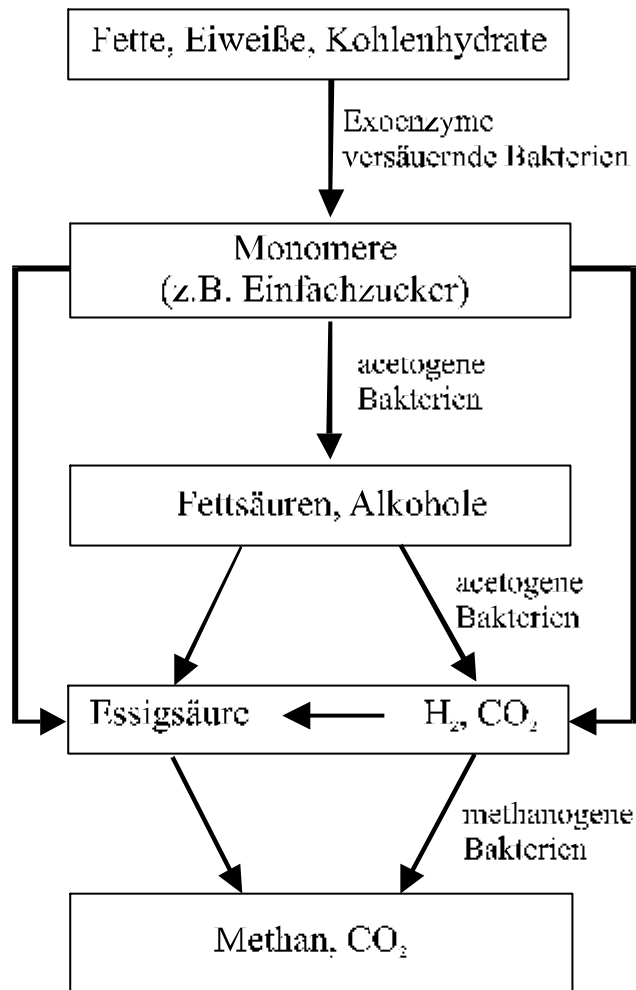
Obwohl es ökologisch von großer Bedeutung ist, macht dabei das aus H_2 und CO_2 gebildete Methan mit rund 28 % den kleineren Anteil aus. Der größere Teil wird aus der Essigsäure gebildet. Neben diesen zwei Hauptreaktionen kann Methan auch noch aus Ameisensäure, Methanol, Kohlenmonoxid und Methyl-Aminen, die als Zwischenprodukte in den vorangegangenen Schritten gebildet worden sind, synthetisiert werden.

Durch drei verschiedene Bakteriengruppen werden diese 4 Reaktionsschritte durchgeführt, von den **versäuernden Bakterien** die Hydrolyse und die Versäuerung, die Bildung der Essigsäure von den sogenannten **obligat Protonen reduzierenden Bakterien** und die Methanzeugung von den **methanbildenden Bakterien**.

Die Nassfermentation läuft bis zu einem Trockensubstanzgehalt von 15 % ab. Bei ständiger Zufuhr organischer Masse, wie bei den meisten Biogasanlagen, laufen diese Prozesse nebeneinander und weder räumlich noch zeitlich getrennt ab. Lediglich beim Anfahren einer Anlage, beim Batchverfahren (Beschreibung im Kapitel 3.5) und bei mehrstufigen Biogasanlagen findet ein getrennter Abbau statt. Deshalb kann es beim Anfahren einer Anlage mehrere Wochen dauern, bis die 4. Phase, die Methanbildung, erreicht ist und Biogas gebildet wird. Die Bakterien sind zum Teil voneinander abhängig und können sich auch gegenseitig beeinflussen, denn sie erzeugen ein bestimmtes Milieu, welches für die jeweils andere Bakteriengruppe fördernd oder hemmend wirkt. Die säurebildenden Bakterien und die Methanbakterien leben in Symbiose zusammen. Die vollständige Durchmischung des Reaktors trägt erheblich zur Optimierung der Lebensbedingungen der Methanbakterien bei. Ein Anstieg des Gasertrages von 10 % kann dadurch möglich werden. Besonders wichtig ist eine genügend große Ansiedlungs- und Kontaktfläche für die Bakterien, damit sie beim Austrag des Substrates nicht mit ausgespült werden und sich schnell wieder vollständig aufbauen. Für ihren Zellkörperaufbau muss genügend Stickstoff im Gärsubstrat vorhanden sein, ein leicht alkalisches Medium mit einem pH-Wert von 7- 7,6 ist ebenfalls förderlich. Bei der Verwendung sehr saurer Substrate wie Molke, Schlempe und Silage kann eine Kalkzugabe erforderlich werden. Die Strukturteile im Gärsubstrat müssen sehr fein verteilt werden, um große Oberflächen für den Stoffabbau zu erzeugen. Optimal ist eine Konzentration an organischen Säuren von 500 - 1500 mg/l bei einer entsprechenden Temperatur. Der Ablauf des Prozesses in getrennten Phasen mit speziellen Bedingungen für die Bakteriengruppen kann verschiedene Vorteile bringen:

- bessere Anpassung der Bakterien an bestimmte Rahmenbedingungen
- der Gesamtprozess wird besser überschaubar und steuerbar
- geringere Verweilzeiten sind möglich

Abbildung 3.1 Anaerober Abbau organischer Verbindungen



Quelle: Kuhn, E.; Kofermentation; KTBL Arbeitspapier 219

3.2 Gärsubstrate

Als Grundlage der Biogasproduktion in der Landwirtschaft dienen:

- Kot (feste Stoffe) und Harn (flüssige Phase) aus der tierischen Produktion
- landwirtschaftliche Abfallprodukte (Grasschnitt, Stroh)
- Reststoffe aus der Nahrungsmittelproduktion (Biertreber, Gemüseabfälle, Trester, Fette)
- kommunale und industrielle Reststoffe, insbesondere pflanzlicher Herkunft

Bei der Vergärung bereiten Stoffe Schwierigkeiten, die

- schwer mit Wasser mischbar sind,
- sehr heterogen sind und
- einen hohen Anteil an Zellulose und Lignin in der organischen Substanz haben.

Für die alleinige Vergärung geeignete Stoffe sind:

Gülle, Mist, junges Gras, Biertreber, Trester, Schlempe, Altbrot, Panseninhalt, Biomüll, Zuckerschnitzel, Speiseabfälle.

Die in Verbindung mit den Grundsubstanzen zur Vergärung geeignete Stoffe sind:

Fettabscheiderfett, Flotatfett, Frittierfett, älteres Gras, Melasse, biologisch abbaubare Kunststoffe, Ölpressekuchen, Hausabwässer, Silagesickersaft, Strohmehl.

3.2.1 Tierische Exkrememente

Die Zusammensetzung der Gülle und ihre Fließfähigkeit ist je nach Tierart, Fütterung, Produktionsrichtung und Aufstallsystem verschieden, dabei soll so wenig Wasser wie möglich zugeführt werden. Bestimmte Stoffe wie Sand, Holzspäne, Sägemehl, Erde, Haare, Federn und andere Fremdkörper sind in der Gülle unerwünscht. Schweine sind schlechte Futterverwerter, in der Gülle sind demnach noch verwertbare Nährstoffe vorhanden, was den höheren Gasertrag gegenüber Rindergülle erklärt. Der Rohfettgehalt ist bei Schweinegülle am höchsten, während in der Hühnergülle die meisten Nährstoffe enthalten sind. Der pH-Wert der Gülle steigt von Schwein über Rind zu Geflügel an.

Die in der Gülle vorhandenen Feststoffe können nach ihrem physikalischen Verhalten eingeteilt werden in:

- *Schwebstoffe* (bleiben in Suspension)
- *Schwimmstoffe* (schwimmen auf der Oberfläche - Flotation-, können sich bis zur betretbaren Schwimmschicht verdichten)
- *Sinkstoffe* (Sedimentation - sammeln sich auf dem Boden)

Die Fließeigenschaft der unvergorenen Gülle bestimmt weitgehend deren Aufbereitung. Je fließfähiger die Gülle ist und je weniger sie zur Separierung neigt, desto einfacher wird der technische Aufwand für deren Vorbehandlung und Transport.

Der zu erwartende Anfall an frischen Ausscheidungen, die Trockensubstanz- und Nährstoffgehalte sowie der Umrechnungsschlüssel für die GV sind in den Tabellen 3.2 bis 3.4 zusammengestellt.

Substratzusammensetzung tierischer Exkrememente

Die Substratzusammensetzung beginnt bereits im Stall und ist von folgenden Faktoren abhängig:

- Tierart/Verdauungssystem,
- Produktionsrichtung,
- Aufstallung,
- Fütterung,
- Wasserzufuhr.

Der TS-Gehalt von Flüssigmist unterliegt zum Teil großen Schwankungen. So sind beispielsweise bei gleichem TS-Gehalt die Ausscheidungen der Rinder zähflüssiger als die der Schweine und der Hühner. Schwankungen können auch durch die Sommer- bzw. Winterfütterung bei einer Tierart auftreten.

Die genaue Angabe des täglichen Gülleanfalls ist für die Planung äußerst wichtig, weil:

- das Gesamtvolumen zusammen mit der gewünschten Aufenthaltszeit zur Berechnung der Fermentergröße notwendig ist und
- die tägliche Gasproduktion durch die Kenntnis der täglichen Originalsubstanzzugabe bestimmt werden kann.

Tabelle 3.2 Anfall an tierischen Exkrementen (Angaben pro Tier und Monat)

Rinder	Flachlauf-, Tretmist- ¹ Anbindestall eingestreut		Tiefstreu ohne sep. Fressbereich	Tiefstreu mit sep. Fressbereich		Laufstall, Anbindestall
	Dung	Jauche	Dung	Dung	Gülle	Gülle
	m ³ /Tier	m ³ /Tier	m ³ /Tier	m ³ /Tier	m ³ /Tier	m ³ /Tier
Kälber unter 3 Monaten zur Zucht	0,09	0,06	0,14	0,07	0,11	0,20
Mastkälber unter 3 Monaten ²	0,13	0,09	0,20	0,10	0,15	0,28
Kälber über 3 bis 6 Monate	0,16	0,11	0,25	0,13	0,19	0,35
Jungrinder über 6 Monate bis 1 Jahr	0,24	0,18	0,40	0,21	0,31	0,56
Jungrinder über 1 Jahr bis 2 Jahre	0,42	0,31	0,70	0,35	0,53	1,00
Färsen über 2 Jahre	0,65	0,45	1,00	0,52	0,77	1,40
Mastkälber 3 bis 6 Monate ²	0,21	0,15	0,33	0,17	0,25	0,46
Männliche Rinder über 6 Monate bis 1 Jahr ²	0,39	0,27	0,60	0,31	0,46	0,84
Männliche Rinder über 1 Jahr bis 2 Jahre ²	0,65	0,45	1,00	0,52	0,77	1,40
Männliche Rinder über 2 Jahre (einschl. Zuchtbullen) ²	0,78	0,54	1,20	0,62	0,92	1,68
Weibliche Mastrinder über 6 Monate bis 1 Jahr ²	0,33	0,23	0,50	0,26	0,39	0,70
Weibliche Mastrinder über 1 Jahr bis 2 Jahre ²	0,49	0,34	0,75	0,39	0,58	1,05
Weibliche Mastrinder über 2 Jahre ²	0,65	0,45	1,00	0,52	0,77	1,40
Mutter- und Ammenkühe	0,60	0,45	1,00	0,52	0,77	1,40
Milchkühe ³						
Milchkuh 4000 Liter	0,65	0,45	1,00	0,52	0,77	1,40
Milchkuh 5000 Liter	0,715	0,495	1,10	0,57	0,85	1,54
Milchkuh 6000 Liter	0,78	0,54	1,20	0,62	0,92	1,59
Milchkuh 7000 Liter	0,78	0,54	1,20	0,62	0,92	1,63
Milchkuh 8000 Liter	0,78	0,54	1,20	0,62	0,92	1,67
Milchkuh 9000 Liter	0,78	0,54	1,20	0,62	0,92	1,70
Milchkuh 10000 Liter	0,78	0,54	1,20	0,62	0,92	1,73
Melkhausabwasser ⁴						0,255

¹ bei Tretmist ist der Jaucheanfall zu halbieren

² bei intensiver Mast mit Maissilage reduziert sich der Gülleanfall um bis zu 25 v.H.

³ ohne Melkhausabwasser

⁴ bei Milchkühen ergeben sich die Anfallswerte flüssiger Wirtschaftsdünger zuzüglich 0,255 m³ Melkhausabwasser pro Tier und Monat

Tabelle 3.2 (Fortsetzung) Anfall an tierischen Exkrementen (Angaben pro Tier und Monat)

	Flachstreu		Tiefstreu	ohne Einstreu	Reinigungs- wasser m ³ /Tier
	Dung	Jauche	Dung	Gülle	
	m ³ /Tier	m ³ /Tier	m ³ /Tier	m ³ /Tier	
Schweine					
Zuchtsauen ab 1. Belegung	0,15	0,14	0,30	0,25	0,01
Zuchtsauen laktierend	0,15	0,14		0,40	0,04
Jungsauen	0,15	0,10	0,30	0,20	0,05
andere Zuchtschweine (u.a. Eber) ab 50 kg	0,15	0,13	0,30	0,28	0,02
Ferkel bis unter 10 kg	0,006	0,006	0,01	0,0125	
Ferkel 10 - 30 kg	0,01	0,008	0,02	0,03	0,002
Zuchtschweine bis 50 kg	0,03	0,02	0,07	0,09	0,01
Mastschweine 30 - 115 kg Trockenfütterung	0,06	0,055	0,13	0,135	0,005
Mastschweine 30 - 115 kg Flüssigfütterung	0,07	0,075	0,15	0,165	0,005
Schafe, Ziegen					1
Schafe unter 1 Jahr und Hammel			0,08		
Mutterschafe			0,12		
Sauglämmer			0,02		
Mastlämmer			0,05		
Weibliche Schafe über 1 Jahr (Zutreter)			0,12		
Andere Schafe über 1 Jahr (Böcke)			0,16		
Mutterziegen			0,12		
Andere Ziegen (unter 1 Jahr)			0,12		
Pferde					
Pferde unter 6 Monate, Ponys	0,35	0,05	0,50		
Pferde über 6 Monate bis 3 Jahre, Kleinpferde	0,55	0,07	0,75		
Pferde über 3 Jahre	0,75	0,10	1,00		

¹ bei Milchgewinnung mittels Melkanlage sind zusätzlich 0,045 m³ Melkabwasser pro Tier und Monat zu berücksichtigen

Tabelle 3.2 (Fortsetzung) Anfall an tierischen Exkrementen (Angaben pro Tier und Monat)

	Tiefstreu ¹	Trockenkot ^{1, 2}	Jauche ²	Gülle
	m ³ /100 Tiere	m ³ /100 Tiere	m ³ /100 Tiere	m ³ /100 Tiere
Geflügel				
Legehennen über 6 Monate	0,25	0,22		0,59
Küken und Junghennen zur Aufzucht als Legehennen	0,10			
Masthähnchen (Broiler)	0,10			
Enten zur Zucht	0,55			
Mastenten	0,20			0,60
Gänse zur Zucht	1,00			
Mastgänse	0,33			
Mastputen	0,90			
Kaninchen				
Kaninchen (einschließlich Nachzucht, geschl. System)		3,39	4,75	7,46
Mastkaninchen		0,31	0,44	0,688
Zuchtkaninchen mit Absetzer		0,77	1,08	1,70

¹ ohne Reinigungsabwasser

² Lagerzeit auf den Kotbrettern länger als 48 h und Kotbelüftung; bei Kaninchen: Kot-Harn-Trennung

Trockensubstanzgehalte:	Rindermist	25 % TS	Schweinemist	25 % TS
	Rinderjauche	2 % TS	Schweinejauche	2 % TS
	Rindergülle	12 % TS	Schweinegülle	5 % TS
	Melkhausabwasser	1 % TS	Schweinegülle Trockenfütterung	6 % TS
			Schweinegülle Flüssigfütterung	4 % TS
	Schafmist	40 % TS	Geflügelmist	45 % TS
	Pferdemist	25 % TS	Geflügeltrockenkot	60 % TS
			Geflügelgülle	15 % TS

Quelle: Verwaltungsvorschrift des Sächsischen Staatministeriums für Umwelt und Landwirtschaft zur Ermittlung der Lagerkapazität für tierische Exkremente und Produktionsabwässer im Rahmen der Förderung sowie in Umsetzung von §4 der Sächsischen Dung- und Silagesickersaftanlagenverordnung (VwV Lagerkapazität) vom 29.06.2001

Tabelle 3.3 Mittlere TS- und Nährstoffgehalte ausgewählter Wirtschaftsdünger

Für Stickstoff wurden bei Gülle und Jauche 10 % Lagerverluste sowie bei Stallmist 25 % Rotteverluste berücksichtigt. Ausbringungsverluste - max. 20 % gemäß Düngeverordnung zulässig- sind nicht einbezogen.

Flüssigmist

		TS %	Nährstoffgehalt [kg/m ³]					
			N _{gesamt}	NH ₄ -N	P ₂ O ₅	P	K ₂ O	K
Jauche	Rind	2	2,2	1,9	0,23	0,10	7,80	6,50
	Schwein	2	2,5	2,2	0,92	0,40	3,60	3,00
Gülle dünn	Rind	4	1,8	0,8	1,19	0,52	2,99	2,49
	Schwein	4	2,7	1,8	2,89	1,26	1,79	1,49
	Geflügel	4	3,0	1,7	4,99	2,18	2,99	2,49
Gülle normal	Rind	8	3,5	1,8	1,49	0,65	5,98	4,98
	Schwein	8	5,3	3,4	3,50	1,53	2,99	2,49
	Geflügel	8	5,9	3,2	9,48	4,14	4,78	3,98
Gülle dick	Rind	12	5,3	2,7	3,69	1,61	8,87	7,39
	Schwein	12	8,0	5,2	8,68	3,79	5,47	4,56
	Geflügel	12	8,6	4,7	12,57	5,49	6,47	5,39
Melkhaus-, Oberflächen- und Reinigungsabwasser		1	0,2	0,2	0,07	0,03	0,02	0,02
Silosickersaft		4	1,4	1,2	0,50	0,22	3,50	2,90

Stallmist

		TS %	Nährstoffgehalt [kg/m ³]					
			N _{gesamt}	NH ₄ -N	P ₂ O ₅	P	K ₂ O	K
Stallmist	Rind	25	0,55	0,12	0,46	0,20	1,14	0,95
	Schwein	25	0,75	0,19	0,69	0,30	0,42	0,35
	Pferd	25	0,40	0,12	0,41	0,18	0,48	0,40
	Schaf	40	1,50	0,43	0,69	0,30	1,92	1,60
	Geflügel	45	2,00	0,71	1,72	0,75	1,32	1,10

Gründüngung

		TS %	Nährstoffgehalt [kg/m ³]				
			N	P ₂ O ₅	P	K ₂ O	K
Gründüngung	Stroh	88	0,5	0,34	0,15	1,92	1,60
	Blatt	15	0,5	0,07	0,03	0,30	0,25
	Zwischenfrucht	15	0,5	0,16	0,07	0,48	0,40

Quelle: SMUL, Ordnungsgemäßer Einsatz von Düngern entsprechend der Düngeverordnung, 1997

Tabelle 3.4 Umrechnungsschlüssel für die Berechnung von Vieh- und Großvieheinheiten

Tierart	VE/Stück	Stück/VE	GV/Stück
	laut Bewertungsgesetz		KTBL 00/01
Rindvieh			
Kälber und Jungvieh bis 1 Jahr einschl. Mastkälber	0,30	3,33	0,30
Rinder 1-2 Jahre (Mast)			0,70
Jungvieh, 1 bis 2 Jahre *) weiblich	0,70	1,43	0,60*)
Färsen (> 2 Jahre)	1,00	1,00	
Kühe einschl. Mutter- u. Ammenkühe mit den dazugehörigen Saugkälbern	1,00	1,00	
Kühe und Rinder > 2 Jahre			1,20
Zuchtbullen, Zugochsen	1,20	0,83	
Schafe			
Schafe bis 1 Jahr	0,05	20,00	0,05
Bock			0,20
Schafe über 1 Jahr	0,10	10,00	0,10
Ziege			
	0,08	12,5	
Schweine			
Ferkel bis etwa 12 kg	0,01	100	0,01
Ferkel über 12 bis etwa 20 kg	0,02	50	0,03
Ferkel über 20 bis etwa 30 kg	0,04	25	
Läufer über 30 bis etwa 45 kg	0,06	16,67	
Läufer über 45 bis etwa 60 kg	0,08	12,50	0,12
Mastschweine	0,16	6,25	
20 bis 105 kg			0,13
25 bis 115 kg			0,14
35 bis 120 kg			0,16
Jungzuchtschweine bis etwa 90 kg	0,12	8,33	
Zuchtschweine einschl. Jungzuchtschweine >90 kg	0,33	3	
Niedertragende und leere Sauen, Eber			0,3
Sauen mit Ferkeln bis 10 kg			0,4
Sauen mit Ferkeln bis 20 kg			0,5
Geflügel			
Legehennen braun (Ø 2 kg)			0,004
Legehennen weiß (Ø 1,7 kg)			0,0034
Legehennen, einschl. normaler Ergänzungsaufzucht	0,02	50	
Legehennen aus zugekauften Junghennen	0,0183	55	
Zuchtenten-, Zuchtputen, Zuchtgänse	0,04	25	
Jungmasthühner, mehr als 6 Durchgänge/Jahr, leichte Tiere	0,0013	800	
Jungmasthühner, bis zu 6 Durchgänge/Jahr, schwere Tiere	0,0017	600	
Masthähnchen Kurzmast 25 Tage (Ø 0,41 kg)			0,0008
Masthähnchen Langmast 25 Tage (Ø 0,7 kg)			0,0014
Junghennen	0,0017	600	
Mastenten	0,0033	300	
Jungputen (bis 8 Wochen alt)	0,0017	600	
Pekingenten (Ø 1,1 kg)			0,0022
Flugenten (Ø 1,9 kg)			0,0038
Jungenten (Ø 0,65 kg)			0,0013
Putenhennen (Ø 3,9 kg)			0,0079
Putenhähne (Ø 8,2 kg)			0,0164
Putenaufzucht (Ø 1,1 kg)			0,0022
Mastputen aus selbsterzeugten Jungputen	0,0067	150	
Mastputen aus zugekauften Jungputen	0,0050	200	
Mastgänse	0,0067	150	

Gülle ist an sich ein sehr inhomogener Stoff. Er setzt sich im Wesentlichen aus festen und gelösten Teilen zusammen. Grob kann man sagen, dass für Biogasverfahren ein Trockensubstanzgehalt zwischen 5 und 15 % günstig ist. Wasserzugabe erhöht im Allgemeinen die Fließfähigkeit der Gülle. Bei einem TS-Gehalt von weniger als 5 % würde der Prozess zwar noch funktionieren, aber es müsste zuviel nutzloses Wasser durch die Anlage transportiert werden. Die Wirtschaftlichkeit würde darunter leiden. Für die Biogasgewinnung sollte also so wenig wie möglich Wasser verwendet werden, weil bei beheizten Anlagen pro Volumeneinheit die Gesamtbogasproduktion mit steigendem Wassergehalt abnimmt, d. h. die absolut gleichbleibende Prozessenergie nimmt prozentual an der Gesamtenergie zu. Je nach Gülleart und Aufenthaltszeit übersteigt bei Trockensubstanzgehalten zwischen 2 und 4 % die Prozessenergie die Gasproduktion. Für die Erhaltung der Prozesstemperatur müsste Fremdenergie zugeführt werden.

Der obere Grenzwert, bei dem das Substrat gerade noch problemlos gepumpt, gerührt und gemischt werden kann, beträgt 15 %.

Neben Kot, Harn und Wasser gelangen auch Fremdstoffe in die Gülle. Zum Einen sind es Stoffe, die *Energie besitzen*, wie Einstreu und Futterreste und

zum anderen sind es *unerwünschte Feststoffe*, wie

- Sand aus Mineralstoffen in Futtermitteln bei Schweinen und Geflügel,
- Sägemehl zum Einstreuen,
- Erde aus Raufutter,
- Erde, die nach dem Weidegang von den Tieren in den Stall mit eingeschleppt wird,
- Fell- und Schwanzhaare, Borsten, Federn und
- Fremdkörper (z. B. Schnüre, Drähte, Kunststoffe, Steine).

Diese Feststoffe sind nicht vergärbare und beeinträchtigen oft die Fließfähigkeit der Gülle.

Organische Säuren, Antibiotika, Chemotherapeutika und Desinfektionsmittel können den Faulprozess hemmen oder gar zum Erliegen bringen, insbesondere wenn hohe Konzentrationen in der Gülle auftreten. Dies tritt besonders dann auf, wenn Tierbestände gleichzeitig behandelt oder Ställe desinfiziert werden. Eine Einzeltierbehandlung wirkt sich nicht negativ aus. Außerdem hängt der Grad der Beeinträchtigung der Vergärung auch vom eingesetzten Desinfektionsmittel ab.

3.2.2 Kofermente

3.2.2.1 Grundlagen und geeignete Stoffe für die Kofermentation

In Kommunen, bei der Landschaftspflege, bei der Nahrungsmittelverarbeitung und in Großküchen fallen derzeit in steigendem Maße organische Reststoffe an, die über die herkömmlichen Wege wie Kompostierung, Deponierung oder Einsatz in der Tierfütterung immer schwieriger zu verwerten sind. Gründe dafür sind einerseits der immer knapper werdende Deponieraum und andererseits schärfere Umweltauflagen und Gesetze.

Im Zusammenhang mit dem Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz gewinnt die gemeinsame Vergärung von Gülle mit landwirtschaftlichen, gewerblichen und kommunalen organischen Abfällen immer mehr an Bedeutung. Einerseits soll die stoffliche, andererseits die energetische Verwertung gleichermaßen durchgeführt werden. Dieses Verfahren nennt man Kofermentation. Das Ziel der Kofermentation ist es, eine **verantwortbare Rückführung** der organischen Abfälle und der darin enthaltenen Nährstoffe in den landwirtschaftlichen Stoffkreislauf und die Nutzung des verfügbaren Energiepotentials in den Abfällen.

Dabei ist zu bedenken, dass in den Kofermenten bestimmte Stör- und Schadstoffe sowie Keime enthalten sein können. Über die Kofermentation dieser Stoffe herrscht behördlicherseits wie auch bei den Biogasanlagenbetreibern in der Landwirtschaft große Unsicherheit. Daher ist es zweckmäßig, vor dem Vergären von biologischem Abfall Schad- und Nährstoffanalysen anzufordern. Einige Kofermente müssen einer Vorbehandlung unterzogen werden, wie einer Sortierung oder Hygienisierung. Durch den Fermentationsprozess kann eine sichere Hygienisierung nicht gewährleistet werden.

Der Anhang 1 der BioAbfV schreibt für die verwertbaren Abfallarten Fettabfälle, Inhalt von Fettabscheidern und Flotate sowie Küchen- und Kantinenabfälle eine Pasteurisierung (70°C; mindestens 1 Stunde) vor.

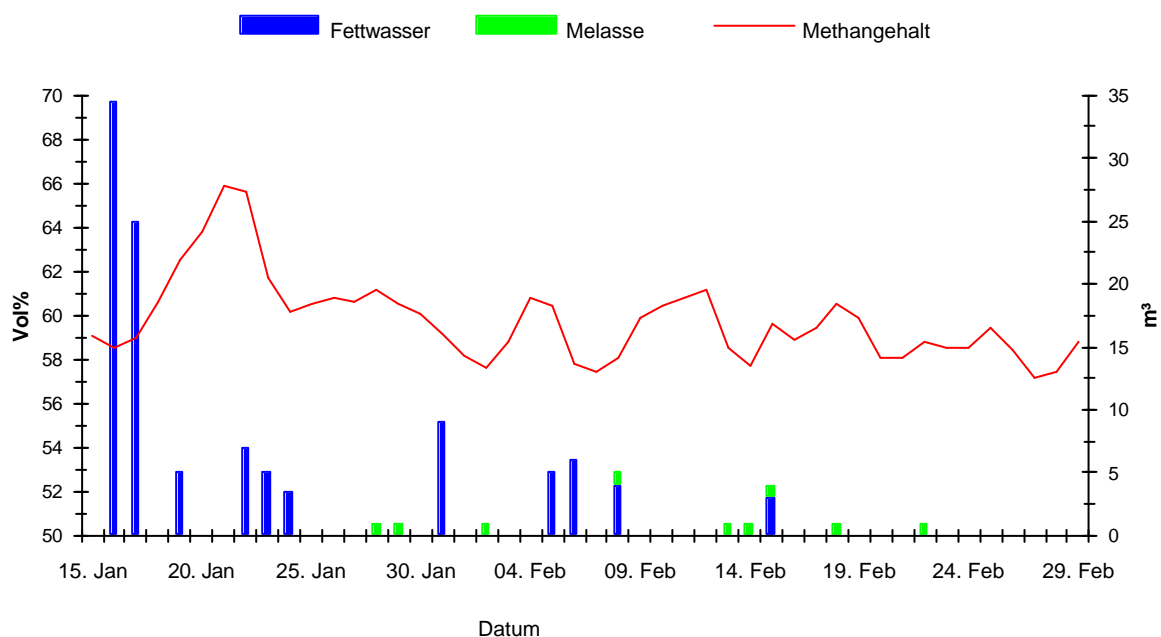
Die genauen Vorgaben können dem Kapitel 2.1.1 entnommen werden.

Für die Annahme und Verarbeitung von Kofermenten sind zusätzliche Rühr- und Zerkleinerungseinrichtungen, eine Hygienisierungsstufe und evtl. eine Prozesswasserrückführung erforderlich (vgl. Kapitel 4.2).

Kofermente führen zu Veränderungen in der Zusammensetzung des Gärsubstrates in Bezug auf Trockensubstanz-, Nährstoff- und Schadstoffgehalt. Bei der späteren Ausbringung als Dünger ist dies zu beachten (vgl. Kapitel 2.1.1). Auch das Biogas verändert sich durch die Zugabe von Kofermenten, es kann mehr Gas mit einem höheren Methangehalt entstehen (Abbildung 3.2) und unterschiedlichen Mengen H₂S.

Beim erstmaligen Einsatz von Kofermenten in Biogasanlagen ist je nach Substrat mit der ersten Wirkung in Form von erhöhter Gasausbeute nach einigen Tagen bis zu 4 Wochen zu rechnen. Es kann bis zu 3 Monaten dauern bis ein weiterer Leistungsschub stattfindet und die Anlage mit dem neuen Kosubstrat auf voller Leistung ist. Die Zugabe sollte am Anfang äußerst vorsichtig und dosiert erfolgen, damit sich die Bakterien an das neue Medium gewöhnen können (vgl. Kapitel 3.3.6). Eine zu schnelle Zugabe kann zum Umkippen des Prozesses führen. Aufgrund der Trägheit des Biogas-Prozesses kann es anschließend immer wieder zu Schwankungen in der Gasproduktion kommen. Diese sind mit den üblichen technischen Hilfen wie pH-Wert- und Gasmessung schwer abzuschätzen, geschweige denn zu steuern.

Abbildung 3.2 Einfluss der Zuschlagstoffe auf den Methangehalt



Quelle: LfL, FB LB, Jäkel

Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen

Den nachwachsenden Rohstoffen kommt eine steigende Bedeutung bei der Energieerzeugung zu. Die Stoffe sind gut vergärbar (außer Holzanteile) und liefern ein hohes Energiepotential. Der Anbau von Nachwachsenden Rohstoffen bzw. Energiepflanzen stellt eine weitere Option dar, Ausgangsstoffe für eine Biogasproduktion bereitzustellen.

Landwirtschaftlichen Betrieben wird somit eine Einkommensalternative durch die Produktion erneuerbarer Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geboten. Besonders interessant ist hierbei die im eigenen Betrieb erzeugte Biomasse, die als nachwachsender Rohstoff zur Energieerzeugung verwendet werden kann.

Bevorzugt wird in steigendem Maße der Anbau und die Verwertung von Maissilage. Sie ist durch ihre Konservierung im Silo ganzjährig verfügbar, dies wird im Allgemeinen als wichtige Voraussetzung für einen kontinuierlichen Betrieb der Biogasanlage angesehen. Ein Beispiel zur Wirtschaftlichkeitsberechnung zum Einsatz von Maissilage in Biogasanlagen befindet sich im Kapitel 6. Weiterhin bietet sich Grassilage an, da auf Grünland gute Erträge erreichbar sind und insbesondere im Osten Deutschlands durch niedrige Tierbestände ungenutzte Grünlandflächen zur Verfügung stehen. Dagegen erfordert die Vergärung von Rüben eine spezielle und somit teure technische Ausrüstung (z. B. spezielle Erntetechnik). Nachfolgend sind einige landwirtschaftliche **Kofermente**, die auch zur Erzeugung auf Stilllegungsflächen geeignet sind, dargestellt.

Tabelle 3.5 Beispiele für mögliche nachwachsende Rohstoffe für Biogasanlagen

Substrat	Vorteile	Nachteile
Kartoffeln	- gute Aufbereitung möglich	- bilden Sinkschichten, Masse verklebt leicht
Mais	- hohe Energiekonzentration - problemlose Ernte mit hoher Flächenleistung - kostengünstige Lagerung	
Rüben	- hohe Energiekonzentration (Gehalts- und Zuckerrüben)	- hoher Aufwand bei der Ernte und Aufbereitung
gemahlenes Getreide	- gute Lagerfähigkeit - Einsatz zur gezielten Anlagensteuerung	- Holzanteil der Halme führt zu Schwimmschichten
Gras	- hohe Energiekonzentration	- bringt Verschmutzung in den Fermenter - Grundgerüst des Grases bleibt während der Vergärung erhalten und bildet Schwimmschicht
Zwischenfrüchte (z. B. Raps)	- mittlere Energiekonzentration - bei Körnerfrüchten hohe Energiekonzentration	- bringen Schmutz (Erde) und verholzte Pflanzenteile in den Fermenter (geschnittenes Gut) (Schwimm- und Sinkschichten)

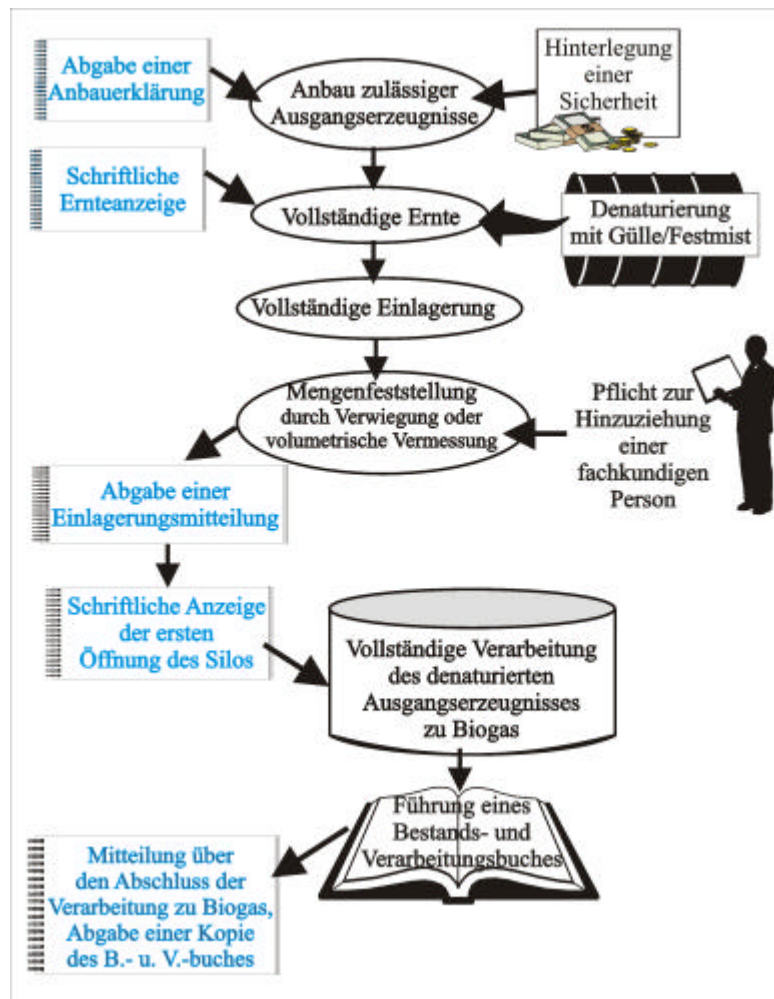
Quelle: VDI Berichte 1620; 2001

Bei der Nutzung nachwachsender Rohstoffe von Stilllegungsflächen sind weiterhin einige technische und rechtliche Besonderheiten zu berücksichtigen.

Rechtliche Besonderheiten spiegeln sich durch Regelungen wider, die von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) erarbeitet wurden. Hierbei geht es hauptsächlich um eine geordnete und mit dem Europarecht konforme Verarbeitung für Produkte von Stilllegungsflächen.

Bisher war die Erzeugung von nachwachsenden Rohstoffen und die Vergärung im gleichen Betrieb nicht möglich. Die derzeitige Lösung ist jedoch immer noch mit einem erheblichen bürokratischem Aufwand verbunden. Nachfolgende Abbildung 3.3 verdeutlicht dies.

Abbildung 3.3 Verwendungskontrolle für nachwachsende Rohstoffe in hofeigenen Biogasanlagen (Artikel 3 Abs. 4 der VO (EG) Nr. 2461/99)



Ein Merkblatt der BLE (an allen Ämtern für Landwirtschaft einsehbar) enthält Detailinformationen u. a. zu folgenden Schwerpunkten: Ausgleich von nicht erreichten Mindesterträgen, Anbauerklärungen, Ernteanzeige, zulässige Silobaufornen, Pflicht zur Hinzuziehung von fachkundigen Personen bei der Einlagerung und Denaturierung, Anträge auf Stilllegungsausgleich.

Um dem hohen Aufwand zu entgehen, können selbstverständlich alle Stoffe auch auf der normalen landwirtschaftlichen Nutzfläche angebaut werden.

Weitere mögliche Kofermente:

Landwirtschaftliche Reststoffe, wie z. B. Futterreste, Silabraum, Sickersäfte, Gemüse- und Blattabfälle eignen sich sehr gut zum Vergären und bieten der Landwirtschaft gleichzeitig die Möglichkeit, solche Stoffe sinnvoll zu verwerten.

Agroindustrielle Rohstoffe, z. B. Ernterückstände, Schlempen, Trester, Abfälle aus der gemüseverarbeitenden Industrie sind allgemein gut vergärbar und müssen nicht vorsortiert und hygienisiert werden.

Rasenschnitt von Grünanlagen und Sportplätzen (kommunaler Abfall) hat niedrige Schadstoffgehalte und eignet sich gut als Kofermentat. Nachteilig wirkt sich der saisonale Anfall aus.

Speiseabfälle sind nach der Zerkleinerung hervorragend vergärbar und weisen niedrige Schadstoffgehalte auf. Sie müssen allerdings nach Fremdstoffen vorsortiert und hygienisiert werden. Es sollte eine konsequente Trennung in ihrer Lagerung zum Stallbereich und zur Verarbeitung erfolgen.

Bioabfall ist ebenfalls ein hervorragend zu vergärendes Gut. Der Bioabfall darf allerdings keine großen Mengen an Strauchschnitt und anderen holzigen Materialien enthalten. Soll Bioabfall vergoren werden, ist von der zuständigen Kommune eine hinreichende Aufklärungsarbeit unter der Bevölkerung zu leisten, damit keine Störstoffe in die Biotonne gelangen.

Schlachtabfälle stellen auf Grund seuchenhygienischer Bedenken und der Geruchsproblematik hohe Anforderungen an die Hygienisierung im Annahmehbereich und unterliegen dem Tierkörperbeseitigungsgesetz. Sie sind allerdings sehr gut vergärbar.

Insbesondere bei den drei letzt genannten Kofermentatgruppen kann es zu Problemen mit dem Düngemittelrecht kommen, wenn eine landbauliche Verwertung der Endprodukte vorgesehen ist (vgl. Kapitel 2.1.1).

3.2.2.2 Zusammensetzung möglicher Kofermente

Auskunft über die Zusammensetzung verschiedener Kofermente gibt nachfolgende Tabelle.

Tabelle 3.6 Trockensubstanz, mittlere Nährstoffgehalte und Zusammensetzung möglicher Kofermente

Wertbestimmende Daten organischer Reststoffe (Einzeluntersuchungen)									
Substrat	TS % von FS	oTS % von FS	Nges g/l	Phosphat g/l	K ₂ O g/l	Rohprotein % von FS	Rohfett % von FS	Rohfaser % von FS	KW* g/kg FS
Biomüll	60 - 75	30 - 70	0,6 - 2,7	0,2 - 0,4	0,4 - 2,0				
Küchenabfälle			0,6 - 2,2	0,3 - 1,5	0,4 - 1,8				
Garten- u. Grünabfälle			0,3 - 2,0	0,1 - 2,3	0,4 - 3,4				
Panseninhalt	17	16	5,8						3,8
Flotatschlamm	12	11	6,0						45
Flokkulationsschlamm	5	13	5,9	3,8	0,1				84,5
Fettabscheiderrückstand	40	39	3,3						386
Bleicherde	93	19	0,9	5,1	2,7				140
Ausputz (Staubraum)	86	80	13,0	2,3	9,5				22
Kartoffelschälreste	22	18	4,5			2,8	0,1	0,4	
Kartoffelmus	20	18	4,8			3,0	0,2	1,0	
Kartoffelpülpe	16	15	1,4	0,05	1,8	0,9	0,1	4,4	
Kartoffelschlempe	7	6	3,9			2,4	0,03	0,6	
Hefeabpresswasser	5		1,8			1,1			
Hefemelasserest	72	60	41,4	1,8	57,5	25,9	0,4	0,4	
Parkrasenschnitt	21	19	6,7	0,7	4,2	4,2			
Extensiv-Weideschnitt	24	18	2,9	0,6	5,3	1,8			

* KW = Petroletherextrakt = Σ Fette und Öle; FS = Frischsubstrat

Quelle: Schulz, Biogas-Praxis, 1996

Der Nachweis der Einhaltung derzeitiger Grenzwerte für Schwermetallgehalte der Bioabfall- und Klärschlammverordnung (BioAbfV, AbfklärV) stellen einen erheblichen Konflikt für eine landwirtschaftliche Nutzung von Komposten und Biogassgulle - insbesondere aus der anaeroben Kofermentation - dar (vgl. Kapitel 2.1.1).

Tabelle 3.7 Grenzwerte für Schwermetallgehalte laut BioAbfV und AbklärV

Parameter	BioAbfV		AbklärV	
	Ausbringung < 20 t TS/ha aller 3 Jahre [mg/kg TM]	Ausbringung 20 - 30 t TS/ha aller 3 Jahre [mg/kg TM]	AbklärV- Schlamm	AbklärV- Boden
Blei	150	100	900	100
Cadmium	1,5	1	10/5*	1,5/1*
Chrom	100	70	900	100
Kupfer	100	70	800	60
Nickel	50	35	200	50
Quecksilber	1	0,7	8	1
Zink	400	300	2500/2000*	200/150*

Quelle: BioAbfV und AbklärV; * bei Böden mit Tongehalt < 5 % oder pH-Werten > 5 und < 6

Die Schwermetallgehalte organischer Stoffe sind in Tabelle 3.8 dargestellt.

Tabelle 3.8 Übliche Schwermetallgehalte organischer Stoffe

Substrat	Schwermetallgehalte (in mg/kg TM)						
	Pb	Zn	Cd	Cr	Cu	Ni	Hg
Rindergülle	8,5	225	0,43	5,50	44,5	5,2	0,05
Schweinegülle	8,90	1035	0,68	8,4	443	18,6	0,04
Geflügelgülle	7,20	430	0,25	4,4	63	8,1	0,02
Rindermist	7,00	213	0,44	5,0	39	10	k. A.
Schweinemist	k.A.	1220	0,43	11	740	13	k. A.
Geflügelmist	k.A.	406	0,36	12	69,7	9	0,05
Bioabfallkompost	56	199	1,10	23	57	12	0,24
Ernterückstände	2,55	57,5	0,125	0,60	7,00	1,7	0,07

Quelle: EdDE-, Dokumentation 2; Umverteilung von Schwermetallen in der Umwelt durch Komposte im Vergleich zu anderen Einträgen auf Böden

Hauptproblem bei der Kofermentation ist das Endprodukt. In jedem Fall muss verhindert werden, dass durch die Kofermentation unerwünschte Stoffe wie Schwermetalle, organische Schadverbindungen oder Keime in und auf den Boden gelangen. Deshalb ist auf eine ausreichende Hygienisierung, auf einen hohen Abbaugrad der organischen Substanz und auf eine ständige Kontrolle des Ausgangs- und Endprodukts zu achten.

3.2.2.3 Mitbehandlung von Abwässern in Biogasanlagen, Kärschlammanfall und -entsorgung in Sachsen

Besonders im ländlichen Raum wird eine dem Stand der Technik entsprechende Abwasserbeseitigung benötigt. Dezentrale Anlagen sollen dazu beitragen, Abwasser kostengünstig und seuchenhygienisch unbedenklich zu entsorgen oder zu verwerten.

Nur landwirtschaftliche Betriebe dürfen ihr eigenes Abwasser auf den eigenen Feldern ausbringen. Die Verwertung von landwirtschaftlichen Abwässern (z. B. Melkhausabwässer) zusammen mit Gülle in landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist möglich. Das Substrat darf dadurch nicht zu sehr verdünnt werden.

Wenn eine Biogasanlage vorhanden ist, ist dies ein wirtschaftliches Verfahren der Abwasserentsorgung.

Seuchenhygienische Bedenken bestehen nur bei der Mitverwertung von Fremdwasser in mesophilen Biogasanlagen. Fremdwasser sind wie Klärschlamm zu bewerten. Eine Ausbringung des Endsubstrates muss dann nach der Klärschlammverordnung erfolgen. Die rechtlichen Möglichkeiten der Klärschlammausbringung auf landwirtschaftlichen Flächen bei Teilnahme am Sächsischen Förderprogramm "Umweltgerechte Landwirtschaft" sind im Kapitel 2.1.1.4, Beispiel 3 beschrieben.

Aus seuchenhygienischer und aus Sicht der Kostenminimierung für die Abwasserentsorgung ist der Mitverwendung des eigenen Abwassers in landwirtschaftlichen Biogasanlagen der Vorzug vor jeder anderweitigen Verwertung (Kleinkläranlage, geschlossene Gruben) zu geben. Bei Vorhandensein einer dem Stand der Technik entsprechenden Anlage zur Abwasserreinigung kann kein Anschluss- und Benutzungszwang erteilt werden.

Das Klärschlammaufkommen aus kommunalen Kläranlagen im Freistaat Sachsen betrug 1998 90.213 t TS gegenüber ca. 66.000 t TS im Jahr 1991. Trotz weiterer Erhöhung des Anschlussgrades der Bevölkerung stagniert inzwischen das Aufkommen auf Grund eines geringeren Abwasseranfalles und durch den Ausbau von Klärschlammbehandlungsverfahren auf Kläranlagen.

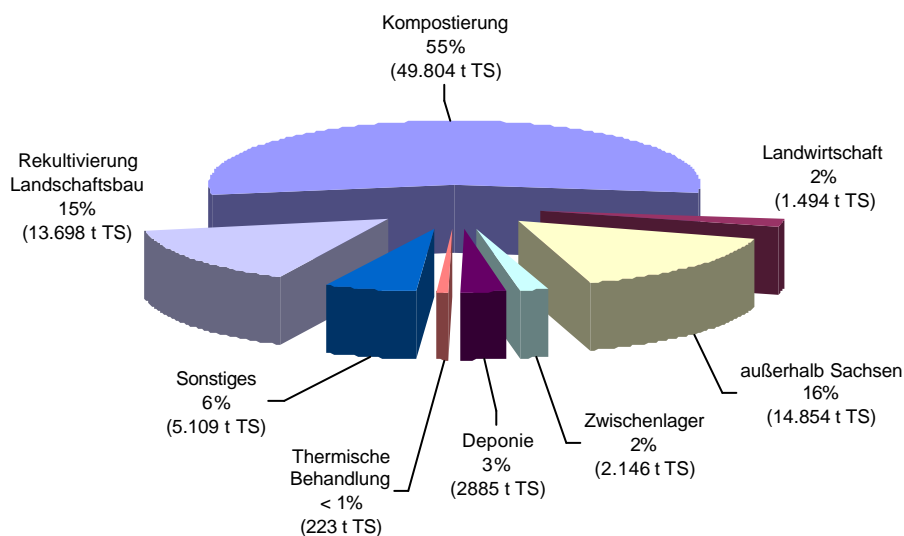
Mit einem Anteil von 55 % (Abbildung 3.4) stellte 1998 die Kompostierung für Klärschlämme aus dem Freistaat Sachsen den Hauptentsorgungsweg dar. Die Kompostierung ist dabei allerdings nur ein Behandlungsverfahren vor der eigentlichen Verwertung des Klärschlammes als Kompost in unterschiedlichen Anwendungsbereichen.

Im Bereich der Landwirtschaft wurden Klärschlammkomposte oder Klärschlämme in einer Menge von ca. 1.500 t verwertet. Das entspricht einem Anteil von 2 % der insgesamt zu entsorgenden Menge. An der gesamten Menge des in Sachsen in der Landwirtschaft verwendeten Klärschlammes beträgt der Anteil der sächsischen Klärschlämme ca. 9 %.

15 % des Klärschlammes wurden direkt in der Rekultivierung und im Landschaftsbau verwendet.

Mit einem Anteil < 1 % spielte 1998 auch die thermische Behandlung im Vergleich zu anderen Bundesländern eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 3.4 Klärschlamm Entsorgungswege im Freistaat Sachsen (Stand 1998)



Wie aus der Abbildung 3.4 hervorgeht, kann die energetische Nutzung von Klärschlamm in Sachsen wesentlich erhöht werden.

3.2.3 Aufkommen und Verwertung biologischer Abfälle in Sachsen

In Tabelle 3.9 wird das Aufkommen der getrennt gesammelten biologisch abbaubaren organischen Abfälle aufgeschlüsselt nach Landkreisen und kreisfreien Städten dargestellt. In der sächsischen Abfallbilanz 2000 wurden als biologisch abbaubare organische Abfälle folgende Fraktionen erfasst:

- Bioabfälle aus Haushalten (über Biotonne),
- Grünabfälle aus Haushalten,
- Bioabfälle und sonstige biogene Abfälle aus dem Gewerbe,
- Garten- und Parkabfälle von öffentlichen Flächen.

Von den 29 Landkreisen und Kreisfreien Städten sind 27 in 8 Abfallverbänden zusammengeschlossen. Eine getrennte Erfassung von Bioabfällen erfolgt in 23 Landkreisen und Kreisfreien Städten, davon haben 13 die Biotonne flächendeckend eingeführt. Im Jahr 2000 waren rd. 2,05 Mio. Einwohner, das entspricht ca. 46 % der Bevölkerung, an die Bioabfallsammlung angeschlossen.

Nach Tabelle 3.9 betrug im Jahr 2000 das **Gesamtaufkommen an**

biologisch abbaubaren organischen Abfällen	221.545 t,
das entspricht einem Aufkommen von	50 kg / Einwohner und Jahr.

Sollen Aufkommen und Verwertung von biologischen Abfällen in Sachsen und in den einzelnen Landkreisen und Kreisfreien Städten analysiert werden, um das Potential für die Biogas-erzeugung zu ermitteln, so ist der Landesabfallwirtschaftsbericht heranzuziehen. Auch die einzelnen Abfallverbände können Auskunft erteilen. Getrennt gesammelte Stoffe werden, werden meist vollständig einer Verwertung unterzogen, so dass als Potential für die Biogasanlagen hauptsächlich die bisher nicht gesammelte Biomasse zur Verfügung steht. Zum möglichen Potential für die Biogaserzeugung gehören auch die Klärschlämme.

Die anfänglich sehr hohen Einnahmen aus der Abnahme von biogenen Abfällen haben sich auf Grund eines stark umkämpften Marktes erheblich reduziert.

Für landwirtschaftliche Biogasanlagen sind die biologischen Abfälle aus der Siedlungswirtschaft rechtlich problematisch (vgl. Kapitel 2.1.1).

Tabelle 3.9 Aufkommen an getrennt erfassten Bioabfällen im Freistaat Sachsen 2000
in t und kg/Einwohner und Jahr (den ÖRE angegliedert)

	Einwohner	Haushalte				Gewerbe und Industrie				Summe des Aufkommens	
		Bioabfälle (Biotonne)		Grünabfälle		Bioabfälle (Biotonne)		Garten- und Parkabfälle		t	kg (E-a)
		t	kg (E-a)	t	kg (E-a)	t	kg (E-a)	t	kg (E-a)		
Annaberg	88.894	1.100	12	55	1	193	2	211	2	1.559	18
Aue-Schwarzenberg	141.653	5.784	41	470	3	181	1	0	0	6.435	45
Chemnitzer Land	141.837	884	6	0	0	68	<1	0	0	952	7
Stollberg	94.375	194	2	1.954	21	19	<1	0	0	2.167	23
ZAS	466.759	7.962	17	2.479	5	461	1	211	<1	11.113	24
Chemnitz, Stadt	261.460	21.040	80	3.109	12	k.A.	k.A.	1.224	5	25.373	97
Freiberg	153.993	2.216	14	1.893	12	k.A.	k.A.	0	0	4.109	27
Mittlerer Erzgebirgskreis	95.015	0	0	6.450	68	0	0	2.250	24	8.700	92
Mittweida	138.982	1.943	14	0	0	k.A.	k.A.	0	0	1.943	14
AWVC	649.450	25.199	39	11.452	18	k.A.	k.A.	3.474	5	40.125	62
Vogtlandkreis	203.526	0	0	2.366	12	0	0	1.863	9	4.229	21
Plauen, Stadt	71.862	2.348	33	813	11	k.A.	k.A.	664	9	3.825	53
EVV	275.388	2.348	9	3.179	12	k.A.	k.A.	2.527	9	8.054	29
Zwickau, Stadt	103.575	4.610	45	413	4	0	0	903	9	5.926	57
Zwickau	135.892	1.486	11	327	2	0	0	k.A.	k.A.	1.813	13
ZAZ	239.467	6.096	25	740	3	0	0	903	4	7.739	32
RB Chemnitz	1.631.064	41.605	26	17.850	11	461	0	7.115	4	67.031	41
Dresden, Stadt	476.543	23.171	49	10.226	21	k.A.	k.A.	0	0	33.397	70
Meißen	153.653	3.769	25	1.188	8	915	6	461	3	6.333	41
Riesa-Großenhain	123.213	0	0	4.292	35	0	0	113	1	4.405	36
Sächsische Schweiz	148.139	0	0	942	6	0	0	k.A.	k.A.	942	6
Weißeritzkreis	125.151	4.685	37	4.711	38	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	9.396	75
ZAOE	1.026.699	31.625	31	21.359	21	915	1	574	1	54.473	53
Bautzen	158.587	6.026	38	449	3	k.A.	k.A.	0	0	6.475	41
Görlitz, Stadt	62.421	1.669	27	5	0	0	0	0	0	1.674	27
Kamenz	156.395	11.397	73	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	11.397	73
Löbau-Zittau	156.528	22.403	143	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0	0	22.403	143
Niederschles. Oberlausitzkreis	107.113	4.109	38	877	8	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	4.986	47
RAVON	641.044	45.604	71	1.331	2	k.A.	k.A.	0	0	46.935	73
Hoyerswerda, Stadt	51.434	1.515	29	0	0	0	0	850	17	2.365	46
RB Dresden	1.719.177	78.744	46	22.690	13	915	1	1.424	1	103.773	60
Döbeln	78.550	2.876	37	50	1	2.546	32	1.162	15	6.634	84
Torgau-Oschatz	102.339	1.301	13	2.641	26	1.043	10	0	0	4.985	49
AVN	180.889	4.177	23	2.691	15	3.589	20	1.162	6	11.619	64
Leipzig, Stadt	493.235	11.276	23	14.467	29	4.220	9	2.278	5	32.241	65
Leipziger Land	154.384	0	0	2.158	14	0	0	189	1	2.347	15
Muldentalkreis	136.514	0	0	0	0	0	0	3	<1	3	<1
ZAW	784.133	11.276	14	16.625	21	4.220	5	2.470	3	34.591	44
Delitzsch	128.664	843	7	641	5	2.426	19	621	5	4.531	35
RB Leipzig	1.093.686	16.296	15	19.957	18	10.235	9	4.253	4	507.415	46
Sachsen	4.443.927	136.645	31	60.497	14	11.611	3	12.792	3	221.545	50

k.A. = keine Angaben möglich = Aufkommen in Bioabfällen/Grünabfällen aus Haushalten mit enthalten

Auf Grund von Rundungen bei der Errechnung der einzelnen Summanden kann es bei der Bildung der Quersummen zu geringfügigen Abweichungen kommen.

- ÖRE öffentlich-rechtlicher Entsorgungsträger
- ZAS Zweckverband Abfallwirtschaft Südwestsachsen
- AWVC Abfallwirtschaftsverband Chemnitz
- EVV Entsorgungsverband Vogtland
- ZAZ Zweckverband Abfallwirtschaft Zwickau
- ZAOE Zweckverband Abfallwirtschaft Oberes Elbtal
- RAVON Regionaler Abfallverband Oberlausitz-Niederschlesien
- AVN Abfallverband Nordsachsen
- ZAW Zweckverband Abfallwirtschaft Westsachsen

Quelle: Sächsisches Landesamt für Umwelt und Geologie, Abfallbilanz des Freistaates Sachsen 2000, 9/2001

3.2.4 Hygienisierung der Gärsubstrate

Grund für eine Hygienisierung ist die Möglichkeit der Übertragung von Seuchen und Krankheiten. Durch Gülleverwertung aus anderen Betrieben und durch das Vermischen unterschiedlicher Substrate wird die Gefahr einer Übertragung erhöht. Dabei sind vor allem pathogene Mikroorganismen und Krankheitserreger in organischen Reststoffen und Tierexkrementen von Bedeutung. Die bedeutendsten Bakterien, Viren und Parasiten sind in der Tabelle 3.10 aufgeführt.

Tabelle 3.10 Infektionserreger in Flüssigmist und organischen Abfällen

Bakterien	Viren	Parasiten
Salmonellen (RG, SG, HK)	Erreger der Maul- und Klauenseuche	Spulwürmer
Escherichia coli (RG)	Schweinepest	Palisadenwürmer
Tuberkelbakterien	Bläschenkrankheit der Schweine	Saugwürmer
Milzbrandbakterien (RG)	Schweineinfluenza	Leberegel
Bruzellen (RG, SG)	Oldenburger Schweineseuche	Lungenwürmer
Leptospiren (RG, SG)	Rota-Virus-Infektionen	Magenwürmer
Mykobakterien (RG SG HK)	Teschener Erkrankung	
Rotlaufbakterien (SG)	Aujeszkysche Krankheit	
Clostridien (HK)	Atypische Geflügelpest	
Streptokokken	Blauzungenerkrankung	
Enterobacter	Retro-, Parvo-, Echo-, Enteroviren	

RG - Rindergülle; SG - Schweinegülle; HK - Hühnerkot

Quelle: Schulz, H., Biogaspraxis

Das Betreiben von thermophilen Anlagen ermöglicht die höchsten Effekte bei der Hygienisierung. Die derzeit geltenden Anforderungen an die Hygienisierung von Bioabfällen und Speiseresten in Biogasanlagen sind in der Bioabfallverordnung festgeschrieben (vgl. Kapitel 2.1.1). Zur Prüfung einer ausreichenden Hygienisierung lassen die Behörden eine direkte oder indirekte Prozessprüfung (siehe Biomasse VO) durchführen.

Die Versäuerung und die nachfolgende Alkalisierung besitzen eine toxische Wirkung auf die unerwünschten Mikroorganismen, die dadurch inaktiviert werden. In voll durchmischten Anlagen bleibt der pH-Wert im neutralen bis schwach alkalischen Bereich. Je höher der Ammoniakgehalt in der Gülle ist, umso besser ist die Hemmung dieser Mikroorganismen. Da der Ammoniakgehalt in der vergorenen höher ist als in der unvergorenen Gülle, sind in der Biogasgülle weniger Mikroorganismen enthalten.

Pflanzenpathogene Keime werden auch im mesophilen Bereich zu 95 % abgebaut. Die Abtötungsrate ist bei Viren noch höher als bei Bakterien. Bedingt durch größere Bestandsdichten und den höheren Zukauf von Futtermitteln, sind in der Schweinegülle in der Regel mehr Infektionserreger. Salmonellen dagegen überleben am längsten in der Rindergülle. Eier von Platt-, Rund- und Bandwürmern sowie Hefearten werden relativ schlecht abgetötet.

Die thermophile Behandlung ist von hygienischer Seite günstiger zu bewerten. Bei der mesophilen Betriebsart ist keine vollständige Entseuchung gegeben. Wer viele und mit Keimen belastete Kofermente verwertet, muss eine eigenständige Hygienisierung der eigentlichen Vergärung vorschalten. Hierbei werden nur die hygienisch bedenklichen Stoffe behandelt. Der Prozessenergieanteil ist je nach Menge der Kosubstrate verschieden.

3.2.5 Homogenisierung des Gärsubstrates

Eine Homogenisierung des Gärsubstrates ist unbedingt erforderlich, da Gülle z. B. durch das Aufstallungssystem, die Einstreu und die verschiedenen Tierarten ein sehr inhomogener Stoff ist. Mit der Homogenisierung sollen vor allem zwei Ziele erreicht werden:

- Zerkleinerung des Strohes sowie der Futterreste, um die Vergärbarkeit zu verbessern und um die Verstopfungsgefahr von Gülleleitungen zu verringern. Dazu ist es am besten, das Frischsubstrat vor der Vergärung in einer Vorgrube zu sammeln.
- Durchmischung des Gärgutes zur Verbesserung der Fließeigenschaften. Für eine gleichmäßige, stabile Prozessführung dürfen im Reaktor keine Schichten oder Brücken speziellen Materials entstehen. Die transportierte Gülle soll in ihrer Zusammensetzung möglichst konstant bleiben, um eine gleichmäßige Nährstoffverteilung auf dem Feld zu gewährleisten.

Die Verwertung von Raufutterresten zur Biogasgewinnung kann problematisch werden, wenn der Raufutteranteil zu groß wird (viel Restfutter wegen schlechter Futterqualität oder Verschmutzung).

3.3 Gasausbeute und Qualität des Biogases

3.3.1 Gasausbeute

Die Gasausbeute wird hauptsächlich bestimmt durch:

- das Ausgangsmaterial,
- die Faultemperatur und
- die Verweilzeit in der Biogasanlage.

Der Abbau organischer Substanz und die Bildung von Biogas mit dem darin enthaltenen Methan stehen zueinander in enger Beziehung. So werden bei der Bildung von einem Liter Methan 0,714 g und von einem Liter Kohlendioxid 1,96 g organische Substanz abgebaut. Gliedert man die organische Trockensubstanz in Fette, Kohlenhydrate und Eiweißstoffe, so ergibt sich entsprechend des unterschiedlichen relativen Kohlenstoffanteiles eine verschieden hohe spezifische Gasproduktion.

Danach erhält man (KLOSS, 1986) folgende Mengen Faulgas/g abgebauter Trockensubstanz:

Kohlenhydrate:	0,790 l	(50 % CH ₄ : 50 % CO ₂)
organische Fette:	1,270 l	(68 % CH ₄ : 32 % CO ₂)
Eiweiße:	0,704 l	(71 % CH ₄ : 29 % CO ₂)

Als Faustregel gilt, dass eine Großvieheinheit 1,5 m³ Biogas mit 65 % Methan am Tag bildet. Diese Berechnung ist jedoch für eine detaillierte Planung zu ungenau. Eine genauere Berechnung erfolgt über die organische Substanz (vgl. Tabelle 3.12).

Tabelle 3.11 Täglich erzeugbare Gasmenge bei verschiedenen Tierarten

Tierart	Gasmenge in m ³ /GV
Mastschweinegülle	0,75 - 1,0
Rindergülle	1,0 - 1,5
Rinderfestmist	2,0

Quelle: Bauernzeitung 7/95

Je nach Zusammensetzung des zu vergärenden Materials muss also mit verschiedenen Gasausbeuten gerechnet werden.

Je höher der Anteil an leicht abbaubaren Substanzen, wie Stärke und Fett im Substrat (Zusammensetzung der Gülle) ist, desto höher ist die Gasausbeute. Kurz gehäckseltes Stroh und ein hoher TS-Gehalt in der Gülle sind ebenfalls positive Einflussfaktoren.

Zu den tierischen Ausscheidungen wird im Allgemeinen aus verschiedenen Gründen Wasser zugemengt, obwohl sich in der Regel der Wasserzusatz negativ auf die Gasproduktion auswirkt. Bioabfälle und Abfälle aus der Lebensmittelindustrie (Fett- und Stärkeanteil), die gemeinsam mit Gülle vergoren werden, wirken sich vorteilhaft auf den Gärprozess und vor allem auf die Gasausbeute aus.

Desinfektionsmittel und einige medikamentöse Rückstände in der Gülle können den Prozess hemmen.

Hinsichtlich Gaserzeugung werden verschiedene Begriffe verwendet, die jedoch oft als Synonym gebraucht werden:

Gasproduktion	- Gaserzeugung bezogen auf das Fermentervolumen in m ³ /m ³
Gasausbeute	- Gaserzeugung bezogen auf das Substrat in m ³ /kg OS
Gasertrag	- Gaserzeugung bezogen auf das Substrat in m ³ /kg oTS
Gasleistung	- Gaserzeugung bezogen auf die Tierzahl in m ³ /GV und Tag

Die einzelnen Produktionswerte können als Biogas oder umgerechnet als Methan angegeben werden. Diese müssen jedoch immer auf Normalbedingungen für Gase (0°C, 1 atm [1,013 bar], 0 % Luftfeuchte) umgerechnet werden. In der Literatur werden zum Teil erhebliche Unterschiede für die Gaserzeugung angegeben. Richtwerte zu den Gaserträgen gibt Tabelle 3.12.

Die spezifische Gasproduktion nimmt mit zunehmender Raumbelastung stetig zu, wodurch aber die Gasausbeute negativ beeinflusst wird. Unter **Raumbelastung** versteht man die Menge an organischer Trockensubstanz, die einem Fermenter maximal zugeführt werden kann. Sie ist abhängig von der Temperatur, der Verweilzeit und der organischen Trockensubstanz. Im Durchschnitt rechnet man mit 2-3 kg oTS/m³ und Tag bei einer Temperatur von 35 °C. In Praxisanlagen wurden Werte von 0,56 - 6,98 kg oTS/m³ und Tag festgestellt. Für einen optimal verlaufenden Prozess ist eine gleichmäßige Beschickung in kürzeren Zeitabständen (ein- bis zwei mal täglich) erforderlich. Zur Entgasung und Homogenisierung der Gülle muss täglich gerührt werden.

Die Trockensubstanzgehalte des Ausgangsmaterials sollten so hoch wie möglich sein, um Fermentervolumen und Heizenergie einzusparen und viel Gas zu erhalten.

Tabelle 3.12 Biogas- und Methangasausbeuten von Wirtschaftsdüngern und relevanten Kosubstraten

Substrat	TS Gehalt %	oTS %	Biogas	Methan
			Kalkulation Durchschnittswerte * l/kg oTS	
Wirtschaftsdünger				
Hühnergülle	10-29	75-77	460	300
Hühnerkot	32-45	70-80	458	307
Pferdemist	25	75	550	350
Rindergülle	6-12	68-85	317	192
Rindermist	15-25	65-85	311	200
Schafskot	25-40	80	660	350
Schweinegülle	2,5-9,7	60-85	580	350
Schweinemist	20-25	75-90	590	360
Landwirtschaftliche Kofermente				
Elefantengras (Miscanthus)			470	282
Flachs			360	216
Gerstenstroh	86	89-94	308	185
Gras	26-30	90	515	350
Grassilage	26-40	67-98	567	400
Haferstroh	86	90-93	330	198
Hanf			360	216
Heu	86-93	83-93	550	330
Kartoffelkraut	25	79	571	400
Kartoffeln	22	94	500	300
Klee	20	80	504	300
Maispflanze	17-38	92-95	750	480
Maissilage	28-35	92-96	587	350
Maisstroh	86	72	658	450
Markstammkohl	12-14	84-86	425	255
Pflanzensamen			620	372
Rapsstroh			198	119
Roggenstroh	86	92-94	284	170
Schilf			162	97
Sonnenblumenblätter	11-14	85-86	300	180
Weizenstroh	86	60-90	336	202
Zuckerrübenblatt	16	75-83	505	340
Zuckerrübensilage	18	80	820	492
Agroindustrielle und gewerbliche Abfälle				
Algen			460	280
Altbrot	85	95	920	550
Alt-Frittier-Fett			1038	720
Apfelschlempe	2-3,7	94-95	500	330
Apfeltrester	25	86	550	360
Biertreber	24	95-96	557	380
Brennereischlempe			500	330
Brennnessel			364	218
Erdnusschalen			365	220
Gemüseabfälle	15-25	76-90	540	350
Heilkräuter (extrahiert)	53	80	650	390
Kakaoschalen	95	91	700	420
Kartoffelschlempe	12-15	90	500	330
Melasse	80	95	395	250
Obstrester	40-50	30-93	543	350
Raps-Extraktionsschrot	88	93	600	450
Rapskuchen			750	550
Rohglycerin (RME Herst.)			875	650
Speiseabfälle	9-37	74-98	700	500

Tabelle 3.12 (Fortsetzung) Biogas- und Methangasausbeuten von Wirtschaftsdüngern und relevanten Kosubstraten

Substrat	TS Gehalt %	OTS %	Biogas	Methan
			Kalkulation Durchschnittswerte l/kg oTS	
Kommunale Abfälle und Schlachthofabfälle				
Bioabfall Haustonnen	35	70	520	350
Blutmehl	90	80	900	
Fettabscheiderrückstände	2-70	69-99	1200	700
Flotat-Fett			1200	700
Flotatschlamm	5-24	83-98	900	600
Grünschnitt	15	87-93	588	320
Klärschlamm			480	300
Laub	85	82	453	300
Mageninhalt (Schwein)	12-15	80-84	390	250
Panseninhalt (abgepresst)	20-45	90	650	395
Panseninhalt (unbehandelt)	11-19	80-90	500	307
Tierkörpermehl				650

Quelle: verschiedene Literaturangaben, KTBL u.a.

* Die Biogas- und Methangasausbeuten sind als Richtwerte anzusehen, die deutlich schwanken können.

3.3.2 Potential der Biogasproduktion in Sachsen

Aus den Tabellen 3.13 und 3.14 errechnet sich das mögliche Potential der Energieerzeugung aus Biogasanlagen für die sächsische Landwirtschaft. In Tabelle 3.13 ist das Aufkommen an tierischen Exkrementen erfasst. Die Einstreumenge ist nach der Aufstallungsart schätzungsweise berücksichtigt. Beim Festmistaufkommen wurde ein Verrottungsfaktor von 0,65 angesetzt.

Als Erwartungswert für das mögliche Wirtschaftsdüngerpotential wurden nur Betriebe der Rind-, Schwein- und Geflügelhaltung mit Tierbeständen über 200 GV berücksichtigt. Bei Betrieben mit Schaf-, Ziegen- und Pferdehaltung wurde ein Potential von 20 % angenommen, da der Festmist dieser Betriebe wirtschaftlich nur in betriebsfremden Biogasanlagen vergoren werden könnte.

In Tabelle 3.14 wurden die Futterreststoffe, weitere landwirtschaftliche Reststoffe sowie Klärschlämme aufgeführt. Die Menge an Futterreststoffen wurde geschätzt.

Ausgehend vom Gesamtenergiegehalt des Biogaspotentials aus den landwirtschaftlichen Stoffen (2.120 GWh) berechnet sich das nutzbare Potential nach Abzug von etwa 10 % Verlusten und 45 % Prozessenergie. Man könnte somit mit einem Anfall von 954 GWh an nutzbarem landwirtschaftlichem Biogaspotential in Sachsen rechnen. Wenn davon rund 30 % Strom erzeugt werden, so fallen 286 GWh elektrische Energie und 668 GWh Wärmeenergie an.

Der Stromverbrauch in Sachsen betrug im Jahr 2000 18.385 GWh. Dieser könnte zu 1,56 % aus Biogas von landwirtschaftlichen Betrieben abgedeckt werden.

Tabelle 3.13 Biogaspotential durch Aufkommen an tierischen Exkrementen in Sachsen

Tierart	Anzahl Tiere Viehzählung (Mai 2001)	Gasausbeute m ³ Biogas/ Jahr	mögl. Potential		Energiegehalt 6,2 kWh/m ³ Biogas bei 62 % CH ₄ in kWh
			%	m ³ Biogas/ Jahr	
Rinder	550.837	239.764.973	70 ¹	167.835.481	1.040.579.982
Schweine	613.750	30.150.773	82 ¹	24.723.634	153.286.532
Schafe, Ziegen	143.710	16.674.619	20	4.605.769	28.555.768
Pferde	13.624	21.337.832	20	4.267.566	26.458.911
Geflügel	6.878.838	2.549.996	85 ¹	2.167.497	13.438.481
Gesamt:					1.262.319.675

¹ Betriebe >200 GV

Tabelle 3.14 Biogaspotential durch Aufkommen an Zusatzstoffen

	Aufkommen						Gasausbeute		Potential		Energiegehalt 6,2 kWh/m ³ Biogas bei 62 % CH ₄
	t/a	kg/a	TS in %	kg TS/ Jahr	oTS in %	kg oTS/ Jahr	m ³ Gas/ kg oTS	m ³ Biogas/ Jahr	%	m ³ Biogas/ Jahr	
Futterreststoffe (477.595 GV Rind) 5 % der Futtermenge/GV (ca. 219 kg TS/GV)				104.593.272	70	73.215.290	0,37	27.089.657	70	18.962.760	117.569.113
landwirtschaftliche Reststoffe ¹											
Zuckerrübenblatt	691.649	691.649.000	30	207.494.700	85	176.370.495	0,50	88.185.248	40	35.274.099	218.699.414
Getreidestroh ²	2.444.871	2.444.871.000	30	733.461.300	85	623.442.105	0,37	230.673.579	29	66.895.338	414.751.095
Rapsstroh	408.779	408.779.000	30	122.633.700	85	104.238.645	0,37	38.568.299	40	15.427.319	95.649.381
Klärschlamm ³	90.213			90.213.000	38	34.280.940	0,52	17.826.089	10	1.782.609	11.052.175
857.721.178											

¹ Quelle: Erfassung des Potentials an land- und forstwirtschaftlicher Biomasse zur stofflich/energetischen Nutzung für unterschiedliche Verwaltungseinheiten des Freistaates Sachsen, Zwischenbericht 1999, LfL, Dr. Röhricht

² Strohpotential = Gesamtstrohaufkommen ./ 35 % für Strohdüngung ./ 36 % für Strohbedarf-Vieh (ca. 1,5 t/Jahr u. GV)

³ Quelle: Kommunale Abwasserbeseitigung im Freistaat Sachsen, Lagebericht 2000, SMUL

3.3.3 Eigenschaften und Qualitäten von Biogas

Biogas besteht aus 50-75 % Methan (CH₄), 30-50 % Kohlendioxid (CO₂) und Spuren (unter 1 %) von Schwefelwasserstoff (H₂S) und anderen leicht flüchtigen Gasen (NH₃, N₂, H₂, O₂). Die Qualität von Biogas wird vor allem durch das Verhältnis von brennbarem Methan und Kohlendioxid bestimmt. Kohlendioxid verdünnt das Biogas und verursacht Kosten, vor allem bei der Gasspeicherung. Deshalb ist ein möglichst hoher Methan- und geringer Kohlendioxidgehalt anzustreben. Bei 60 % Methanausbeute liegt der Bruttoenergiegehalt bei ca. 21,5 MJ/m³ Biogas (6,35 kWh/m³), was einer Menge von etwa 0,6 l Heizöl entspricht. Biogas ist geruchlos und mit einer Dichte von 1,2 kg/m³ etwas leichter als Luft. Mit Luft vermischt sich das Gas schnell. Biogas allein brennt nicht, es ist ein entsprechendes Gas- : Luftverhältnis nötig. Gefahr besteht, wenn Biogas aus einem Leck austritt. Die Zündtemperatur liegt bei 700 °C. Die Eigenschaften von Biogas sind in Tabelle 3.15 zusammengefasst.

Tabelle 3.15 Eigenschaften von Biogas

Eigenschaft	Einheit	Bestandteile				Gemisch (60 % CH ₄ /40 % CO ₂)	
		CH ₄	CO ₂	H ₂	H ₂ S		
Vol.-Anteil	%	55 - 70	27 - 44	< 1	< 3	100	
Heizwert	MJ/Nm ³	35,80	-	10,80	22,80	21,50	
Zündgrenze in Luft	Vol. %	5 - 15	-	4 - 80	4 - 45	6 - 12	
Zündtemperatur	°C	650-750	-	585	-	650-750	
krit. Druck	bar	47	75	13	89	75 - 89	
Dichte	normal	g/l	0,72	1,98	0,09	1,54	1,20
	kritisch	g/l	162	468	31	349	320
Dichteverhältnis zu Luft		0,55	2,50	0,07	1,20	0,83	

Quelle: Kaltwasser, Biogas – Regenerative Energieerzeugung durch anaerobe Fermentation organischer Abfälle in Biogasanlagen, 1980

Mit einem Heizwert von durchschnittlich 6 kWh/m³ ist der Heizwert des Biogases wesentlich geringer als der des Erdgases. Reines Methan hat einen Heizwert von 10 kWh/m³, er ist demnach doppelt so hoch wie der von Wasserstoff.

Eigenschaften verschiedener Brennstoffe zeigt Tabelle 3.16.

Tabelle 3.16 Kenndaten verschiedener Brenngase

(Biogas = 60 % Methan, 38 % Kohlendioxid, 2 % Spurengase)

	Einheit	Biogas	Erdgas	Methan	Propan	Wasserstoff
Heizwert	kWh/m ³	6	10	10	26	3
Dichte	kg/m ³	1,20	0,70	0,72	2,01	0,09
Dichteverhältnis zu Luft		0,90	0,54	0,55	1,51	0,07
Zündtemperatur	°C	700	650	650	470	585
Max. Zündgeschwindigkeit	m/s	0,25	0,39	0,47	0,42	0,43
Zündgrenze Gas in Luft	%	6 bis 12	5 bis 15	5 bis 15	2 bis 10	4 bis 80
Theoretischer Luftbedarf	m ³ /m ³	5,70	9,50	9,50	23,90	2,40

Quelle: Schulz, Biogas-Praxis, 1996

Der im Biogas in sehr geringen Mengen vorhandene Schwefelwasserstoff und der Ammoniak wirken sehr aggressiv und tragen zu Korrosionsschäden an Armaturen, Gaszählern, Brennern und Motoren bei.

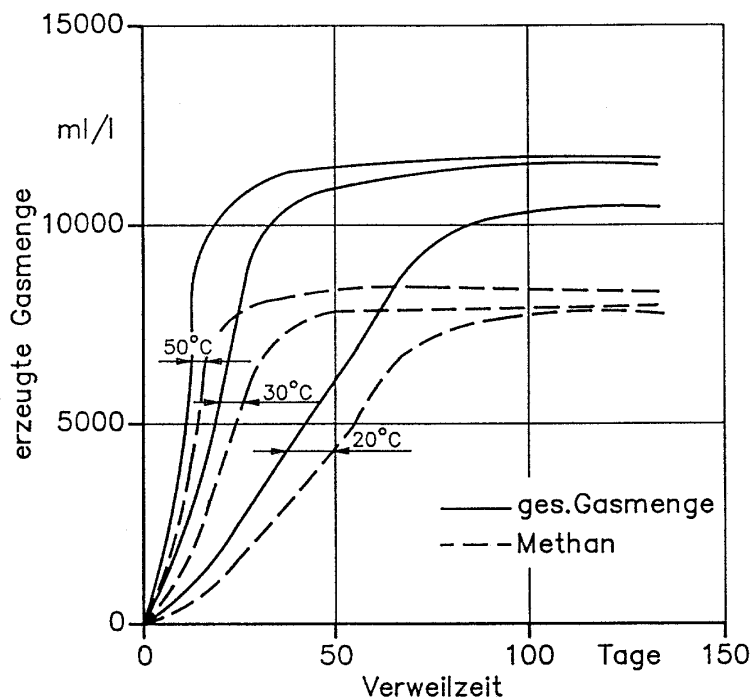
In der Regel wird eine Entschwefelung des Gases durchgeführt (Möglichkeiten vgl. Kapitel 4). Kritisch sind Werte von über 1 % im Gas. Besonders bei Schweine- und Hühnergülle können höhere Schwefelgehalte, eventuell hervorgerufen durch Proteinüberschuss im Futter, auftreten. Wichtig ist auch die Trocknung des Gases, was z. B. durch Abscheiden von Kondensationswasser, in welchem sich auch Spurengase befinden, erfolgt.

Biogas hat im Laufe der Entwicklung verschiedene Verwendungsmöglichkeiten erfahren, heute wird es hauptsächlich für die Erzeugung von elektrischem Strom und für Wärme genutzt.

3.3.4 Temperatur, Verweilzeit, Raumbelastung und Abbaugrade

Temperatur und Verweilzeit sind eng miteinander gekoppelt. Je niedriger die Temperatur ist, um so länger muss die Verweilzeit im Fermenter sein (Abbildung 3.5).

Abbildung 3.5 Einfluss der Temperatur und der Verweilzeit auf die erzeugte Gasmenge



Quelle: Schulz, Biogas-Praxis, 1996

Eine optimale Prozesstemperatur wirkt sich positiv auf die Vergärung aus. Je höher die Gärtemperatur [bei 35 – 55 °C], desto schneller erfolgt der Abbau der organischen Stoffe. Eine konstant gehaltene Temperatur, eine regelmäßige Zuführung der Gülle und der Kofermente und eine kontinuierliche Homogenisierung sind Voraussetzungen für die optimale Bakterientätigkeit. Die Methanbakterien sind zwischen + 4 und + 70 °C lebensfähig. Die Methangärung findet in allen Temperaturbereichen, jedoch in unterschiedlicher Intensität statt.

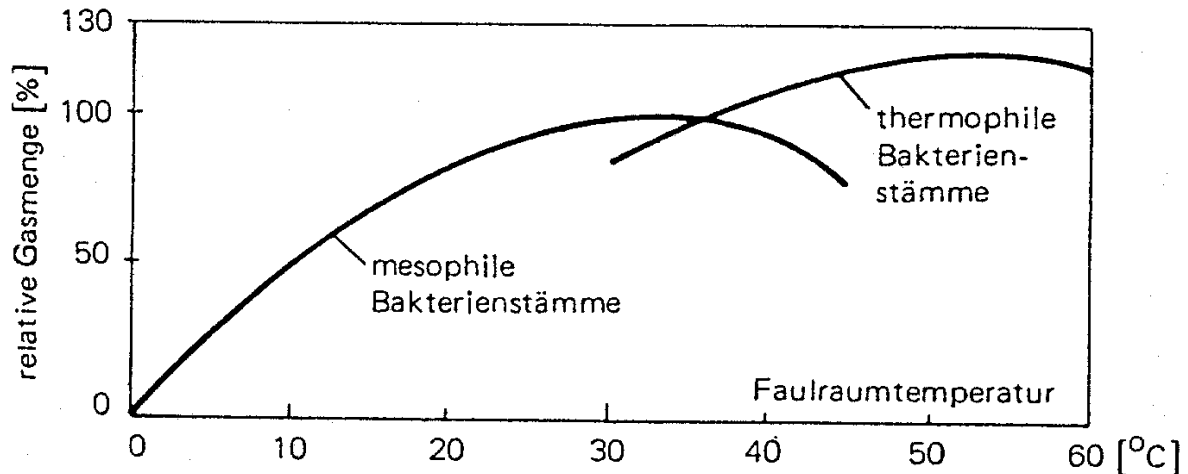
Folgende Temperaturbereiche, in denen verschiedene Bakterienstämme vorherrschen, werden unterschieden:

- psychrophiler Temperaturbereich bei unter 20 °C,
- mesophiler Temperaturbereich bei 20 - 45 °C,
- thermophiler Temperaturbereich bei 45 - 55 °C.

Temperaturschwankungen von 3 - 4 °C haben keinen negativen Einfluss auf die Bakterien. Stärkere Schwankungen können jedoch eine reduzierte Gasausbeute bis zu 30 % zur Folge haben. Die im mesophilen Temperaturbereich lebenden Bakterien sterben bei einer Temperaturerhöhung über 45 °C zum Teil ab. Wenn im thermophilen Verfahren weitergearbeitet werden soll, entwickeln sich andere Bakterienstämme, die die Methanisierung übernehmen.

Die entsprechende Gasmenge bezogen auf optimale Temperaturverhältnisse zeigt Abbildung 3.6.

Abbildung 3.6 Einfluss der Temperatur auf die erzielbare Gasmenge



Quelle: Schulz, Biogas-Praxis, 1996

Die meisten Biogasanlagen werden im mesophilen Temperaturbereich betrieben. In thermophilen Anlagen erfolgt ein schnellerer Abbau der organischen Stoffe. Die höhere Temperatur gewährleistet eine bessere Hygienisierung. Kurze Verweilzeiten erbringen eine hohe Gasproduktion pro m³ Faulraum. Man erhält aber eine geringere Gaserzeugung pro m³ Substrat, da die Verweilzeit für einen vollständigen Abbau der Stoffe nicht ausreicht.

In Abhängigkeit von der Temperatur können folgende mittlere Verweilzeiten angegeben werden:

Temperatur in °C	Verweilzeit in Tagen
20 - 25	60
30 - 35	30
45 - 55	15

Es bestehen aber auch Unterschiede in der Verweilzeit zwischen den verschiedenen Substraten. So wird z. B. Hühnergülle vor den Güllen anderer Tierarten abgebaut. Für Festmist wird die meiste Zeit benötigt. Die höchste Gasproduktion liegt in der Anfangsphase des Prozesses. Ein wenig Fingerspitzengefühl gehört also auch dazu, die Verweilzeit so einzustellen, die für eine Anlage am wirtschaftlichsten ist.

Nach Wenzlaff ergeben sich bei mesophiler Temperatur folgende zu empfehlende Verweilzeiten:

- Hühnergülle 17 - 20 Tage,
- Schweinegülle 22 - 28 Tage,
- Rindergülle 28 - 38 Tage,
- Festmist 35 - 45 Tage.

Hohe **Substratkonzentrationen** erhöhen einerseits die Ausbeute an nutzbarem Gas, andererseits reduziert sich das erforderliche Volumen des Gärbehälters, wenn tierische Exkreme möglichst unverdünnt der Anlage zugeführt werden können.

Die **Verweilzeit** hat insofern einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage, weil ein kleinerer Gärbehälter einerseits kostensenkend wirkt und die Nettogasausbeute infolge der geringeren Wärmeverluste erhöhen wird. Bei einem Unterschreiten der Mindestverweilzeit fällt die Gasproduktion rasch ab.

Da sich die Größe des Biogasreaktors einerseits aus der Menge des Substrats und andererseits aus der Zeit ergibt, die das Substrat im Biogasreaktor verbleibt, hat die Verweilzeit einen erheblichen Einfluss auf die Dimensionierung der Biogasanlage. Die Verweilzeit gibt an, wie lange das zugeführte Substrat im Biogasreaktor bleibt. Bei einem Biogasreaktor mit Pfropfenströmung wird das Substrat an einem Ende zugeführt und am anderen Ende entnommen, so dass alle Teilchen etwa der gleichen Verweilzeit unterliegen.

Bei vollständig durchmischten Reaktorsystemen kann die Verweilzeit rechnerisch ermittelt werden. Sie ergibt sich aus dem Quotienten aus dem Gesamtvolumen des Reaktors und der täglich zugeführten Substratmenge.

Veränderungen bei der Menge, die der Biogasanlage zugeführt werden, wirken sich, da das Reaktorvolumen nicht ohne weiteres verändert werden kann, unmittelbar auf die Verweilzeit aus.

Je größer die Verweilzeit ist, desto mehr Biogas kann entstehen. Allerdings wird mit jedem Tag die zusätzlich entstehende Menge Biogas immer geringer. Nach vier Wochen sind in der Regel 80 bis 90 % des Biogases freigesetzt worden, eine Verdoppelung der Verweilzeit, die ja auch eine Verdoppelung des Reaktorvolumens erfordern würde, würde die Gasmenge um ca. weitere 5 % erhöhen.

Der größte Teil des Biogases entsteht in den ersten Tagen, bei sehr gut abbaubaren Kohlenstoffsubstraten sogar in den ersten Stunden nach dem Einspeisen in den Biogasreaktor. Es ist allerdings nicht ratsam, für die Verweilzeit weniger als 15 Tage anzusetzen, da andernfalls zu viele Bakterien ausgeschwemmt werden und die Biogasproduktion absinkt.

Die Leistungsfähigkeit einer Biogasanlage wird häufig über die **Raumbelastung** beurteilt. Diese gibt an, wie viel des zugeführten Materials in einer Volumeneinheit des Biogasreaktors umgesetzt wird. Die Raumbelastung wird in kg TS/m³ und Tag oder kg oTS/m³ und Tag angegeben. Sie ist infolgedessen unabhängig von der Größe des Reaktors.

Die Raumbelastung ist niedrig bei wenig konzentrierten Substraten und langen Verweilzeiten. Eine niedrige Raumbelastung ist immer mit einem großen Volumen des Biogasreaktors verbunden. Angestrebt werden sollte eine Raumbelastung zwischen 2 und 4 kg TS/m³ und Tag, wobei sehr gut arbeitende Biogasanlagen auch 6 kg TS/m³ und Tag und mehr erreichen können. Infolge der Anpassungsfähigkeit der Bakterien kann die Raumbelastung häufig im Laufe der Zeit behutsam erhöht werden.

Eine zu große Erhöhung der Raumbelastung kann dazu führen, dass entweder die Verweilzeit zu kurz wird und der Biogasprozess zusammenbricht oder dass die Konzentration der Feststoffe so hoch wird, dass die Durchmischung des Biogasreaktors nicht mehr voll möglich ist.

Die Menge an organischer Trockensubstanz, die innerhalb der Verweilzeit abgebaut wird, gibt Auskunft über den **Abbaugrad der Substanzen**. Je höher die Abbaurate ist, um so positiver sind die Nebeneffekte der Gülle für die Pflanzenproduktion (geringer Geruch, geringe Ätzwirkung etc.) und je höher ist der Energiegewinn. Lignin kann von Anaerobiern nicht und Zellulose nur sehr schwer abgebaut werden. Im Durchschnitt werden 44 % der organischen Substanzen abgebaut (Minimum 27 %; Maximum 76 %). Die Abbaugrade verschiedener Güllearten zeigt Tabelle 3.17.

Tabelle 3.17 Temperatur, Verweilzeit, Raumbelastung und Abbaugrade der organischen Substanz in Abhängigkeit von der Gülleart und des Gärverlaufs in Praxisbetrieben

Betrieb	Gülleart (Anteil in %)		Temperatur °C	Raumbelastung kg OS/m ³ Tag	Verweilzeit in Tagen	Abbaugrad %
1	Rind	(100)	21	2,0	33	43
2	Rind	(100)	33	3,6	21	41
3	Rind	(100)	28	1,2	57	46
4	Rind (Mast)	(100)	33	1,1	51	37
5	Schwein	(100)	35	1,2	21	17
6	Schwein	(100)	14	0,7	80	41
7	Rind/Schwein	(80/20)	30	1,7	25	30
8	Rind/Schwein	(85/15)	29	1,5	42	32
9	Huhn/Rind	(70/30)	33	1,4	43	33

Quelle: Wellinger, A.; Biogas-Handbuch

Der Abbaugrad von Schweinegülle ist höher als der von Rindergülle, da die Rindergülle bereits im Pansen einer Fermentation unterzogen wurde. Rindergülle enthält wesentlich mehr Stroh, das nur schwer abgebaut wird. Auch der CH₄-Gehalt der Schweinegülle ist höher als der der Rindergülle. Zuerst werden die leicht abbaubaren Stoffe und erst nach einer gewissen Zeit die schwer abbaubaren Stoffe zerlegt.

Eiweiße werden am schlechtesten abgebaut, sie sind aber notwendig, um den Stickstoff für den Aufbau der Bakterien zu liefern. Aus den Eiweißen entsteht das H₂S im Biogas. Fette werden am schnellsten abgebaut und liefern die höchsten Methangehalte im Biogas.

3.3.5 Prozesshemmende und -fördernde Bedingungen

Um den Verlauf des Prozesses optimal zu gestalten, müssen Temperatur, Feststoffgehalt, Nährstoffe und die inneren Bedingungen (Dunkelheit, Festhaltevermögen, pH-Wert etc.) so beschaffen sein, dass die natürlichen Lebensbedingungen der beteiligten Bakterien hergestellt werden. Dazu gehört z. B. eine gleichmäßige Substratzuführung in Menge und Zusammensetzung und die entsprechende Drehzahl der Rührwerke. Bei einer Substratänderung ist eine Zugabe nur langsam vorzunehmen.

Um eine hohe Gasleistung und einen hohen Gasertrag zu erreichen und um auf Veränderungen schnell reagieren zu können, müssen Kontrollen des Prozesses in Abhängigkeit von der Größe der Anlage durchgeführt werden:

- *täglich* Temperatur
- *wöchentlich* Gasertrag
Methangehalt (bei Großanlagen online)
pH-Wert
- *monatlich* TS im Substrat
H₂S-Gehalt im Substrat
Flüchtige Fettsäuren

Die Gülle besitzt eine sehr hohe Pufferkapazität. Für das frühzeitige Erkennen von Störungen ist eine pH-Wert-Messung deshalb ungeeignet.

Zusammenbrüche des Prozesses sind erkennbar an:

- hohen Säuregehalten von 15.000 mg/l,
- einem hohen CO₂-Gehalt im Gas,
- einer sinkenden Gasproduktion,
- einem sinkenden pH-Wert, bei bereits fortgeschrittener Störung.

Die Hemmung der Bakterien beginnt bei einer Konzentration ab 3000 mg/l Ammoniak bzw. Ammonium. Als Gegenmaßnahmen kommen eine Temperatur- und pH-Wert-Absenkung und die Verdünnung in Frage. Auch einige Schwermetalle, besonders Kupfer und Zink, die in einigen Futtermischungen vorhanden sind oder bei der Klauenpflege eingesetzt werden, können in höheren Dosen zur Hemmung der Bakterien beitragen. Erhöhte Mengen an Wasserstoff im Gas bedeuten, dass der Prozess gehemmt ist und ohne Reaktion von außen früher oder später zum Erliegen kommt. Antibiotika, Desinfektionsmittel und andere Chemikalien können den Vergärungsprozess ebenfalls zum Stillstand bringen. Antibiotika werden kaum noch eingesetzt, da fast alle Stoffe verboten sind. Von der Gruppe der Antibiotika werden nach derzeitigem Wissensstand nur die Tetracycline in die Gülle ausgeschieden. Deren Wirkung auf den Biogasprozess bzw. die Wirkung des Prozesses auf den Stoff sollte neu geprüft werden. Desinfektionsmittel können vorübergehend eine Hemmung bewirken. Die Mehrzahl der Chemikalien im Güllebereich führen nicht zu Problemen, wenn eine ordnungsgemäße Dosierung der Stoffe erfolgt. In den letzten Jahren wurden Prozessinstabilitäten kaum auf das Vorhandensein von Desinfektionsmitteln zurückgeführt. Auf den Einsatz von Medikamenten sollte so weit als möglich verzichtet werden. Nachgewiesen ist, dass es Mittel gibt, die auch bei hohen Konzentrationen nicht schädlich sind und Mittel, die bereits bei sehr schwacher Konzentration stark negative Auswirkungen zeigen können.

3.3.6 Prozessführung und Prozessstabilität

Die Produktivität einer Biogasanlage ist dann am höchsten, wenn sie nach unternehmerischen Vorgaben des Betreibers ohne prozessbedingte Einschränkungen mit maximaler Auslastung betrieben werden kann. Dies verlangt eine konsequente und fachmännische Überwachung des Gärprozesses, damit Probleme, wie das oft genannte „Umkippen“ der Biogasanlage als größtmöglicher Störfall, verhindert wird. Auf die nötigen technischen Anforderungen wie Anlagensteuerung, Biogas-Analyse, Input-Management soll an dieser Stelle nicht eingegangen werden.

Die wichtigsten Parameter der biologischen Überwachung und ihre Aussagekraft sind in Tabelle 3.18 aufgelistet. Anhand des Parameters der wasserdampf-flüchtigen Fettsäuren wird gezeigt, wie eine solche Prozessüberwachung erfolgreich eingesetzt werden kann.

Tabelle 3.18 Parameter der Prozessüberwachung

Trockensubstanz (TS, oTS)	Raumbelastung, Abbaugrad, Effizienz
Biogausbeute und Qualität	methanogene Aktivität
Flüchtige Fettsäuren	Prozessstabilität
Spurenelemente	biologische Verfügbarkeit
Faulverhalten	Substrat-Eigenschaften, Gärverhalten

Zwischenprodukte als Indikatoren der Prozess-Qualität

Als Zwischenprodukte des biologischen Abbaus sind vor allem die sogenannten wasserdampf-flüchtigen Fettsäuren (Essigsäure und höhere Verwandte) prädestiniert zur Indikation von Prozess-Komplikationen oder (allgemeiner) einer Hemmung der Methan bildenden Bakterien. Bei eingeschränkter methanogener Aktivität werden die im Prozess entstehenden Fettsäuren nicht weiter zu Methan abgebaut, sondern reichern sich im Fermenter an. Ihre Konzentration ist also ein Maß für die Belastung des Prozesses.

Weniger entscheidend ist in diesem Zusammenhang der absolute Wert dieses Parameters, als vielmehr die Änderung des für jede Anlage individuellen Mittelwertes im Laufe des Betriebes.

Zur Interpretation der jeweiligen Analysenwerte und zur individuellen Beratung ist deshalb eine dauerhafte Beobachtung der einzelnen Biogasanlagen unerlässlich. Hierzu werden auch die anderen aufgeführten Parameter herangezogen.

Bei allen drei der folgenden Beispiele handelt es sich um übliche landwirtschaftliche Biogasanlagen unterschiedlicher Größe. Einsatzstoffe sind Materialien der landwirtschaftlichen Komfermentation (Wirtschaftsdünger, Nachwachsende Rohstoffe, pflanzliche Verarbeitungsprodukte). Die Erfahrungen sind im Prinzip auf beliebige andere landwirtschaftliche Biogasanlagen übertragbar.

Beispiel 1: Kontinuierliche Ertragssteigerung

Das Diagramm in Abbildung 3.7 zeigt, durch Dreiecke symbolisiert, den zeitlichen Verlauf der Konzentration flüchtiger Fettsäuren einer beispielhaften Biogasanlage.

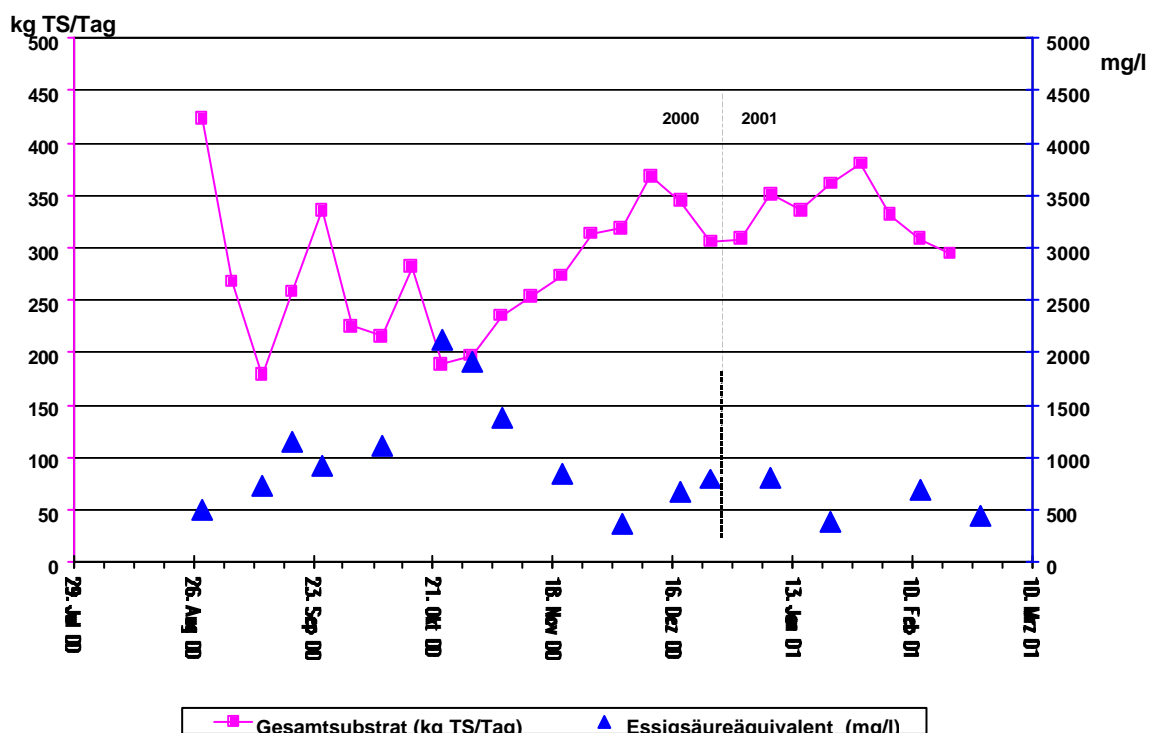
Der Einfachheit halber ist der Parameter in sogenannten „Essigsäure-Äquivalenten“ bemessen, das heißt, die Beiträge der unterschiedlich schweren Fettsäuren sind berechnet, als hätten sie einheitlich das Gewicht der Essigsäure.

Die durchgezogene Linie stellt parallel die Input-Zufuhr in Trockensubstanz (TS) pro Tag dar. Ebenfalls der Einfachheit halber soll hier nicht auf die unterschiedliche Qualität der eingesetzten Substrate eingegangen werden.

Stark schwankende Input-Mengen in der Phase vor der Beobachtung führten zu konstant zunehmenden Fettsäure-Konzentrationen. In dieser Phase versuchte der Betreiber, den Gasertrag durch höhere Raumbelastung (Inputmengen) zu steigern.

Die unkontrollierten Input-Steigerungen führten zur Überlastung des Prozesses, erkennbar an der kontinuierlichen Zunahme des Fettsäurewertes. In dieser Phase wurden die Fermenterproben gezogen. Die Biogausausbeute lag bei 250-300 m³ pro Tag.

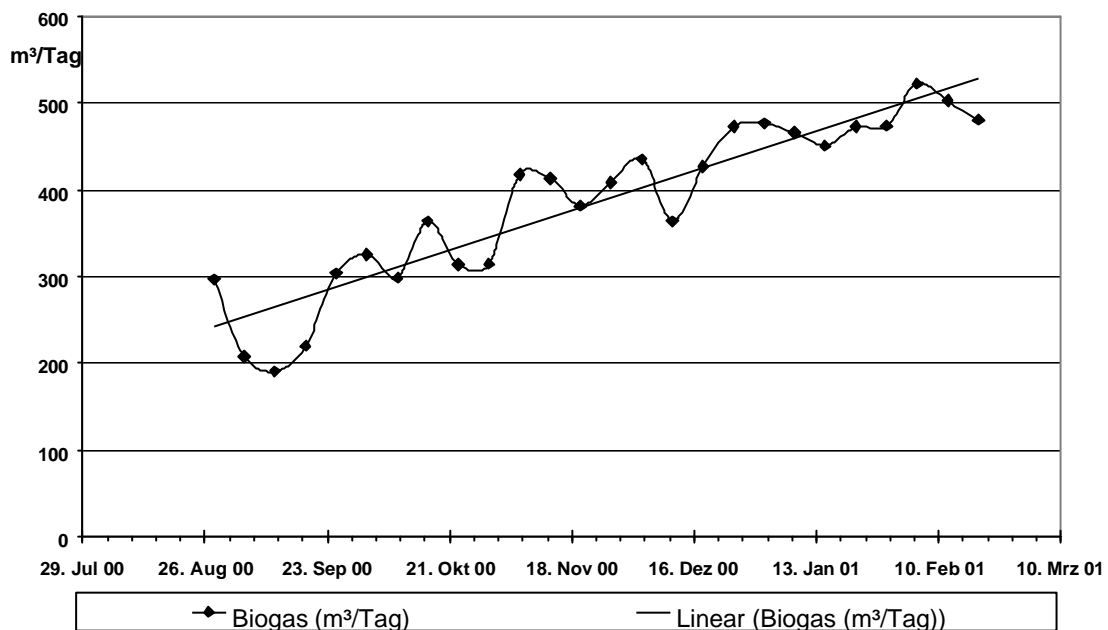
Abbildung 3.7 Raumbelastung und Fettsäure-Äquivalente (Beispiel 1)



Quelle: Schmack Biogas AG

Nach Beginn der begleitenden Analyse sowie der daraus resultierenden praxisnahen Beratungen (im Diagramm Ende Oktober) konnte die Input-Zufuhr konstant hoch gehalten werden, bei gleichzeitiger Reduktion der Fettsäure-Konzentration auf konstant unkritische Werte. Anders ausgedrückt: Die Effizienz der Biogasanlage wurde bei deutlich höherer Prozessstabilität nahezu verdoppelt. Abbildung 3.8 zeigt die entsprechende Gasausbeute.

Abbildung 3.8 Biogasproduktion



Quelle: Schmack Biogas AG

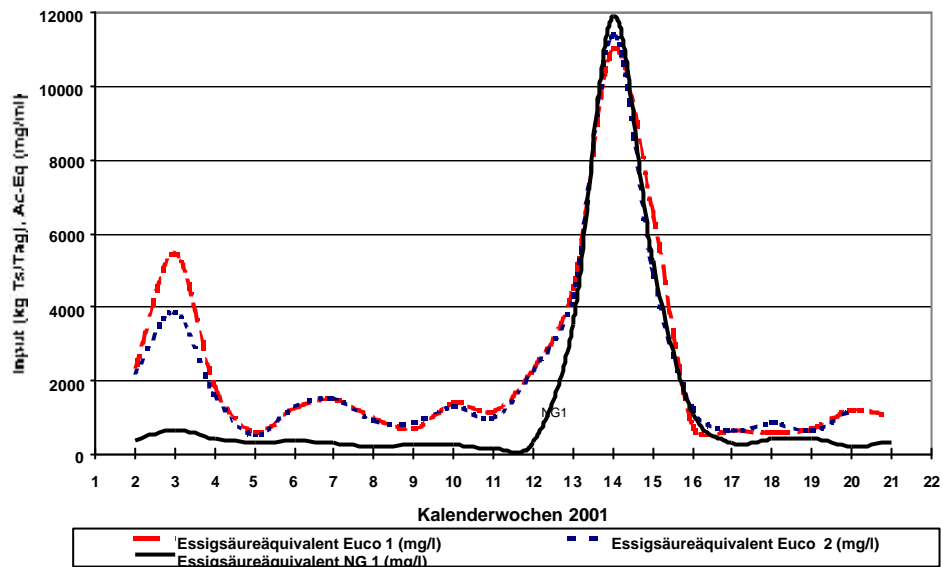
Beispiel 2: Schadensbegrenzung

Abbildung 3.9 zeigt die Inbetriebnahme einer Biogasanlage. Aufgetragen sind die Fettsäurewerte wieder in Essigsäure-Äquivalente über die Zeit (Kalenderwochen). Die unterschiedlichen Kurven zeigen die drei Fermenter der Biogasanlage: zwei EUKO-Durchflussfermenter parallel betrieben, ein Speicherfermenter als Nachgärbehälter.

Nach den ersten vier Wochen sind die zu Beginn üblicherweise hohen Fettsäurewerte zurückgegangen, der Betreiber „wähnt sich in Sicherheit“. Ab der 11. Betriebswoche steigert er die Inputzufuhr stark, in der Hoffnung auf entsprechend höhere Gasausbeute. Bereits wenige Tage später reagiert der Prozess in den jeweiligen Fermentern dramatisch.

Dies fällt bei der prozessbegleitenden Analyse im Labor sofort auf. Dem Betreiber wird angesichts der extremen Zunahme der Fettsäurewerte geraten, die Zufuhr neuer Biomasse sofort zu stoppen. Aufgrund der bereits bestehenden hohen Raumbelastung stiegen die Fettsäurewerte trotzdem weiter auf ein extremes Niveau an.

Abbildung 3.9 Fettsäure-Äquivalente

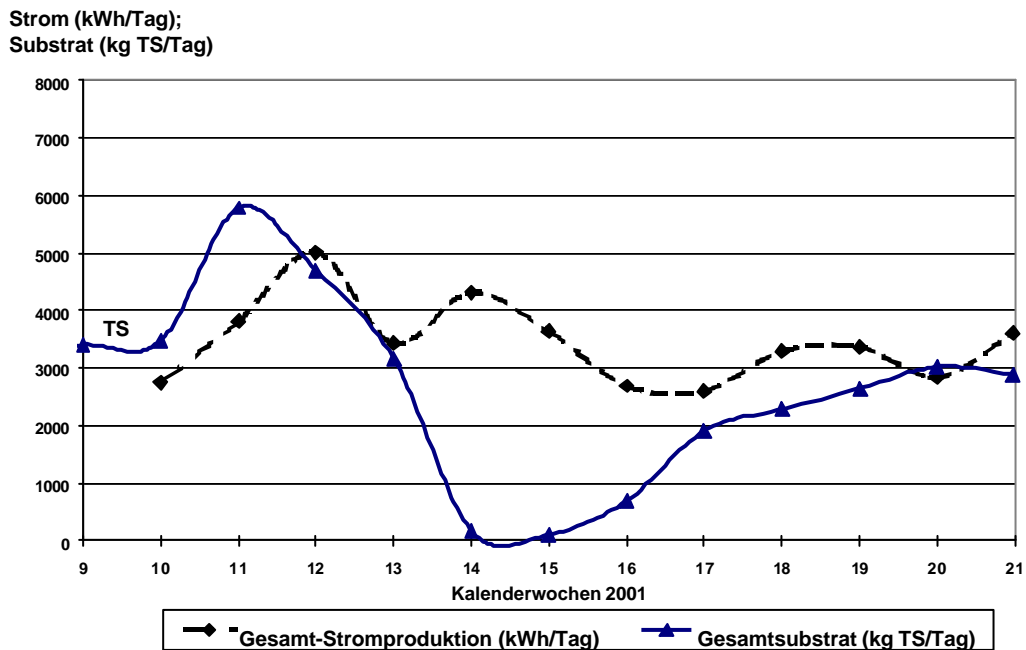


Quelle: Schmack Biogas AG

Noch in der zweiten Woche ohne Input war der Fettsäurewert über dem Normalniveau dieser Biogasanlage. Danach erholte sich der Gärprozess.

Es gelang, die Biogas-Produktion aufzufangen, sie sank zu keiner Zeit unter den Ausgangswert. Nur durch die schnelle Reaktion aus dem Labor konnte ein Zusammenbruch des Gärprozesses verhindert werden. Ohne Beratung wäre es in dieser Situation zu einem völligen Ausfall gekommen, der nur durch eine komplette Neu-Inbetriebnahme oder durch wochenlanges Ruhen ohne Biogas-Ertrag hätte behoben werden können. Abbildung 3.10 zeigt die Biogasproduktion im Vergleich zur Inputzufuhr.

Abbildung 3.10 Strom-Produktion und Substrat-Input



Quelle: Schmack Biogas AG

Beispiel 3: Prozessstabilität

Die logische Folgerung aus den vorgenannten Beispielen ist, dass eine konsequente Laborbetreuung im Normalbetrieb eine entsprechend stabile Biogas-Produktion auf hohem Niveau ermöglicht. In Tabelle 3.19 sind die Betriebsdaten einer Beispielanlage aufgeführt.

Dabei darf allerdings nicht vergessen werden, dass dies immer nur im Rahmen der vorhandenen Anlagentechnik geschehen kann. Deren Auslegung, insbesondere die Gestaltung der Fermenter sowie die Möglichkeiten zu einer flexiblen Prozessführung, können die Arbeit der Mikroorganismen unterstützen und eine aktive Kontrolle durch den Betreiber ermöglichen.

Im vorliegenden Fall handelt es sich um eine Systemanlage EUCO S4. Sie besteht aus zwei parallel betriebenen Durchflussfermentern vom Typ EUCO 260, sowie zweier nachgeschalteter Speicherfermenter als Nachgärbehälter. In der Anlage wird intensive landwirtschaftliche Kofermentation betrieben. Die Bandbreite der Einsatzstoffe reicht dabei von einfachen Wirtschaftsdüngern zu stark strukturhaltigen oder problematischen Materialien wie Ganzpflanzen-Silage oder Geflügel-Trockenkot.

Tabelle 3.19 Betriebsdaten einer Beispielanlage über drei Jahre

Einsatzstoffe	Schweinegülle, Gemüseabfälle, Zuckerrübenschnitzel, Geflügel-Trockenkot, Kartoffeln
Fermentervolumen	520 m ³ gesamt
Raumbelastung	4,5-5,6 kg TS/m ³
durchschnittliche Raum-Zeit-Ausbeute	3,1-3,6 m ³ Biogas/m ³ und Tag
Methangehalt	48-55 Vol %
installierte el. Leistung	320 kW
Auslastung der BHKW	95 % (> 8300 Volllaststunden/a)
Zündölanteil	ca. 6 %

Trotz saisonal stark variierender Einsatzstoffe mit unterschiedlichen Anforderungen an den Gärprozess konnte über den gesamten Zeitraum eine konstant hohe Gasausbeute erzielt werden. Die BHKW sind auf Dauer fast vollständig ausgelastet und setzen nur zu Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten aus.

Der große Einfluss der Anlagentechnik auf das erzielbare Niveau der Gasproduktion zeigt sich in zwei Größen: in der Raum-Zeit-Ausbeute, als Maß für die spezifische Leistungsfähigkeit des Fermenters, ebenso wie in der Raumbelastung. Diese können, entsprechend des Beispiels, höher als bei üblichen landwirtschaftlichen Biogasanlagen liegen.

Im Vergleich zu diesen, für deren Speicher- bzw. Speicher-Durchflussreaktoren in der Regel eine Raumbelastung mit 2-3 kg TS/m³ und Tag empfohlen wird, kann die vorliegende Biogasanlage auf Basis der Durchflussfermenter mit ca. 5 kg TS/m³ und Tag deutlich besser ausgelastet werden.

Zusammenfassung

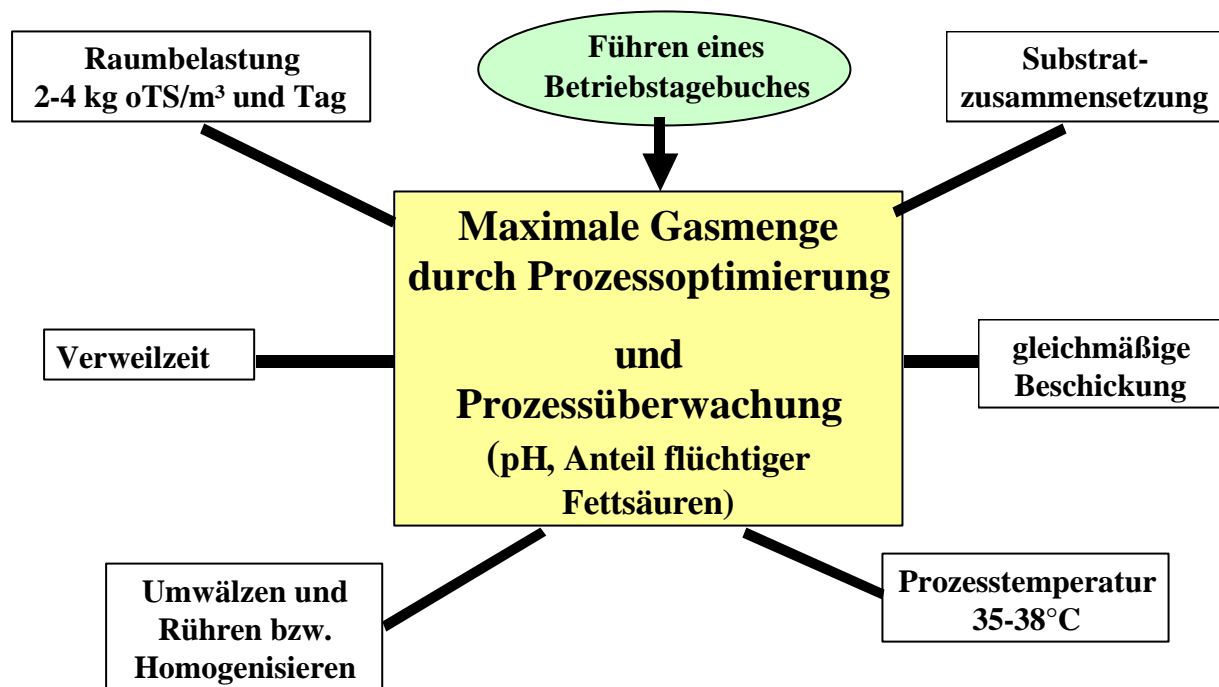
Um das vorhandene Biogas-Potential auch nur annähernd auszuschöpfen, muss vor allem die Effizienz dezentraler Biogasanlagen deutlich gesteigert werden. Die erfahrene mikrobiologische Prozessbetreuung ist der entscheidende Schlüssel zur Effizienzsteigerung und maximalen stabilen Auslastung von Biogasanlagen.

Mittels der systematischen Prozess-Betreuung wird die Zahl der Volllaststunden erhöht und die Biogasproduktion auf hohem Niveau stabilisiert. Eine entsprechende Anlagentechnik, die die Belange der biologischen Prozessführung berücksichtigt, vergrößert hierbei den Erfolg.

Es ist Aufgabe der Anlagen-Hersteller oder anderer Institutionen, die Anlagenbetreiber zu unterstützen und eine entsprechende Betreuung bereitzustellen. Ein Anbieter dieser Prozessüberwachung ist zum Beispiel die Schmack Biogas AG.

Die Möglichkeiten optimaler Prozessgestaltung durch den Betreiber sind in folgender Übersicht zusammenfassend dargestellt:

Abbildung 3.11 Möglichkeiten optimaler Prozessgestaltung



Quelle: LfL, FB LB, Jäkel, 2002

3.4 Eigenschaften des vergorenen Substrates

3.4.1 Hauptveränderungen des Substrates

Gegenüber dem Ausgangsprodukt treten einige Veränderungen auf, die die positiven Eigenschaften der vergorenen Gülle hervorrufen.

Die Probenhäufigkeit muss entsprechende Beachtung finden, da die Ausgangsstoffe sehr inhomogen sind. Generell ist bei der Beprobung von Gülle eine gute Homogenisierung vor der Probenahme notwendig.

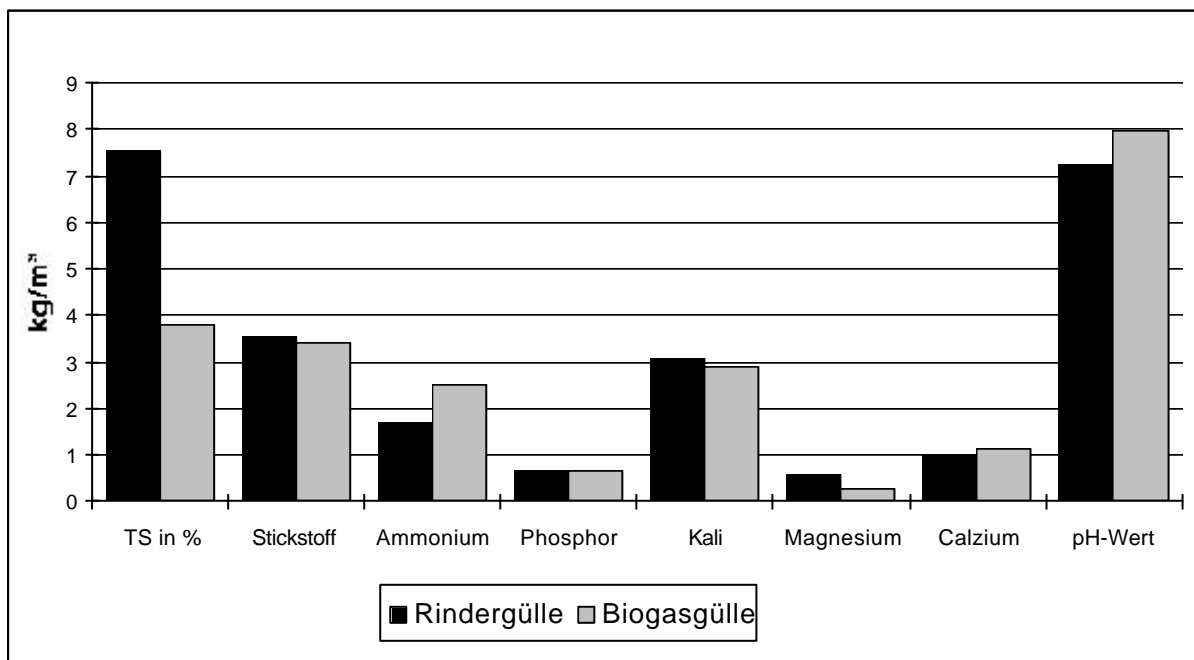
Die Nährstoffgehalte von Phosphor, Kalium, Magnesium und Calcium werden im biologischen Prozess nicht beeinflusst. Ebenso verhält es sich mit dem Gesamtstickstoff, das C: N Verhältnis wird durch den CO₂-Gehalt im Biogas enger. Folgende generelle Aussagen können zusätzlich getroffen werden:

1. Der **Trockensubstanzgehalt** der vergorenen Gülle ist durch die Zersetzung der organischen Feststoffe **deutlich niedriger** als im Ausgangsstoff. Durch die geringere TS erklären sich viele positive Eigenschaften vergaster Gülle, wie z. B. geringere Ätzwirkung, schnelleres Eindringen in den Boden und eine bessere Pumpfähigkeit. Als positiv kann eine gleichmäßigere Struktur und geringere Teilchengröße der vergorenen Gülle gegenüber unbehandelter Gülle durch den Abbau organischer Feststoffe erwähnt werden, wodurch sich ein besseres Fließverhalten und dadurch wiederum eine geringere Verstopfungsgefahr beim Einsatz moderner Ausbringungstechniken erzielen lässt. Das Eindringen in den Boden wird erleichtert und die Gülle fließt schneller von den Blattflächen der Pflanzen ab, was die mögliche Verätzungsgefahr reduziert. Die durch die Landwirtschaft mit Tierhaltung erheblich verursachte Stickstoffemission bezieht sich im wesentlichen auf Ammoniakemissionen (NH₃) und Nitratbelastungen (NO₃).

Durch die bessere Homogenität wird das Bodeneindringvermögen methanvergorener Gülle beschleunigt und es kommt zu einer Verringerung der Ammoniakverluste bei der Ausbringung.

2. Der **Ammoniumgehalt** in der Biogasgülle ist **wesentlich höher** als in der unvergorenen Gülle, der organisch gebundene Stickstoff nimmt ab. Dies ist mit dem Abbau des organisch gebundenen Stickstoffs zu erklären, der nun in mineralischer pflanzenverfügbarer Form vorliegt. Die Mineralisation des Stickstoffs ist abhängig vom Ausgangsverhältnis des organisch gebundenen Stickstoffs zum Gesamtstickstoff. Hieraus ergeben sich bei der Gülleausbringung zum richtigen Zeitpunkt geringere N-Verluste, da die Pflanze den Stickstoff sofort nutzen kann und die Gülle ein besseres Bodeneindringvermögen besitzt. Umgekehrt besteht eine größere Auswaschungsgefahr, wenn die Gülle zum Beispiel im Herbst auf unbewachsenem Acker ausgebracht wird.
3. Durch den höheren Ammoniak-Gehalt **steigt der pH-Wert** in der Biogasgülle an. Welche Auswirkungen dies hat, müssen weitere Forschungsergebnisse erst zeigen. Durch den höheren Ammoniak-Gehalt ergibt sich theoretisch auch eine höhere Ausgasung von Ammoniak gegenüber normaler Gülle. Dieser Sachverhalt wird in Kapitel 3.4.4 noch näher erläutert.

Abbildung 3.12 Mittelwerte einiger Proben von Rinder- und Biogasgülle am Beispiel einer Biogasanlage



Quelle: LfL, FB LB, Jäkel

Die Abbildung 3.12 unterstreicht noch einmal die oben genannten Veränderungen vergorener gegenüber unvergorener Gülle. Hierbei wurde eine Probenanzahl von 7 unterstellt. Eine Gegenüberstellung von frischer und vergorener Gülle hinsichtlich chemischer Zusammensetzung zeigt nachfolgende Tabelle 3.20.

Tabelle 3.20 Chemische Zusammensetzung von frischer und vergorener Milchvieh- und Schweinegülle

Komponente	Schweinegülle in % der TS ¹			Milchviehgülle in % der TS ²		
	frisch	vergoren	% abgebaut	frisch	vergoren	% abgebaut
Organische Substanz	82,7	69,9	60	71,0	63,5	25,0
Hemizellulose	17,1	12,6	65	19,3	3,3	85,0
Zellulose	10,3	7,8	64	14,5	10,8	22,5
Rohprotein	16,0	17,9	47	15,6	16,0	14,4
Fette	12,3	8,0	69	7,5	6,5	27,6
Lignin	3,7	7,5	3	8,2	10,2	0,0

¹ Die Werte für Schweinegülle lauten: TS-Gehalt = 6,9 %, T=35°C, Aufenthaltszeit 15 Tage

² Die Werte für Milchviehgülle lauten: TS-Gehalt = 8,5 %, T=35°C, Aufenthaltszeit 30 Tage

Quelle: Wellinger, Biogas-Handbuch, 1991

3.4.2 Analysen zu CSB und BSB Werten

Der **Chemische Sauerstoffbedarf** (CSB) ist ein Maß für die Belastung eines Abwassers mit leicht und schwer abbaubaren organischen Kohlenstoffverbindungen. Der **Biochemische Sauerstoffbedarf** (BSB) dagegen misst nur die leicht abbaubaren, organischen Kohlenstoffverbindungen. Der Chemische und der Biochemische Sauerstoffbedarf sind wesentliche Parameter zur Bestimmung von organischen Verunreinigungen. Je nach Herkunft und Zusammensetzung des Abwassers schwanken ihre Werte. Häusliche Abwässer haben eine relativ konstante Zusammensetzung aus vorwiegend organischen Stoffen, welche für Mikroorganismen leicht zugänglich sind. Gewerbliche und industrielle Abwässer sind in keiner Weise mit häuslichen Abwässern vergleichbar, da sie beliebige Stoffe enthalten, die miteinander reagieren können, in beliebigen Größenordnungen vorkommen und häufig auch stoßweise anfallen. Eine weitere wichtige Kenngröße ist der Quotient BSB : CSB, durch den die biologische Abbaubarkeit charakterisiert wird. Eine gute Abbaubarkeit wird durch einen hohen Wert, der maximal 1 sein kann, gekennzeichnet.

Bei unvergorener Gülle muss von einer sehr hohen organischen Belastung gesprochen werden. Es wurden CSB-Werte von 60.000 bis 90.000 mg/l ermittelt. Die Höhe der Werte ist jedoch für Gülle typisch. Nach der Gärung konnte der CSB-Wert auf ca. die Hälfte reduziert werden, wobei aber immer noch eine hohe Belastung vorliegt. Das deutet darauf hin, dass bei der Gärung im Wesentlichen ein Abbau der leicht abbaubaren Stoffe stattfindet und bestimmte Anteile mikrobiell nicht zugänglich sind. Der Quotient aus BSB : CSB verdeutlicht, dass hauptsächlich schwer abbaubare Stoffe, sowohl in vergorener, als auch in unvergorener Gülle enthalten sind.

Tabelle 3.21 Chemischer und Biochemischer Sauerstoffbedarf von Gülleproben und Zusatzstoffen aus einer Biogasanlage

		Datum	Rinder-Gülle	Biogas-gülle	Dampfschäler	Hühnerkot	Fette
CSB	mg/l	21.03.96	76800	28800			
BSB	mg/l		12560	7570			
CSB	mg/l	20.05.96	88300	42200	96000	19200	4600
BSB	mg/l		9800	2300	49000	11300	3400
					Gülle aus Fermenter		
CSB	mg/l	10.09.96	61400	47200	33000		
BSB	mg/l		17500	5830	5490		

Quelle: LfL, FB LB, Jäkel

Die höchste organische Belastung der beprobten Stoffe weisen die Dampfschäler auf. Deutlich wird auch, dass Fette eine sehr gute Abbaubarkeit besitzen, der Quotient aus BSB : CSB beträgt 0,74. Bei der Gülle liegt er im Durchschnitt bei 0,16.

3.4.3 Geruchsemissionen

Hauptemissionsquellen von Gerüchen sind die Ställe, die Lagerung und Ausbringung von Exkrementen, die Futterlagerstätten sowie die von den Tieren ausgehenden Körperausdünstungen. Die Geruchsemissionen während der Endlagerung und während der Ausbringung von unvergorener Gülle sind stark belästigend, in vergorener Gülle werden sie weitgehend reduziert. Die Geruchsstoffe werden während der Methangärung entweder nicht gebildet oder abgebaut. Mit steigender Verweilzeit und einem höheren Abbaugrad nimmt die Geruchsverminderung zu. Stoffe, die Geruchsemissionen verursachen, sind in nachfolgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 3.22 Übersicht zu geruchsemissionsverursachenden Stoffen

N-haltige	Ammoniak Methylamin (Dimethylamin, Trimethylamin)
S-haltige	Schwefelwasserstoff Sulfide Merkaptane
Phenole und Indole	Phenole Uresole Indol Skatol
Fettsäuren	Essigsäure Propionsäure Buttersäure Valeriansäure
Alkohole	
Ketone	
Aldehyde	

Quelle: Hartung, Forschungsbericht VDI Reihe 15, 1988

Sächsische Untersuchungen zur Geruchs-Emission bei der Lagerung von Gülle

Für die Beurteilung der Geruchsreduzierung während der Lagerung wurden an einer Beispielanlage Windkanalmessungen über frischer und ausgefaulter Gülle vorgenommen.

Die Freisetzung von Geruchsstoffen wird in starkem Maße durch die Stärke der Schwimmschichten bestimmt (Tabelle 3.23).

Tabelle 3.23 Minderung der Geruchsstoffemissionen

Stärke der Schwimmschicht cm	Anzahl Messungen	Relative Reduzierung der Geruchsemissionen %
0	4	30,6
3-5	4	52,0
> 10	2	76,6

Quelle: LfL, FB TG, Dr. Wanka

Der direkte Vergleich unvergorener und vergorener Gülle ohne Schwimmschicht zeigt, dass bei der Fermentation ein **Abbau geruchsintensiver Verbindungen** stattgefunden hat. Die Emissionen wurden um 30,6 % vermindert. Für die Ermittlung des Geruchsschwellenwertes vergorener Gülle spielten jedoch weniger die Güllekomponenten, als vielmehr die organischen Reststoffe aus dem Kommunalbereich eine Rolle. Zahnpasta- oder Badezusätze waren nach der Fermentation geruchsintensiver als Güllekomponenten. Sie wurden bei den olfaktorischen Untersuchungen als erstes wahrgenommen, so dass der Minderungseffekt sehr stark von der Zusammensetzung der zu fermentierenden Substanzen abhängig ist. Schwimmschichten verstärken den Minderungseffekt. Eine Schwimmschicht von mehr als 10 cm hat eine Reduzierung der Emissionen um 76,6 % zur Folge.

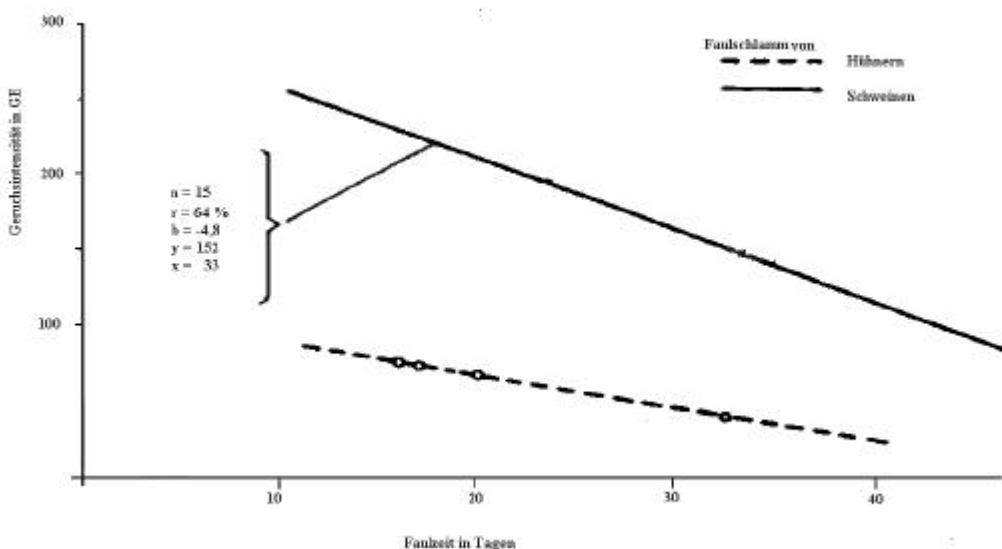
Untersuchungen anderer Institutionen

Entsprechende Ergebnisse zur Geruchsfreisetzung aus vergorener Gülle werden von KUHN (1993) wie folgt zusammengefasst:

- Abnahme der Geruchsstärke um 40 - 60 %,
- positive Veränderung der Geruchsqualität (Art des Geruchs).

Der genannte Autor erläutert jedoch die Zusammensetzung der zu fermentierenden Gülle sowie die Messbedingungen nicht, so dass eine Bewertung der unterschiedlichen Ergebnisse nicht möglich ist. ISENSEE (1984) ermittelte unter Laborbedingungen eine Reduzierung der Geruchsfreisetzung durch anaerobe Vergärung bei der Lagerung von Schweinegülle bzw. Hühnergülle in Höhe von 38 % bzw. 45 %. Abbildung 3.13 verdeutlicht, dass die Geruchsreduzierung sehr stark von der Faulzeit abhängig ist. Die Geruchsstärke und der typische Güllegeruch nimmt mit zunehmender Verweilzeit im Fermenter ab (ISENSEE, 1984).

Abbildung 3.13 Einfluss der Verweilzeit auf die Geruchsintensität von Faulschlamm (ISENSEE, 1984)



WENZLAFF (1981) geht von einer Abnahme des Geruchs bei Schweinegülle von 50 % aus. Ein optimaler Abbau der organischen Substanzen, verbunden mit einem weitgehenden Geruchsabbau, findet im mesophilen Temperaturbereich bei 20 (Schweinedung) bis 30 (Rinderdung) Tagen Faulzeit statt (RÜCKERT, 1991). Eine Verkürzung der Faulzeit auf z. B. 10 - 20 Tage zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit vermindert den Abbau von Geruchsstoffen (GODEHARDT, 1989).

BARDTKE (1985) führte vergleichende Untersuchungen mit der Zielstellung durch, den geruchsreduzierenden Effekt fermentierter Gülle bei der Ausbringung zu ermitteln. Vor Ausbringung der Gülle wurden mittels Waschflaschenmethode die Geruchsintensitäten unvergorener und fermentierter Gülle bestimmt. Die Biogasgülle wies eine um den Faktor 3 geringere Geruchsintensität auf.

Auch nach 120 Tagen Lagerung der vergorenen Gülle ist nach WENZLAFF (1981) keine Erhöhung der Geruchsemissionen zu erwarten. Die Konzentration der Geruchsstoffe soll auch während der Lagerung weiter abnehmen (VAN VELSEN, 1981).

3.4.4 Untersuchungen zu Emissionen klimarelevanter Gase und Ammoniak

Der Prozess der Biogaserzeugung hat Auswirkungen auf die klimarelevanten Gase Kohlendioxid, Methan und Lachgas, sowie auf den zur Eutrophierung und Versauerung von Ökosystemen beitragenden Ammoniak.

Kohlendioxid

Kohlendioxid ist ein Bestandteil der Luft. Die anthropogen verursachten CO₂-Emissionen haben jedoch dazu geführt, dass die CO₂-Konzentration der Luft 350 ppm übersteigt und den Treibhauseffekt verstärkt. Zu bedenken ist dabei allerdings, dass CO₂ aus der Gülle nicht von fossilen Energieträgern stammt, also dem natürlichen CO₂-Kreislauf zuzurechnen ist.

Der Anteil der Landwirtschaft an den Gesamt-CO₂-Emissionen Deutschlands beläuft sich auf 3,9 % und ist in erster Linie auf die direkte und indirekte Nutzung fossiler Energieträger zurückzuführen. Die daraus resultierende CO₂-Freisetzung wurde für die BRD 1991 auf ca. 38,4 Mio. t pro Jahr beziffert. Die Zusammensetzung der Emissionsmenge ist in Tabelle 3.24 aufgeführt.

Tabelle 3.24 Anteil der Landwirtschaft an der CO₂-Freisetzung durch den direkten und indirekten Einsatz fossiler Energieträger

Quellen	CO ₂ -Emissionen (in Mio. t / Jahr)
Treibstoff	9,0
Heizöl	7,6
elektrischer Strom	8,4
Handelsdünger	13,4
Summe	38,4

Quelle: nach Ahlgrimm 1995

Die Biogasproduktion bietet die Möglichkeit, die Verbrennung fossiler Energieträger zu reduzieren, da die in den organischen Reststoffen gespeicherte Energie freigesetzt wird. Das Verfahren trägt damit zur Verringerung der CO₂-Emissionen bei.

Methan

Methan ist ein bedeutendes treibhauswirksames Spurengas. Es hat Einfluss auf den Ozonhaushalt der Tropo- und Stratosphäre, den Wasserdampfhaushalt der Stratosphäre und auf die troposphärische OH- und CO-Konzentration. Da durch troposphärische Oxidation weniger Methan abgebaut als gebildet wird, kommt es zu einer jährlichen Anreicherung von 0,7 % in der Atmosphäre (Enquete-Kommission, 1992). Die Auswirkungen der Methanfreisetzung sind keinesfalls zu unterschätzen. Entsprechend einer Studie der Enquete-Kommission (1990) ist Methan zu etwa 13 % am Treibhauseffekt beteiligt.

Als Hauptquellen einer Methan-Gärung (BAADER et al, 1977) sind natürliche Feuchtgebiete, Moore und Sümpfe sowie anthropogene Aktivitäten im Bereich der Landwirtschaft und Abproduktlagerung (Müll, Abwasser) hervorzuheben.

In Deutschland wurden die CH₄-Emissionen 1990 auf 5 bis 8 Mio. t/Jahr geschätzt (UBA, 1993). Die Landwirtschaft ist für 25 bis 35 % der anthropogenen Emissionen verantwortlich. Der überwiegende Teil davon entsteht beim Abbau organischer Masse (Futtermittel) durch spezielle Bakterien im Pansen von Wiederkäuern. Bei der Lagerung tierischer Abprodukte werden schätzungsweise 0,5 Mio. t CH₄/Jahr freigesetzt. Das sind nur etwa 6 % der Gesamtmethanemissionen aus der Landwirtschaft.

Lachgas

Lachgas zerstört als Treibhausgas in der Stratosphäre die Ozonschicht und wird durch photochemische Prozesse in der Stratosphäre abgebaut. Es wird eingeschätzt, dass die Emissionen jährlich um 0,25 % steigen.

Die Angaben zu globalen und nationalen Emissionsmengen schwanken sehr stark. Die deutsche Landwirtschaft setzt ca. 75 kt/Jahr frei, 65 kt aus Böden und 10 kt aus tierischen Exkrementen (UBA, 1993). Hauptursache der N₂O-Freisetzung aus Böden ist der N-Überschuss infolge überhöhten Mineraldüngereinsatzes. Es wird angenommen, dass zwischen 0,4 und 3,2 % des in den Boden eingebrachten Stickstoffs als Lachgas freigesetzt werden.

Der Erkenntnisstand zu Lachgasemissionen aus tierischen Exkrementen ist noch lückenhaft.

Ammoniak

Ammoniak trägt infolge seiner weiträumigen Deposition zur Eutrophierung und Versauerung von Ökosystemen bei.

Es wird in geringem Umfang beim Einsatz von Mineraldüngern freigesetzt. Höher ist der Anteil bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern und bei dem Abbau organischer Substanzen. Der größte Emittent von Ammoniak ist, sowohl global mit 75 % als auch national mit 90 % der Gesamtemissionen, die Landwirtschaft. Sie setzt national ca. 660 bis 750 kt NH₃ je Jahr frei (UMK-AG-Stickstoffminderungsprogramm, 1995). Die Hauptquelle stellt mit ca. 90 % die Tierhaltung dar. Die Güllelagerung wiederum hat einen Anteil von etwa 15 bis 30 %, die Ausbringung von etwa 60 %.

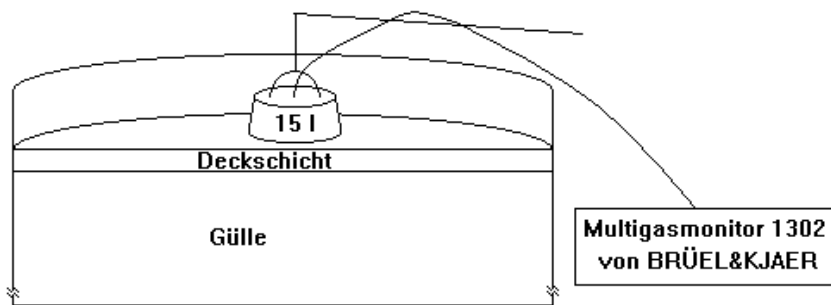
Methode der Spurengasmessung in sächsischen Untersuchungen

Untersucht wurde nach der Kammer- oder Glockenmethode. Die Glocke wird wechselweise auf unvergorene und vergorene Gülle aufgesetzt. Im kontinuierlichen 2-Minuten-Intervall wurden die Konzentrationen an Ammoniak, Methan, Lachgas und Kohlendioxid erfasst. Abbildung 3.14 zeigt den Versuchsaufbau nach der Glockenmethode.

In den ersten Minuten nach dem Aufsetzen der Glocke auf die Gülleoberfläche kommt es zu einem annähernd linearen Anstieg der Konzentrationen. Nach WALTER (1994) verhält sich der Emissionsmassenstrom proportional zum Anstieg der Konzentration zu Beginn der Messphase.

Die rechnerische Bestimmung des Anstieges aus den Messdaten wurde einheitlich nach dem Verfahren der Nichtlinearen Optimierung (Excel-Solver) vorgenommen.

Abbildung 3.14 Mess- und Probenahmeverrichtung nach der Glockenmethode



Quelle: LfL, FB TG, Dr. Wanka

Alle Homogenisierungsvorgänge oder andere Arbeiten, bei welchen die Gülle bewegt wird, führen zu stark erhöhten Emissionen. In den vorliegenden Untersuchungen wurden alle Spurengasemissionen um mehr als 90 % erhöht. Eine Homogenisierung von Gülle ist daher nur im Bedarfsfall vor Ausbringung der Wirtschaftsdünger durchzuführen.

Für die Berechnung des Umwelteffektes vergorener Gülle wurden die Sättigungskonzentrationen C_s verschiedener Messpunkte, die an einem Tag gewonnen wurden, nach folgender Formel ins Verhältnis gesetzt:

$$\text{Minderungsgrad} = (a_{UV} - a_V) / a_{UV} * 100$$

$$\text{Steigerungsrate} = (a_V - a_{UV}) / a_V * 100$$

a_V = Sättigungskonzentration in ppm an der Oberfläche vergorener Gülle

a_{UV} = Sättigungskonzentration in ppm an der Oberfläche unvergorener Gülle

Ergebnisse der Messungen erster sächsischer Untersuchungen

Der vergorenen Masse wurde lediglich Wasserstoff, Kohlenstoff und Sauerstoff entzogen. Bei der Lagerung der organischen, niedermolekularen Verbindungen können daher bei weiteren Umsetzungsprozessen Emissionen entstehen.

Die Zunahmen des pH-Wertes und des Ammoniumgehaltes in der Gülle führten in den Betrieben unweigerlich zu steigenden Ammoniakemissionen in Höhe von 21,1 bis 64,1 % (Tabelle 3.25). Die Abnahme der organischen Substanz sowie der Entzug von Methan und Kohlendioxid im Biogasgemisch soll eine Reduzierung der Lachgas-, Methan- und Kohlendioxidemissionen bei der Lagerung bewirken (KUHN, 1993). Die Kohlendioxidemissionen wurden mit Minderungseffekten in Höhe von 18,9 bis 77,7 % ausnahmslos in allen untersuchten Betrieben reduziert.

Tabelle 3.25 Relative Minderung / Erhöhung der Spurengasemissionen vergorener Gülle in Bezug auf unvergorene Gülle ohne Schwimmschicht

Betrieb	Anzahl Messungen	Relative Erhöhung (+) bzw. Reduzierung (-) der Spurengasfreisetzung (%)			
		Ammoniak	Kohlendioxid	Lachgas	Methan
1	5	+ 64,11	- 49,28	- 54,92	+ 86,81
2	6	+ 58,11	- 18,87	- 36,12	+ 24,60
3	5	+ 21,13	- 77,67	- 71,55	- 67,20

Lachgas entsteht bei der Denitrifikation von Nitrit und Nitrat sowie durch Oxidation von Schwefelwasserstoff unter anaeroben Bedingungen. Eine Denitrifikation findet unter Abwesenheit von Sauerstoff statt, wenn leicht abbaubare organische Verbindungen und Nitrit bzw. Nitrat vorliegen. Da die leicht abbaubaren organischen Verbindungen bereits bei der Vergärung durch methanogene Bakterien verbraucht werden, ist von verminderten Lachgasemissionen auszugehen. In den Praxisuntersuchungen wurden Minderungseffekte in Höhe von 36,1 bis 71,6 % ermittelt.

Entsprechend dänischer Untersuchungen (KUHN, 1993) wird bei der Lagerung vergorener Gülle die Methanfreisetzung vermindert. In zwei Betrieben war jedoch eine erhöhte Freisetzung von Methan zu beobachten. Der Effekt ist sehr stark von den Messbedingungen und von der Bewirtschaftung der Lagerstätten abhängig. Da die Messungen in den zwei Betrieben infolge der Zugänglichkeit der Behälter (Arbeitsplattform am Hochbehälter, Einzäunung im Betrieb B) unmittelbar an der Gülleeinlassstelle vorgenommen wurden, ist zu vermuten, dass diese erhöhten Emissionen von 86,8 bzw. 24,6 % auf die kontinuierliche Zufuhr der frisch vergorenen Gülle zurückzuführen sind. Im dritten Betrieb wurden die Messungen nicht am Gülleeinlass durchgeführt. Die Emissionen waren um 67,2 % reduziert. KUHN (1993) schließt erhöhte Methanemissionen durch Nachgärungen nicht aus.

Die Freisetzung von Emissionen bei der Güllelagerung wird im starken Maße von der Ausbildung von Schwimmschichten auf der Oberfläche beeinflusst. Dem Aspekt der Schwimmschichtbildung wurde daher besondere Aufmerksamkeit geschenkt. In Abhängigkeit von der Schwimmschichtstärke wurden die in Tabelle 3.26 genannten Ergebnisse ermittelt. Als Vergleichsmaßstab wurde unvergorene Gülle ohne Schwimmschicht herangezogen.

Tabelle 3.26 Relative Minderung / Erhöhung der Spurengasemissionen vergorener Gülle mit ausgebildeter natürlicher Schwimmschicht in Bezug auf unvergorene Gülle ohne Schwimmschicht

Betrieb	Anzahl Messungen	Schwimmschicht Stärke	Relative Erhöhung (+) bzw. Reduzierung (-) der Spurengasfreisetzung (%)			
			Ammoniak	Kohlendioxid	Lachgas	Methan
1	4	2-5	- 25,31	- 44,96	- 54,62	+ 65,77
1	2	5-10	- 84,71	- 85,67	- 82,60	+ 26,20
2	6	2-5	- 75,92	- 55,78	- 24,06	- 23,19
2	3	5-10	- 93,33	- 66,47	- 18,90	- 76,21
3	3	2-5	- 35,57	- 76,89	- 85,59	- 52,37
3	5	5-10	- 79,78	- 73,79	- 71,45	- 63,73

Quelle: LfL, FB TG, Dr. Wanka

Schon geringe Schwimmschichten von 2 bis 5 cm Stärke mindern die Freisetzung von Ammoniak. Die Emissionen werden im Vergleich zur „Rohgülle“ bereits um 25,3 bis 75,9 % reduziert. Mit Zunahme der Schwimmschichtstärke auf 5 bis 10 cm kommt es zu einem deutlichen Rückgang der Ammoniakemissionen um 79,8 bis 93,3 %. In dieser Größenordnung beschreiben zahlreiche Autoren den Rückgang der Ammoniakemissionen infolge Schwimmschichtbildung bei unvergorener Gülle.

Mit Zunahme der Schwimmschichtstärke wurde die Kohlendioxidfreisetzung tendenziell weiter reduziert. Bei einer Stärke von 5-10 cm wurde eine Minderung von 66,5 bis 85,7 % im Vergleich zu unvergorener Gülle ohne Schwimmschicht ermittelt. Die Entstehung von Kohlendioxid während der Güllelagerung ist hauptsächlich auf die oxidative Desaminierung unter aeroben Bedingungen, zum geringeren Teil auf die Reduktion von Nitrit und Nitrat als Teilreaktion der Denitrifikation auf der Basis fakultativ anaerober Mikroorganismen (BAADER et al, 1977) zurückzuführen. Wird der Gülle im Endlager nicht zusätzlich Sauerstoff zugeführt, kann eine oxidative Desaminierung ausgeschlossen werden.

Aus Güllebehältern mit geringer Schwimmschicht bis 5 cm reduzieren sich die Lachgasemissionen um 24,1 bis 85,6 %. Die verstärkte Ausbildung einer Schwimmschicht hebt diese Wirkung z. T. wieder auf. Der Minderungseffekt liegt bei Schwimmschichten zwischen 5 und 10 cm „nur“ noch bei 18,9 bis 82,6 %. Durch die Ausbildung einer Schwimmschicht werden Nitrifikations- und Denitrifikationsprozesse gefördert, die Folge ist eine erhöhte Freisetzung von Lachgas.

Nach vorliegenden Ergebnissen bewirkt die Schwimmschichtbildung eine Reduzierung der Methanfreisetzung. In einem Betrieb kam es jedoch zur Erhöhung der Emissionen um 26 bis 66 % bei 5-10 bzw. 2-5 cm starker Schwimmschicht im Vergleich zu unvergorener Gülle ohne Schwimmschicht. In den beiden anderen Betrieben wurden die Emissionen um 76,2 bzw. 63,7 % vermindert.

3.4.5 Prüfung von vergorener Gülle hinsichtlich Ertragsleistung und N-Entzug von Winterraps im Vergleich zu unvergorener Gülle

Versuchsdurchführung

In einem zweijährigen Gefäßversuch (1997 und 1998) der Sächsischen Landesanstalt für Landwirtschaft wurde die N-Wirkung von Biogasgülle im Vergleich zur konventionellen Gülle auf die Ertragsleistung und den N-Entzug von Winterraps im Herbst von geprüft.

Die Untersuchungen wurden in Mitscherlichgefäßen (mit 6 kg sandigem Lehm) in 5-facher Wiederholung durchgeführt. Die verwendeten Prüfglieder sind in Tabelle 3.27 ersichtlich.

Tabelle 3.27 Prüffaktoren des Gefäßversuches (1997 und 1998)

Düngerart	N-Düngermenge g/Gefäß		Berechnungsgrundlage der N-Düngung	
ohne	ohne		---	
konventionelle Gülle	0,5	1,0	N _t	NH ₄ -N
Biogasgülle oder vergorene Gülle	0,5	1,0	N _t	NH ₄ -N
mineralische N-Düngung als NH ₄ NO ₃	0,5	1,0	---	

Die N-Bemessung in den Prüfgliedern erfolgte einmal auf der Basis von Gesamt-N (N_t) und zum anderen auf der des löslichen N-Anteils (NH₄-N). Hierdurch war ein besserer Wirkungsvergleich möglich.

Da zum Zeitpunkt des Ansatzes nur die N-Gehalte der Güllen vorlagen, wurde eine zusätzliche P-, K-, Mg-Düngung für alle Prüfglieder einheitlich verabreicht. Mit den verschiedenen Güllen kamen somit unterschiedliche Mengen an P, K und Mg zur Anwendung. Insbesondere wurde Kalium im Gefäßversuch 1998 in der Variante mit Biogasgülle (1,0 g N/Gef. auf NH₄-N berechnet) erhöht verabreicht. Die geprüften Rindergüllen kamen ausschließlich aus einer Biogasanlage in Sachsen. Im ersten Versuchsjahr (1997) wurde auch Hühnerkot in der Biogasanlage vergoren. Die Ausgangsproben wurden getrennt für Rindergülle und Hühnerkot gezogen und vor der Beprobung bzw. dem Einsatz im Verhältnis von 6 (Rindergülle) zu 1 (Hühnergülle) gemischt. Dieses Verhältnis entspricht dem Mischungsverhältnis in der Anlage. Im Jahr 1998 wurde zur Zeit der Probenahme und der Vergärung (rund 30 Tage) kein Hühnerkot zugegeben.

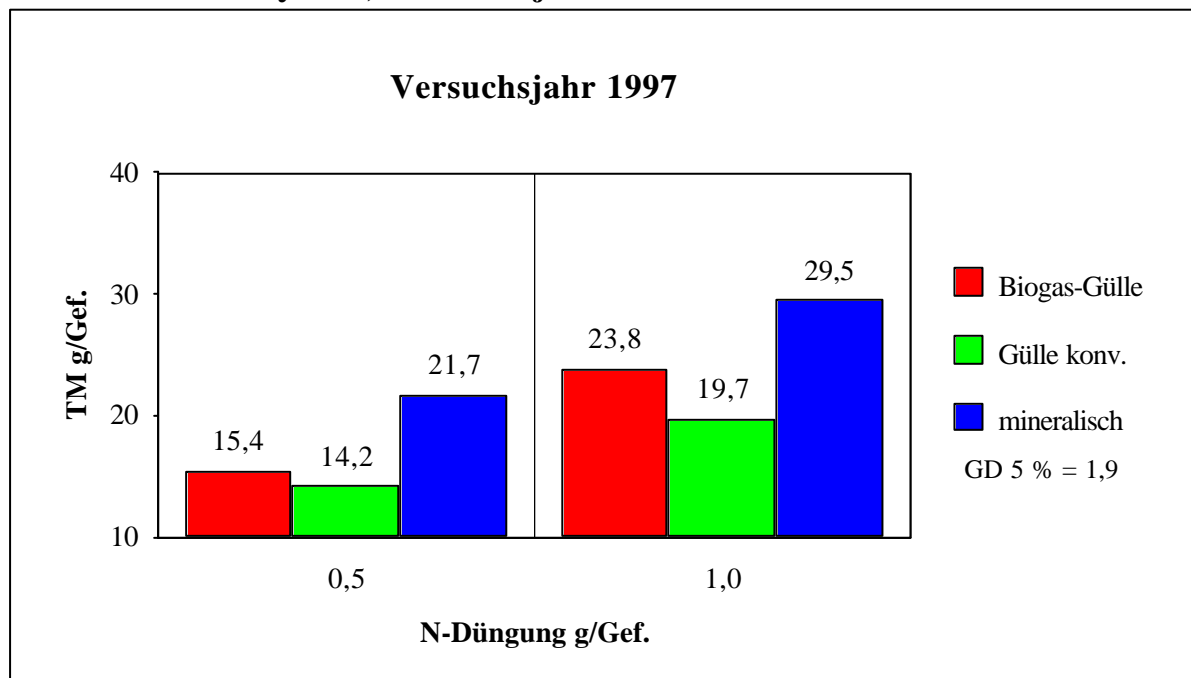
Aussagen zur N-Verwertung der Güllen können aus den TM-Erträgen und den N-Entzügen abgeleitet werden.

Auswertung und Diskussion

Die 2-jährigen Gefäßversuche zur Prüfung der Wirkung unterschiedlich behandelter Gülle auf die N-Verwertung von Winterraps während des Herbstes lassen folgende Aussagen zu:

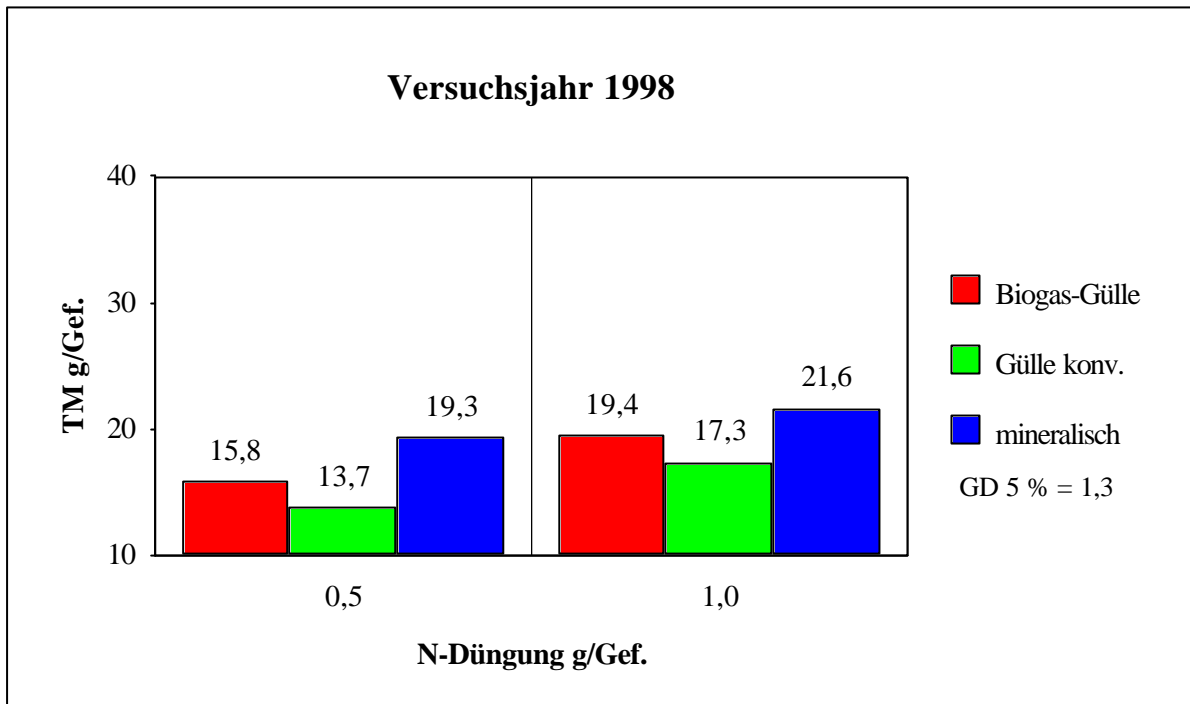
- Die mit Biogasgülle gedüngten Prüfglieder (N-Zufuhr auf N-Basis berechnet) bringen gegenüber der konventionellen Gülle in beiden Versuchsjahren signifikante Mehrerträge (Abbildung 3.15 und 3.16). Lediglich in der Stufe 0,5 g N/Gefäß ist 1997 der Unterschied nicht gesichert. Der höhere Anteil des $\text{NH}_4\text{-N}$ am Gesamtstickstoff in Biogasgülle führt zur schnelleren N-Aufnahme (Abbildung 3.17 und 3.18) und damit zu einer höheren TM-Bildung im Untersuchungszeitraum. Möglicherweise treten auch weniger gasförmige Verluste auf, da die Trockensubstanz der Biogasgülle wesentlich geringer ist als die unvergorener Gülle. Die Trockensubstanz korreliert negativ mit der Bodeneindringung, deshalb ist bei der Biogasgülle eine schnellere Bodeneindringung zu erwarten.
- Wird bei der N-Zufuhr in Form von Gülle von dem löslichen Stickstoff ($\text{NH}_4\text{-N}$) als Bemessungsbasis ausgegangen, vermindern sich vor allem 1997 die Wirkungsunterschiede zwischen den geprüften Düngern.
- Die Überlegenheit der Biogasgülle im Vergleich zur konventionellen Gülle-Düngung wird auch durch die 10 - 20 % höheren Ausnutzungskoeffizienten gekennzeichnet. Die Wirkung einer mineralischen Stickstoffdüngung wird jedoch nicht erreicht. In der Tabelle 3.28 sind die Ausnutzungskoeffizienten der Düngerarten und N-Stufen dargestellt. Es ist ersichtlich, dass 1998 die N-Entzüge gegenüber 1997 auf einem wesentlich höheren Niveau liegen. Diese resultieren aus den hohen N-Gehalten in der Trockenmasse.

Abbildung 3.15 Einfluss der N-Düngung auf den Trockenmassertrag von Winterraps in Abhängigkeit von der Düngerart und Düngermenge (N-Mengen auf N-Basis) – Versuchsjahr 1997



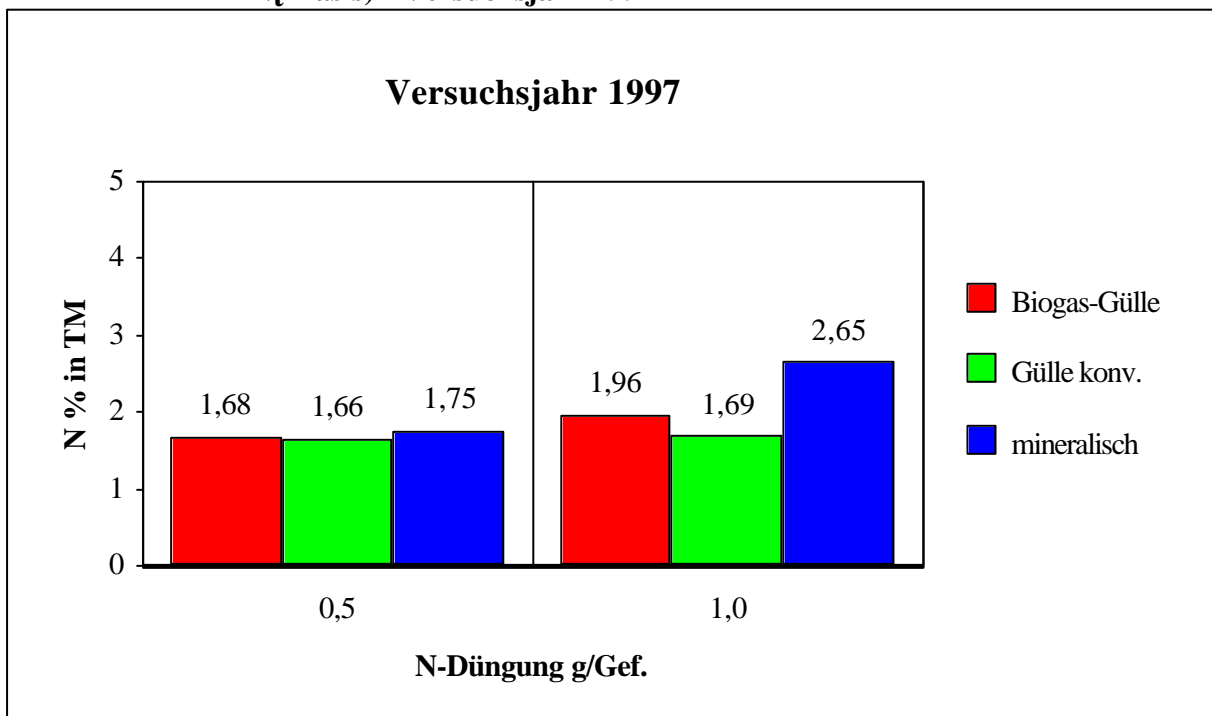
Quelle: LfL, FB LB, Umweltwirkung von Biogasgülle, 1999

Abbildung 3.16 Einfluss der N-Düngung auf den Trockenmassetrag von Winterraps in Abhängigkeit von der Düngerart und Düngermenge (N-Mengen auf N_t-Basis) - Versuchsjahr 1998



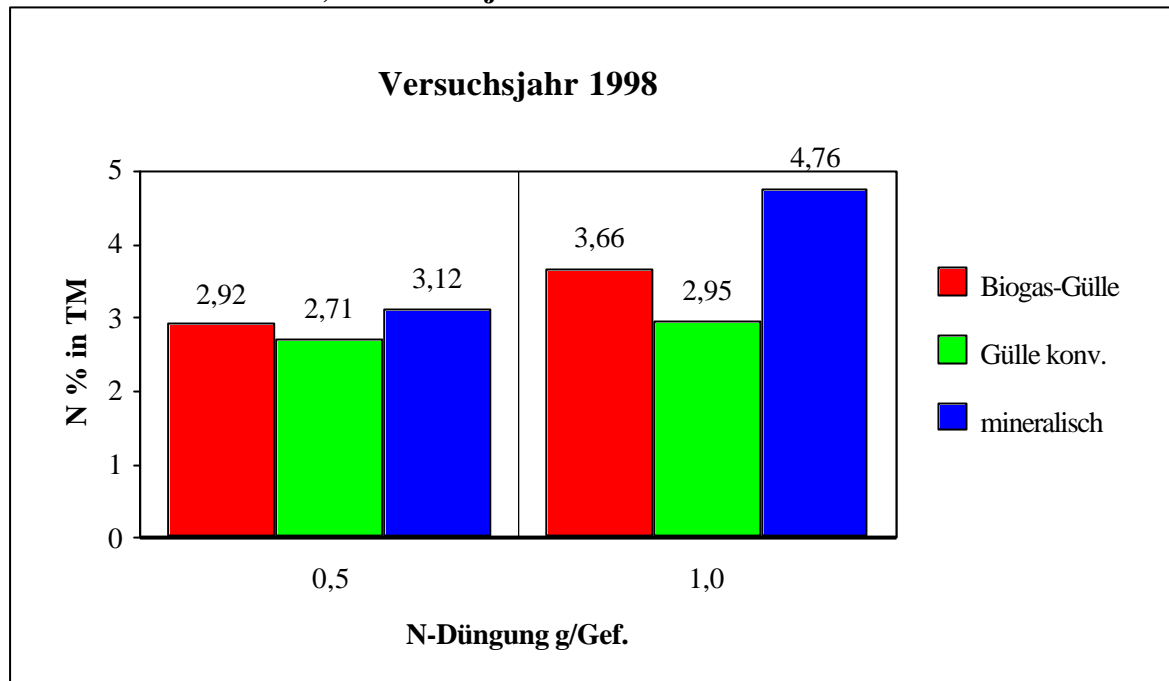
Quelle: LfL, FB LB, Umweltwirkung von Biogasgülle, 1999

Abbildung 3.17 Einfluss der N-Düngung auf den N-Gehalt (%) von Winterraps in Abhängigkeit von der Düngerart und Düngermenge (N-Mengen auf N_t-Basis) - Versuchsjahr 1997



Quelle: LfL, FB LB, Umweltwirkung von Biogasgülle, 1999

Abbildung 3.18 Einfluss der N-Düngung auf den N-Gehalt (%) von Winterraps in Abhängigkeit von der Düngerart und Düngermenge (N-Mengen auf N_t-Basis) - Versuchsjahr 1998



Quelle: LfL, FB LB, Umweltwirkung von Biogasgülle, 1999

Tabelle 3.28 Einfluss einer variierten N-Zufuhr auf die N-Entzüge und N-Ausnutzung in Abhängigkeit von der Düngerart und N-Düngermenge
(N-Zufuhr auf N_t-Basis berechnet)

Versuchsjahr	N-Zufuhr g/Gef.	N-Entzug mg/Gef.			Ausnutzungskoeffizienten* %		
		Mineraldünger	Biogas	konv. Gülle	Mineraldünger	Biogas	konv. Gülle
1997	0	94	-	-	-	-	-
1997	0,5	380	258	235	57	33	28
1997	1,0	783	467	334	69	37	24
1998	0	171	-	-	-	-	-
1998	0,5	602	460	371	86	58	40
1998	1,0	1029	711	512	86	54	34

* Die Ausnutzungskoeffizienten wurden mittels Differenzmethode errechnet.

Ausnutzungskoeffizient in % = $\frac{\text{N-Entzug (mit N-Düngung)} - \text{N-Entzug (ohne Düngung)}}{\text{N-Entzug (mit N-Düngung)}} \cdot 100$

Die Ergebnisse der Gefäßversuche sind nicht auf Praxisbedingungen übertragbar. Allerdings können Tendenzen abgeleitet werden. Bei Fruchtarten mit entsprechend hohem N-Bedarf kann von geringeren N-Verlusten ausgegangen werden.

Ergebnisse

Die 2-jährigen Prüfungen der N-Wirkung unterschiedlicher Güllen im Gefäßversuch mit Winterraps in den Herbstmonaten lassen die Aussagen zu, dass **Biogasgülle** im Vergleich zu konventionellen Güllen insgesamt die **Trockenmassebildung und N-Verwertung günstiger beeinflussen**. Diese positive Wirkung von Biogasgülle lässt sich vor allem aus den höheren NH₄-N-Anteilen und der damit verbundenen schnelleren N-Aufnahme erklären.

3.4.6 Lysimeteruntersuchungen mit Winterweizen zur Prüfung von vergorener und unvergorener Gülle auf Ertrag, N-Entzug und N-Auswaschung

Um Aussagen zum Auswaschungsverhalten des Stickstoffs bei erhöhten $\text{NH}_4\text{-N}$ -Anteilen in Biogasgülle zu erhalten, wurde von der Sächsischen Landesanstalt für Landwirtschaft ein Lysimeterversuch im Oktober 1998 mit Winterweizen angelegt.

Versuchsdurchführung

In Lysimeteruntersuchungen ist es möglich, sowohl die Nährstoffverwertung durch die Pflanzen als auch die Nährstoffausträge mit dem Sickerwasser zu bestimmen. Im Oktober 1998 wurde am Standort Leipzig-Möckern ein Lysimeterversuch in 2-facher Wiederholung mit Winterweizen angelegt. Die Lysimeter sind mit 1m^3 Boden befüllt. An der Unterkante der mit Kies gefüllten Stauräume wird das Sickerwasser abgeleitet.

Der Versuch wurde wie folgt konzipiert:

- Faktor A Boden**
a1 = anlehmiger Sand
a2 = Löß-Lehm
a3 = Löß-Schwarzerde
- Faktor B Gülle**
b1 = Biogasgülle
b2 = konventionelle Gülle
b3 = ohne

Die Bemessung der Güllegaben (80 kg N/ha) erfolgte auf der Grundlage des analysierten Gehaltes an Gesamtstickstoff (Nt).

Der Ammoniumstickstoff der eingesetzten Gülle wurde mit ^{15}N markiert. Durch den Einsatz von ^{15}N -Düngung ist es möglich, den Anteil des Düngemittel-N an den Gesamtauswaschungsverlusten und die Ausnutzung des gedüngten Stickstoffs durch die Pflanzen direkt zu bestimmen.

Die Ausbringung der Gülle erfolgte Ende September vor Aussaat des Winterweizens. Bei den Prüfgliedern ohne Gülle wurde ein P-K-Mg-Ausgleich in der Höhe der durch Güllendüngung applizierten Menge vorgenommen. Die Erfassung der Sickerwassermengen erfolgte im Zeitraum Oktober bis April monatlich. Ab Mai sind die Sickerwassermengen infolge des intensiven Pflanzenbewuchses sehr gering, so dass diese für die Diskussion der Ergebnisse vernachlässigt werden können. Das Sickerwasser wurde monatlich quantitativ erfasst. Der Nitratgehalt wurde mit Hilfe der Destillation bestimmt. Die Niederschläge wurden im Untersuchungszeitraum über eine automatische Wetterstation (FMA) erfasst.

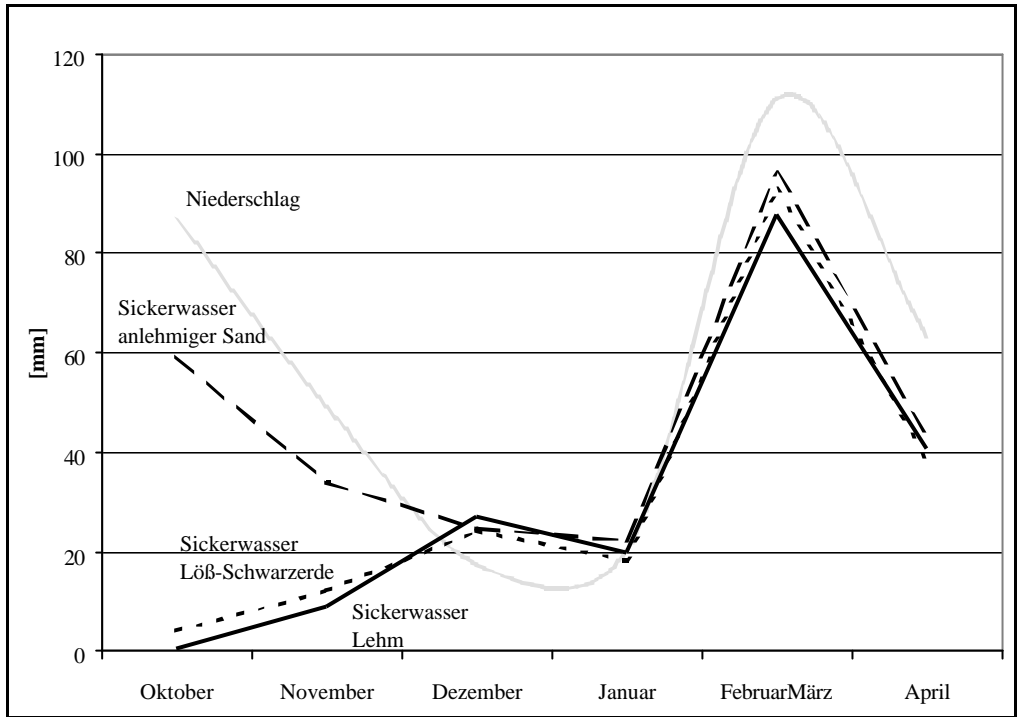
Mitte Juli erfolgte die Ernte des Winterweizens. Die Erträge für Korn und Stroh wurden getrennt erfasst und prüfgliedweise auf Gesamtstickstoff untersucht.

Ergebnisse

Sickerwasser und N-Auswaschung

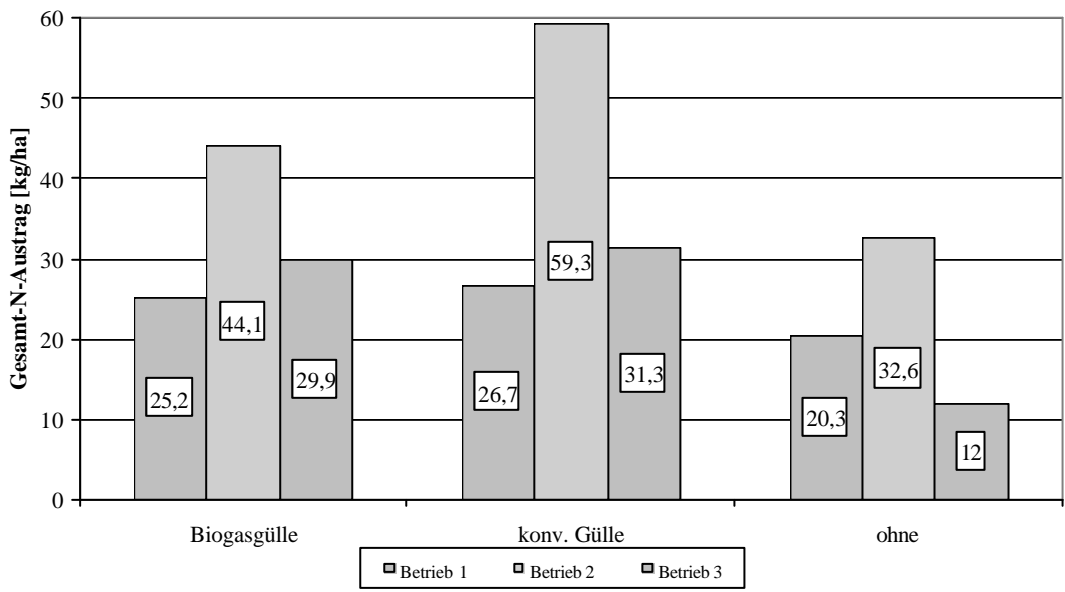
Der Verlauf der Sickerung der 3 geprüften Böden (Abb. 3.19) lässt erkennen, dass beim anlehmigen Sand schon im Oktober größere Sickerwassermengen anfallen, während auf den besseren Böden infolge des größeren Wasserspeichervermögens die Sickerung erst im November einsetzte. Nach dem Auffüllen der Bodenwasservorräte und dem Erreichen der Feldkapazität im Dezember bestehen zwischen den einzelnen Böden kaum noch Unterschiede in den Sickerwassermengen. Die Abbildung zeigt gute Zusammenhänge zwischen der Höhe der Niederschläge und dem Sickerwasseranfall. Die in Abbildung 3.20 dargestellten Gesamt-N-Austräge lassen erkennen, dass diese besonders auf der Schwarzerde infolge der höheren Boden-N-Vorräte und N-Mineralisation beträchtlich sind.

Abbildung 3.19 Niederschläge und mittlere Sickerwassermengen im Zeitraum Oktober 1998 bis April 1999



Quelle: LfL, FB LB, Umweltwirkung von Biogasgülle, 1999

Abbildung 3.20 Gesamt-N-Austrag [kg/ha] in Abhängigkeit von der Gülle-Düngung und Bodenart



Quelle: LfL, FB LB, Umweltwirkung von Biogasgülle, 1999

Tabelle 3.29 Nitratauswaschung im Zeitraum Oktober bis April in Abhängigkeit von der Gülledüngung

(Summe der Niederschläge von Oktober bis April = 347,7 mm)

Boden	org. Düngung	N-Austrag in % der N-Zufuhr	Sickerwasser [mm]
Löß-Lehm	Biogasgülle	7,9	177,5
Löß-Lehm	konventionelle Gülle	11,7	202,6
Schwarzerde	Biogasgülle	11,0	160,3
Schwarzerde	konventionelle Gülle	14,9	193,9
Sand	Biogasgülle	14,0	286,1
Sand	konventionelle Gülle	23,3	277,1

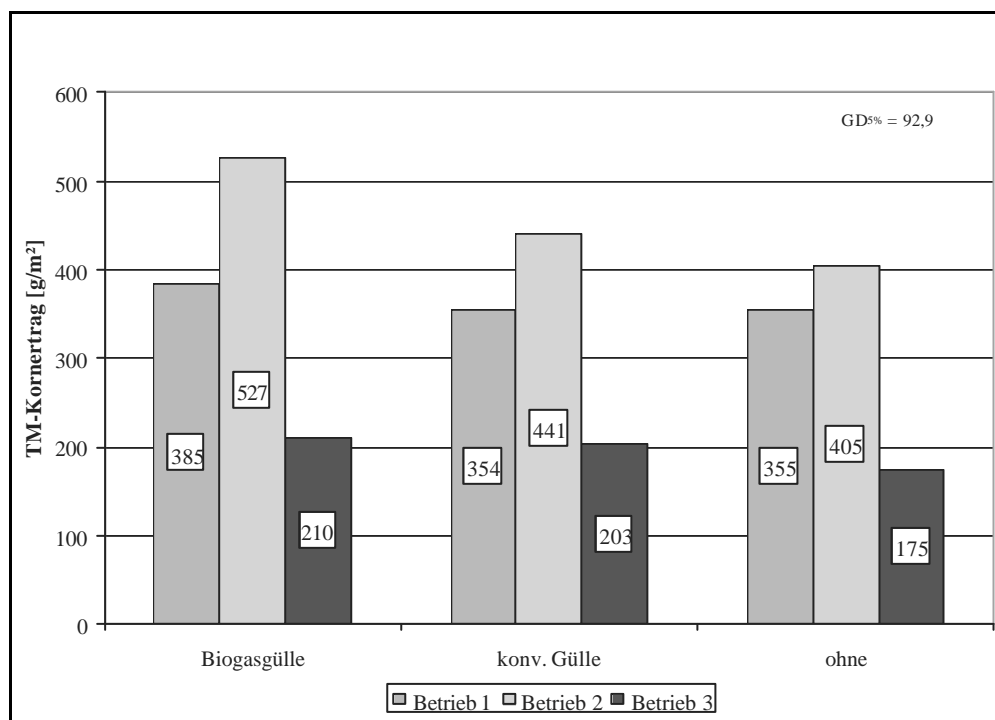
Aus den Ergebnissen ist insgesamt abzuleiten, dass die N-Auswaschungsverluste bei Anwendung von Biogasgülle geringer sind als bei unvergorener Gülle. Demzufolge wirkt sich der höhere Ammonium-Anteil sogar verlustsenkend aus.

Die Untersuchungen mit ¹⁵N (markierter Stickstoff) besagen, dass auf leichten Böden bis zu 23 % des mit Gülle verabreichten Stickstoffs während des Winterhalbjahres ausgetragen werden kann (Tabelle 3.29). Dabei sind die N-Verluste der Biogasgülle niedriger als die der konventionellen.

Kornerträge und N-Entzüge

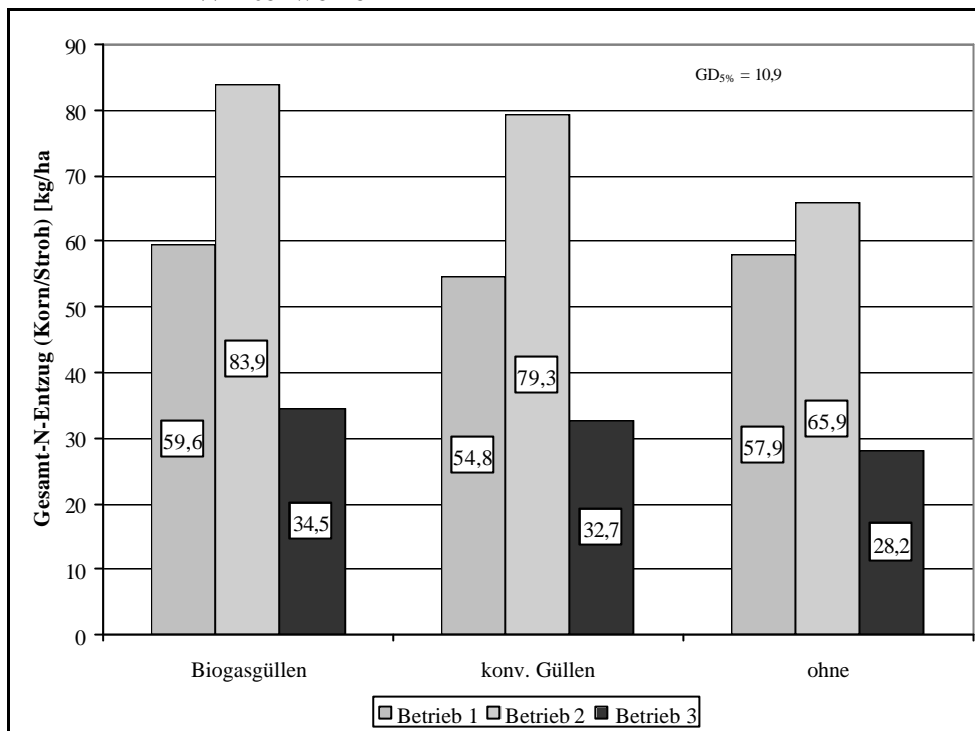
Aus Abbildung 3.21 wird ersichtlich, dass Biogasgülle in der Tendenz zu höheren Erträgen führte. Hinsichtlich der Wirkung der Gülle-Düngung auf die Gesamt-N-Entzüge lassen sich ähnliche Ergebnisse wie aus den Kornerträgen ableiten (Abbildung 3.22).

Abbildung 3.21 Wirkung unterschiedlicher Gülle auf den Kornertrag von Winterweizen



Quelle: LfL, FB LB, Umweltwirkung von Biogasgülle, 1999

Abbildung 3.22 Einfluss unterschiedlicher Gülle auf die Gesamt-N-Entzüge von Winterweizen



Quelle: LfL, FB LB, Umweltwirkung von Biogasgülle, 1999

2-jährige Gefäßversuche mit Winterraps und dem vorgestellten Lysimeterversuch mit Winterweizen führten zu dem Ergebnis, dass sich Biogasgülle im Vergleich zur konventionellen Gülle durch eine schnellere und verlustärmere N-Wirkung auszeichnet. Um diesen Wirkungsvorteil optimal zu erschließen, ist vor allem im Herbst eine an dem jeweiligen N-Bedarf der angebauten Fruchtart orientierte N-Bemessung erforderlich.

3.4.7 Untersuchungen zum Futteraufnahmeverhalten bei Rindern bei Verwendung von Biogasgülle im Vergleich zu konventioneller Gülle

Hier stellte sich die Versuchsfrage, ob durch die dünnflüssigere, stärker mineralisierte Biogasgülle positive Aspekte für die Weidehaltung und Frischfütterung von Rindern möglich sind. Erste Anhaltspunkte dazu sollte ein Futteraufnahmeversuch bei Weidehaltung erbringen.

Bei einem Weideversuch auf der Fläche einer Agrargenossenschaft wurde untersucht, ob sich das Futteraufnahmeverhalten der Tiere zwischen Weideparzellen ohne Düngung, mit mineralischer Düngung, mit konventioneller Gölledüngung und bei Düngung mit Biogasgülle unterscheidet.

Die Auswertung erfolgte durch Tierbeobachtungen, durch die Untersuchung von Schnittproben der verschiedenen Parzellen und durch die Bestimmung der Menge des auf der Weidefläche zurückgebliebenen Restbestandes an Futter.

Des Weiteren wurden Untersuchungen der Futterproben vor und nach der Beweidung hinsichtlich Futterwert und Ertrag durchgeführt.

Ziel des Versuches ist es festzustellen, ob nach Düngung mit Biogasgülle eine schnellere Futtervorlage erfolgen kann als bei konventioneller Gülle und welche Auswirkungen die Düngung mit Biogasgülle auf Futterwert und Ertrag des Weidefutters hat.

Versuchsdurchführung

Der Versuch wurde auf einem 4 ha großen Teilstück eines Schlages durchgeführt. Innerhalb der Versuchsfläche wurden 4 Streifen abgesteckt, welche wie folgt gedüngt wurden:

Streifen 1	ohne Düngung
Streifen 2	mineralische N-Düngung (Kalkammonsalpeter 60 kg Rein-N/ha)
Streifen 3	konventionelle Gülle (22 m ³ /ha)
Streifen 4	Biogasgülle (18 m ³ /ha)

Über alle vier Düngestreifen erfolgte eine Vierteilung der Gesamtfläche für die Portionsweide. Jede Portionsweidefläche hatte eine Größe von 1 ha. Es erfolgte ein täglicher Umtrieb, so dass vier Beobachtungsreihen möglich waren.

Abbildung 3.23 Einteilung der Versuchsfläche

	Streifen 1 ungedüngt	Streifen 2 mineralisch	Streifen 3 Rindergülle	Streifen 4 Biogasgülle
Kontrollparzellen				
Weideparzellen				

Folgende Werte wurden über die Kontrollparzelle, die am gleichen Tag des Weideauftriebs geschnitten wurde, bestimmt:

- Ertrag und
- Futterwert

Nach der Beweidung wurde der Restaufwuchs der jeweiligen Kontrollparzelle abgemäht und

- Menge
- Futterwert und
- botanische Zusammensetzung bestimmt.

Von jeder Parzelle (insgesamt 24) wurde eine Futterprobe analysiert:

- Trockensubstanz
- Rohasche
- Rohprotein
- Nitrat
- Ca, P, Na, K, Mg ...

Ein bis zwei Tage nach dem Auftrieb der Tiere in die Querparzelle werden die Tiere alle 2 Stunden ausgezählt, um festzustellen, von welcher Parzelle die Futteraufnahme am liebsten erfolgt.

Auf Grund organisatorischer und genehmigungstechnischer Probleme konnte die Versuchsdurchführung nicht wie geplant zum 1. Aufwuchs, sondern erst zum 2. Aufwuchs stattfinden. Die Düngung des 1. Aufwuchses erfolgte Anfang Februar mit 15 m³ Biogasgülle/ha und am 24.03.98 mit 100 kg Harnstoff/ha (40 kg Rein-N).

Die **Düngung** der Versuchsfläche zum 2. Aufwuchs wurde entsprechend des Versuchsaufbaus am **02.06.98** durchgeführt. Entsprechend der mineralischen N-Gabe werden die gleichen N-Mengen bei Rinder- und Biogasgülle ausgebracht.

Da bei der Ausbringung der Gülle ein Teil des Stickstoffes durch Verflüchtigung des Ammoniaks verloren geht, was unter anderem auch von Niederschlägen, Außentemperatur und Feuchtezustand des Bodens abhängt, wurde darauf geachtet, dass zur Ausbringung entsprechend günstige Witterungsbedingungen (bedecktes Wetter) vorherrschten.

Durchführung der Tierbeobachtungen

Es erfolgten zunächst zwei Beobachtungsreihen an zwei aufeinanderfolgenden Tagen. Der **Auftrieb** der Herde (56 tragende Färsen, 1 Bulle) begann am **24.06.98** (22 Tage nach der Düngung). Im Abstand von ca. 1-2 Stunden in der Zeit zwischen 7 und 17 Uhr wurde ausgezählt, in welcher Düngungsparzelle sich die Tiere aufhielten und fraßen.

1. Beobachtungstag (24.06.98, 15-18°C, Nieselregen)

Die überwiegende Anzahl der Tiere hielt sich den gesamten Tag über in der ungedüngten Parzelle auf. Stundenweise wurde die mineralisch gedüngte Parzelle von 7-25 Tieren zum Fressen bzw. zum Auslauf aufgesucht. Die beiden begüllten Flächen wurden von 1 bzw. 2 Tieren überlaufen, wobei nur eine selektive Futteraufnahme erfolgte.

Die stärkste Abweidung war am Ende des Tages entsprechend in der ungedüngten Parzelle zu verzeichnen. Eine optisch eindeutige "Fressgrenze" war entlang der mit konventioneller Gülle behandelten Fläche erkennbar. Die zwei Gülleflächen wurden von den Tieren nicht aufgesucht.

2. Beobachtungstag (25.06.98, 27°C, sonnig)

Die Beobachtungen des 1. Tages wiederholten sich im Wesentlichen. Es war weniger Bewegung in der Herde, so dass fast nur in der ungedüngten Parzelle gefressen wurde. Zwischen 2 und 16 Tieren suchten über den Tag verteilt auch die Mineraldüngerfläche auf.

Da bei Beibehaltung des Versuchsablaufes am nächsten Tag dasselbe Ergebnis wie an den beiden Vortagen abzusehen war, wurde ab dem dritten Weidetag eine Änderung der Versuchsdurchführung vorgenommen.

Es stand den Tieren ab 26.06.98 die gesamte Versuchsfläche zur Futteraufnahme zur Verfügung. Nach fünf Tagen wurde das Fressverhalten nach optischen Gesichtspunkten beurteilt sowie nochmals eine Beobachtungsreihe durchgeführt.

3. Beobachtungstag (30.06.98)

Nach dem viertägigen Verbleib der Herde auf der Gesamtfläche konnte eine gute Abweidung der ungedüngten und mineralisch gedüngten Parzellen festgestellt werden. Die Grenze zur mit konventioneller Gülle behandelten Fläche war deutlich erkennbar. Diese Parzelle war kaum berührt, es konnten weitestgehend nur Trittsuren festgestellt werden.

Die Biogasgüllefläche wurde gut beweidet, wobei das Futter nicht so tief abgefressen wurde wie auf den beiden ersten Parzellen. Der Unterschied in der Abweidung zwischen konventioneller- und Biogasgüllefläche war eindeutig.

Die Beobachtungen dieses Tages zeigten allerdings wiederum, dass sich die Tiere vorzugsweise in der ungedüngten bzw. mineralisch gedüngten Parzelle aufhielten.

Auf eine weitere Beobachtungsreihe wurde verzichtet, da keine Änderungen im Verhalten der Herde zu erwarten waren.

Wirkung der Biogasgülle auf die botanische Zusammensetzung und den Futterwert

Durch die Untersuchung der Schnittproben und der Ermittlung des Weiderestes von den unterschiedlichen Parzellen sollte vor allem der pflanzenbauliche Wert der verschiedenen Düngungsformen beurteilt werden.

Die Pflanzenverträglichkeit, besonders der unterschiedlichen Güllen, sollte anhand der botanischen Zusammensetzung der Proben beurteilt werden, die Düngungswirksamkeit über die Ermittlung des Ertrages. Dazu erfolgte eine erste Probeentnahme zum Weideauftrieb, eine zweite vom Restaufwuchs nach sechs Weidetagen. Es wurden von jeder Parzelle je zwei repräsentative Probeschnitte von je 1 m² Größe entnommen.

Aus Tabelle 3.30 wird ersichtlich, dass die beiden Güllevarianten stärker grasbetont sind und der Kräuter-Leguminosenanteil zurückgedrängt wurde. Vor allem in der ungedüngten Variante war ein hoher Anteil Untergräser und Kräuter zu verzeichnen. Das wirkt sich auch auf den energetischen Futterwert je kg TS aus, der bei den Güllevarianten höher ist (Tab. 3.31).

Tabelle 3.30 Botanische Zusammensetzung der verschiedenen Parzellen

Variante	Hauptbestandbildner	weitere Arten
ungedüngt	Weidelgras 30%	Untergräser, Wiesenrispe, Weißklee Löwenzahn, andere Kräuter
mineralisch gedüngt	Weidelgras 30 % Weißklee 20 %	Löwenzahn Kräuter
Rinder- gülle	Wiesenschwingel / Weidelgras 50%	Knautgras, Weißklee Löwenzahn, Kräuter
Biogas- gülle	Weidelgras 50%	Weißklee Untergräser, rotes Straußgras

Auf der Mineraldüngerparzelle wurde der höchste Frisch- und Trockenmasseertrag erzielt. Auch der Energieertrag war am höchsten. Hier war auch die beste Futteraufnahme zu verzeichnen (Abnahme des Frischmasseertrages nach 6 Weidetagen um 52 dt/ha).

Auf der ungedüngten- und Biogasgüllefläche war die Futteraufnahme fast gleich.

Auf der Rindergülleparzelle wurde nach 6 Weidetagen ein Ertragszuwachs von 43 dt/ha ermittelt. Das lässt darauf schließen, dass hier kaum gefressen wurde. Dieses Ergebnis unterstützt die Tierbeobachtungen.

Trockenmasse- und Energieerträge verhalten sich bei allen Varianten adäquat der Frischmasseerträge.

Auch die Zunahme der Aufwuchshöhe auf den Gülleparzellen nach 6 Weidetagen weist auf eine schlechtere Futteraufnahme hin. Im Gegensatz dazu war auf den beiden anderen Varianten eine Grünmasseabnahme zu verzeichnen, am höchsten auf der ungedüngten Fläche.

Tabelle 3.31 Weideversuch / Trockenmasse- und Energieerträge

Variante	Messzeitpunkt	Wuchshöhe cm	BBCH Code	Frischmasse- ertrag dt / ha	Trockenmasse- ertrag dt / ha	Energie- ertrag MJ NEL / ha
ungedüngt	Weideaustrieb nach 6 Tagen	63	65	164	24,53	15328
		38		145	18,27	10688
mineralisch gedüngt	Weideaustrieb nach 6 Tagen	61	65	216	28,66	18343
		42		164	20,99	12175
Rinder- gülle	Weideaustrieb nach 6 Tagen	51	58	174	22,21	14768
		54		217	30,16	19154
Biogas- gülle	Weideaustrieb nach 6 Tagen	47	65	185	23,51	15517
		49		156	19,19	11609

Zu verzeichnen sind erhöhte Rohproteingehalte der Gülleflächen. Die Rohfaserwerte lassen auf eine höhere Nutzungselastizität des Futters auf den Güllevarianten schließen.

Ergebnisse

Das Ziel des Weideversuches, **Unterschiede in der Futteraufnahme** von mit konventioneller Gülle und Biogasgülle behandeltem Weidefutter festzustellen, wurde erreicht.

Auf der mit Biogasgülle behandelten Fläche war eine gute Abweidung zu verzeichnen, wogegen die konventionelle Gülleparzelle weitestgehend unberührt blieb. Eine mögliche **schnellere Futtervorlage von Biogasgülleflächen** konnte also nachgewiesen werden.

Voraussetzung ist eine ordnungsgemäße und gewissenhafte Ausbringung der Gülle. Die Ausbringung der Gülle erfolgte im Versuch mit der Schleppschlauchtechnik, was hinsichtlich der Verringerung der Ammoniakverluste günstig zu beurteilen ist. Auf Grund der im Versuch aufgetretenen ungleichmäßigen Verteilung und Spurenbildung erscheint eine andere Ausbringungsart sinnvoller. Bei nachfolgender Beweidung kann ein Nacharbeiten der Flächen mit der Netzegge oder dem Striegel ca. 3 Tage nach der Ausbringung dazu beitragen, die Grünlandpflanzen von anhaftenden Reststoffen zu reinigen, da ansonsten die Tiere das Futter nicht gut annehmen. Auch eine entsprechend günstige Witterung ist hier - nicht nur hinsichtlich der Ammoniakverluste - hilfreich.

Es sind keine *wesentlichen* Unterschiede hinsichtlich botanischer Zusammensetzung, Futterwert und Ertrag zwischen den verschiedenen Düngungsvarianten bzw. den Güllearten bei *einmaliger* Ausbringung und nach *einem* Aufwuchs festzustellen.

Dabei ist es nicht grundsätzlich auszuschließen, dass die aufgetretenen Verschiebungen des Pflanzenbestandes zugunsten der Gräser auf die Güllendüngung zurückzuführen ist. Hier spielen aber auch andere Einflussfaktoren eine Rolle. Gleiches trifft für die Futterwertdaten zu.

Hinsichtlich Masse- und Energieertrag schneidet die Mineraldüngerparzelle am besten ab. Neben anderen Einflussfaktoren könnten hier Ammoniakverluste bei der Güllenausbringung eine Rolle spielen.

Um die Wirksamkeit speziell der Biogasgülle auf Pflanzenbestand, Futterwert und Ertrag von Weideflächen nachweisen und interpretieren zu können, sind statistisch gesicherte Daten über mehrere Vegetationsperioden notwendig.

3.5 Verfahren der Biogasproduktion

Die Techniken der Biogaserzeugung lassen sich nach verschiedenen Gesichtspunkten gliedern:

3.5.1 Biogasproduktion nach der Art des Ausgangsmaterials

So werden unterschieden Anlagen zur Entgasung von organischen Feststoffen (Halbtrockenvergärung - Trockensubstanz >15 %) und Anlagen, in denen flüssige und pastöse Stoffe (Trockensubstanz < 15 %) vergast werden. Bei der Halbtrockenvergärung ist wegen des hohen TS-Gehaltes eine Durchmischung und eine gute Impfung des Substrates nicht möglich. Die Produktivität dieses Verfahrens ergibt sich aus der hohen Feststoffkonzentration. Dadurch kann die doppelte Menge an organischer Substanz vergast werden. Bisher gibt es in Deutschland zur Trockenfermentation nur Versuchsanlagen, jedoch sind in der Praxis demnächst einige Anlagen zu erwarten (vgl. Kapitel 4).

3.5.2 Biogasproduktion nach der Aufteilung der verschiedenen Phasen der Biogaserzeugung

Die Ausfäulung der Gülle und die Erzeugung von Biogas können verfahrenstechnisch ein-, zwei- oder mehrstufig geführt werden.

a) einstufiges Verfahren:

Die Hydrolyse, Säurebildung und die Methanisierung laufen räumlich parallel in demselben Behälter ab.

b) zwei- oder mehrstufige Verfahren:

Hierbei wird eine räumliche Trennung der vier Phasen der Biogasbildung durch mehrere Behälter vorgenommen. Aus Kostengründen findet nur das zweistufige Verfahren Anwendung. Beim zweiphasigen Verfahren laufen die Hydrolyse und die Säurebildung getrennt von der Methanisierung ab.

3.5.3 Biogasproduktion nach dem Gutfluss in der Anlage

a) Batchverfahren

Der Fermenter wird auf einmal befüllt und später geleert. So kann z. B. das Güllelager gleichzeitig als Fermenter dienen. Der Fermenter wird mit frischem Ausgangsmaterial befüllt und luftdicht verschlossen. Während der Faulzeit zwischen 2 und 4 Wochen wird die vergärbare Substanz abgebaut, ohne dass Substrat zugefügt oder entnommen wird. Bei Bedarf wird die Gülle bis auf eine Restmenge, die zum Impfen der neuen Gülle genutzt wird, entnommen. Durch die verhältnismäßig lange Faulzeit, verursacht durch die ungünstigen Ernährungsbedingungen der Mikroorganismen, wird jedoch eine sichere Hygienisierung des Substrates erreicht. Anschließend wird der Fermenter geleert und mit frischem Ausgangsmaterial befüllt. Um einen Batch-Behälter zügig befüllen und entleeren zu können, braucht man neben dem Faulbehälter einen Vorrats- und einen Lagebehälter in gleicher Größe. Dadurch wird allerdings das Verfahren verteuert. Durch das diskontinuierliche Befüllen der Anlage sind die Gasproduktion und –zusammensetzung nicht konstant, das System hat nur eine geringe Effizienz. Geeignet sind solche Anlagen vor allem für die Ausfäulung strohiger und fasriger Materialien. Hierbei handelt es sich ausschließlich um Kaltvergärungsanlagen (25 °C). Nach heutiger Erkenntnis arbeitet in Deutschland keine Biogasanlage in der Praxis nach dem Batch-Verfahren. Das Batch-Verfahren kann insbesondere für Laborversuche verwendet werden.

b) Wechselbehälterverfahren

Bei diesem Verfahren müssen ständig 2 Gärbehälter vorhanden sein. Aus der Vorgrube wird der erste entleerte Gärbehälter langsam und gleichmäßig befüllt, während der zweite bereits voll gefüllte Fermenter ausfäult. Wenn der erste Gärbehälter gefüllt ist, wird der zweite mit einem mal entleert. Damit wird der Endlagerbehälter gefüllt. Dieses Verfahren gewährleistet im Gegensatz zum Batch-Verfahren eine gleichmäßige Gasproduktion. Der Hygienisierungseffekt ist gut. Doch durch das hohe benötigte Volumen sind der Bauaufwand und die Wärmeverluste entsprechend hoch.

c) Durchflussverfahren

Die meisten Biogasanlagen arbeiten nach dem Durchflussverfahren. Es kann in reiner Form oder kombiniert mit dem Speicherverfahren angewendet werden. Dem Fermenter wird täglich frisches Ausgangsmaterial zugegeben, während die gleiche Menge aus dem Gärbehälter entnommen oder herausgedrängt wird.

Dieses Verfahren zeichnet sich gegenüber den anderen Verfahren dadurch aus, dass der Faulbehälter immer gefüllt ist und nur zur Reparatur oder zur Entfernung von Sinkschichten gelegentlich entleert wird.

Aus einem kleinen Vorratsbehälter wird das Frischsubstrat ein- bis zweimal täglich in den Faulbehälter gepumpt, gleichzeitig tritt an einem Überlauf des Behälters die entsprechende Menge ausgefaulten Substrates aus.

Vorteilhaft bei diesem Verfahren erweist sich die gleichmäßige Gasproduktion, die gute Faulraumauslastung und damit eine kostengünstige Bauweise mit geringen Wärmeverlusten. Befüllung und Entleerung sind gut automatisierbar.

Nachteilig gegenüber dem Batch-Verfahren und dem Wechselbehälterverfahren ist, dass durch das regelmäßige Befüllen und Entleeren Faulschlamm mit frischem Substrat vermischt und dadurch der Hygienisierungseffekt beeinträchtigt werden kann.

d) Speicherverfahren

Beim Speicherverfahren sind Fermenter und Lagerbehälter zu einem Behälter zusammengefasst. Beim Ausbringen der ausgefaulten Gülle wird die Speicheranlage bis auf einen Rest, zum Impfen der nächsten Charge, entleert. Dann wird der kombinierte Faul- und Lagerbehälter aus dem Vorbehälter oder durch ständigen Zufluss von Gülle über ein natürliches Gefälle langsam befüllt.

Die Vorteile diesen Anlagentyps liegen vor allem auf der Kostenseite, weil man nur noch einen großen, vergleichsweise preiswerten Behälter hat und diese Anlagen einfach und übersichtlich zu betreiben sind. Durch die Größe des Behälters sind die Wärmeverluste erhöht.

e) Kombiniertes Durchfluss-Speicher-Verfahren

Diese Anlagen demonstrieren einen hohen Entwicklungsstand. Sie entstanden, indem die früher offenen Lagerbehälter für die ausgefaulte Gülle mit einer Folienhaube oder mit einer festen Decke versehen wurden, um Stickstoffverluste durch aerobe Abbauvorgänge zu vermeiden. Dadurch konnte zusätzlich Biogas gewonnen werden.

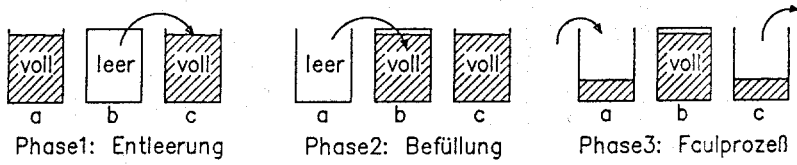
Dem abgedeckten Lagerbehälter für die ausgefaulte Gülle wird ein Durchflussfermenter vorgeschaltet.

Die Praxis hat gezeigt, dass 20-40 % des gesamten Gasertrages nach einer heute üblichen relativ langen Lagerzeit von bis zu 7 Monaten aus dem nicht beheizten und isolierten Lagerbehälter kommen.

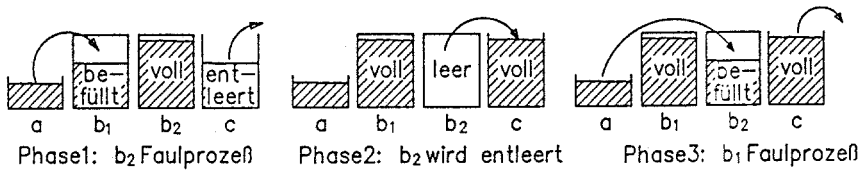
Die typischen Verfahren in schematischer Darstellung zeigt Abbildung 3.24

Abbildung 3.24 Biogasproduktionsverfahren

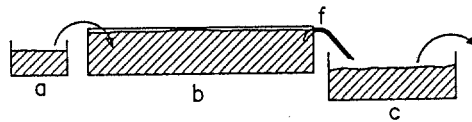
1. Batch-Verfahren:



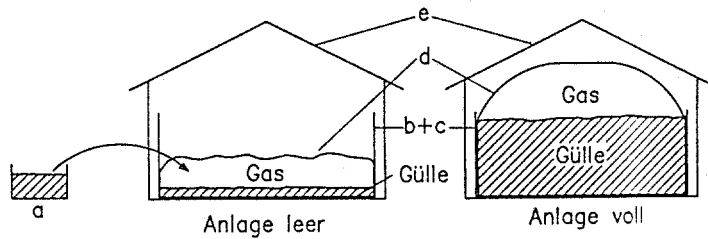
2. Wechselbehälter-Verfahren:



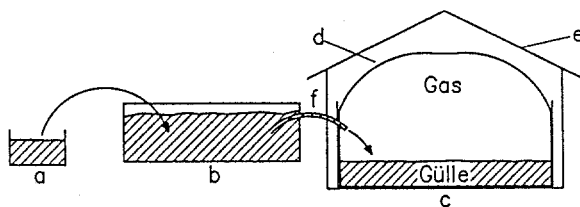
3. Durchfluß-Verfahren:



4. Speicherverfahren:



5. Durchfluß-Speicherverfahren:



a = Vorbehälter (Vorgrube) d = Folienhaube
 b = Faulbehälter e = Witterungsschutz
 c = Lagerbehälter f = Überlauf

Quelle: Schulz, Biogas-Praxis, 1996

4 Anlagentechnik für die Biogaserzeugung

Bearbeiter: <i>Fachverband Biogas e. V.</i>	
<i>Dipl.-Chem. Roland Schnell</i>	<i>Kap. 4.1-4.5.4; 4.5.7-4.8</i>
<i>Westfälische Hochschule Zwickau</i>	
<i>Prof. Dr. Helmut Eichert</i>	
<i>Dr. Steffen Zwahr</i>	<i>Kap. 4.5.5-4.5.6</i>
<i>Institut für Energetik und Umwelt GmbH</i>	
<i>Ronny Wilfert, Staatl. geprüfter Techniker</i>	
<i>für Verfahrenstechnik</i>	<i>Kap. 4.6, 4.7, 4.8</i>
<i>Schmack Biogas GmbH</i>	
<i>Dipl.-Chem. Markus Ott</i>	<i>Kap. 4.3.3.9</i>

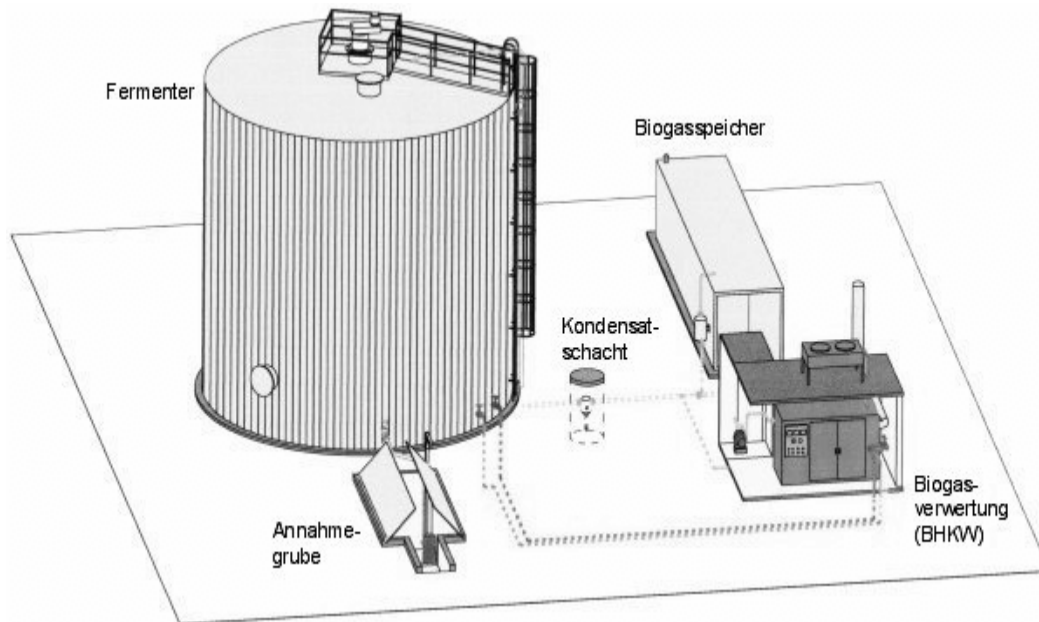
4.1	Bestandteile einer landwirtschaftlichen Biogasanlage	5
4.2	Annahme- und Aufbereitungstechnik	5
4.3	Reaktortechnik für Biogasanlagen	8
4.3.1	Anforderungen an Reaktoren	8
4.3.1.1	Dichtheit und Korrosionsbeständigkeit	9
4.3.1.2	Temperierung	10
4.3.1.3	Hydraulische Substratumwälzung	11
4.3.2	Bauarten von Biogasreaktoren	17
4.3.2.1	Biogasreaktor mit Pfropfenströmung (Tank-Durchflussanlagen)	17
4.3.2.2	Biogasreaktor mit vollständiger Durchmischung (Speicher-Durchfluss-Verfahren)	18
4.3.2.3	Trockenfermentation	20
4.3.3	Mess- und Regeltechnik an Biogasreaktoren	22
4.3.3.1	Zentrale Leitwarte	22
4.3.3.2	Überwachung der Temperatur	23
4.3.3.3	Überwachung des Druckes	23
4.3.3.4	Überwachung des pH-Wertes	23
4.3.3.5	Überwachung des Redox-Potenzials	24
4.3.3.6	Überwachung des Durchflusses	24
4.3.3.7	Überwachung des Füllstandes	24
4.3.3.8	Überwachung der Schaumbildung	24
4.3.3.9	Überwachung der Prozess- Biologie	24
4.3.4	Beispiele für Reaktoren ausgewählter Hersteller	25

4.4	Technik der Gasgewinnung	29
4.4.1	Gasmessung	29
4.4.1.1	Messung der Biogasmenge	29
4.4.1.2	Messung der Biogaszusammensetzung	30
4.4.2	Speicherung von Biogas	31
4.4.2.1	Speicherung im Gasraum des Biogasreaktors	32
4.4.2.2	Foliengasspeicher	33
4.4.2.3	Membrangasbehälter	34
4.4.2.4	Druckspeicher	35
4.4.2.5	Kryospeicher	35
4.4.2.6	Absorptionsspeicher	35
4.4.3	Reinigung von Biogas	36
4.4.3.1	Schaumfalle	36
4.4.3.2	Filter	37
4.4.3.3	Kondensatabscheidung, Gastrocknung	37
4.4.3.4	Eliminierung des Schwefelwasserstoffes	37
4.4.3.5	Eliminierung von Kohlenstoffdioxid	39
4.4.4	Einbau einer Gasfackel	40
4.5	Verwertung des Biogases mittels Kraft-Wärme-Kopplung	40
4.5.1	Grundlagen	40
4.5.1.1	Verteilung von Strom und Wärme, Wirkungsgrade	41
4.5.1.2	Auskopplung der Wärme	41
4.5.1.3	Praxiswerte	41
4.5.1.4	Nutzung der Niedertemperaturwärme	42
4.5.2	Bauformen von Blockheizkraftwerken	44
4.5.3	Gas-Otto-Motoren und Zündstrahlmotoren	44
4.5.4	Schmierölversorgung	49
4.5.5	Auskopplung der Wärme aus Verbrennungsmotoren	49
4.5.6	Abgasverhalten der Motoren	50
4.5.6.1	Geforderte Abgaswerte nach der TA-Luft	50
4.5.6.2	Abgasreinigung durch Katalysatoren	50
4.5.7	Vergleich eines Gas-Otto-Motors mit einem Zündstrahlaggregat an Hand von Messungen	51
4.5.7.1	Schadstoffemission	52
4.5.7.2	Wirkungsgrad und Zuverlässigkeit	56
4.5.7.3	Zusammenfassung und Ausblick	57

4.5.8	Wirkungsgrade, Generatoren und Netzanbindung	58
4.5.9	Notkühlsystem, Fackel	60
4.5.10	Überwachung der BHKW-Module	60
4.6	Sonstige Verwertungsmöglichkeiten von Biogas	61
4.6.1	Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz	61
4.6.2	Treibstoff für Fahrzeuge	67
4.6.3	Brennstoffzellen	70
4.6.4	Sonstige Verwertungsmöglichkeiten	72
4.6.4.1	Gasturbine	72
4.6.4.2	Stirling-Motor	72
4.6.4.3	Nutzung für Heizzwecke	72
4.6.4.4	Stoffliche Nutzung von Methan	73
4.7	Technik der Kältebereitstellung aus Abwärme	73
4.8	Sicherheit von Biogasanlagen	74
4.8.1	Zündfähige Gemische	74
4.8.2	Giftigkeit	75
4.8.3	Einhalten von Sicherheitsabständen	75
4.8.4	Konstruktive Maßnahmen	76
4.8.5	Anweisungen an das Betriebspersonal	76
4.8.6	Sicherheitsregelwerke für Biogasanlagen	76

4 Anlagentechnik für die Biogaserzeugung

4.1 Bestandteile einer landwirtschaftlichen Biogasanlage



Quelle: Schwarting-Umwelt GmbH

Die Bestandteile einer Biogasanlage lassen sich in vier Gruppen zusammenfassen:

1. Übernahme von Gülle aus dem Stall und Annahme von anderen Substraten, Zwischenlagern, Aufbereiten und Mischen
2. Biogasreaktor mit Einrichtungen zum Dosieren des Substrats, zum Erwärmen und Mischen des Reaktorinhalts, Entnahme des ausgefaulten Substrats und Nebeneinrichtungen zum Entnehmen von Sinkstoffen oder zur Schaumkontrolle
3. Zwischenlager für das ausgefaulte Substrat, gegebenenfalls mit Einrichtungen zum Abtrennen von Feststoffen oder Düngestoffen
4. Gasverwertung mit Gasmessung, Gasspeicher und Gasverwertung bis zum Abgaskamin

Diese Baugruppen sind nicht vollständig unabhängig voneinander. Insbesondere zwischen dem Biogasreaktor und der Gasverwertung besteht eine sehr enge Beziehung über die Wärme, die für die Aufheizung des Substrats auf die Reaktortemperatur benötigt wird.

4.2 Annahme- und Aufbereitungstechnik

Das Erfordernis für eine geeignete Annahme- und Aufbereitungstechnik des Gärsubstrats (hier bezogen auf Nassvergärungsverfahren) vor dessen Einbringung in den Biogasfermenter resultiert aus folgenden verfahrenstechnisch begründeten Ansprüchen:

- Pump- und Umwälzfähigkeit des Gärsubstrats,
- Homogenität des Gärsubstrats,
- Verringerung gegebenenfalls vorhandener mineralischer Anteile im Gärsubstrat und bei Zudosierung von bioabbaubaren Zuschlagstoffen (den sogenannten Kofermenten – vgl. Kapitel 3.2.2) zusätzlich:

- die Vergleichmäßigung der Zugabe von Kofermenten, um Schwallgaben zu vermeiden, die zu einer Störung der Biologie im Fermenter führen könnten,
- die Zerkleinerung von Feststoffen bzw. -anteilen auf geringe Korngrößen, zur Gewährleistung eines verstopfungsfreien Betriebs der Pump- und Umwälztechnik sowie einer hohen mikrobiologischen Abbaurate der vergärbaren Kohlenwasserstoffe,
- die Gewährleistung der Störstofffreiheit des Gärsubstrats, zur Gewährleistung eines verstopfungsfreien Betriebs der Pump- und Umwälztechnik und zur Vermeidung bzw. Verringerung des Anfalls von Sink- und Schwimmschichten im Biogasfermenter,
- die Gewährleistung der Schadstofffreiheit des Gärsubstrats zur Sicherung der pflanzenbaulich erwünschten und erlaubten Eigenschaften der Biogasgülle.

Um einen störungsfreien Betrieb von Biogasanlagen zu gewährleisten, ist bei der Projektierung darauf zu achten, dass eine funktionierende Aufbereitung der in den Biogasfermenter eingebrachten Substrate vorgenommen wird, was durch die richtige Auswahl und Auslegung der Annahme- und Aufbereitungstechnik erreicht werden kann. Soweit im Vorfeld möglich, sollte auf die zu erwartende Zusammensetzung der Inputmaterialien ausreichend Rücksicht genommen werden. Eine Aufbereitung und Förderung des Gärgutes kann durchaus mit beachtlichen Problemen verbunden sein, wenn ein für den Prozess ungünstiges Bewirtschaftungs- und Entmistungssystem im Landwirtschaftsbetrieb vorliegt.

Die Vorgrube in kleinen und mittleren landwirtschaftlichen Biogasanlagen

Die Vorgrube dient primär zur Speicherung der anfallenden Gärsubstrate und wird üblicherweise für eine Speicherdauer von 1 bis maximal 3 Tagen ausgelegt, um eine kontinuierliche Beschickung des Fermenters garantieren zu können. Die Gülle wird dabei üblicherweise im freien Gefälle geführt oder bei ungünstigen Geländebedingungen aus der Stallanlage in die Vorgrube gepumpt. Die Vorgrube wird zumeist in Betonbauweise errichtet. Sehr gut eignen sich bereits im Landwirtschaftsbetrieb vorhandene, im Boden versenkte Gruben, die das zu starke Auskühlen des Substrates auch und besonders im Winter verhindern. Eine zu große Temperaturdifferenz zwischen Vorgrube und Gärbehälter kann nämlich bei der Beschickung zu Instabilitäten des Prozesses führen. Vorgruben sollten also nach Möglichkeit gut isoliert und uneingeschränkt substratdicht sein. Gasdichtheit ist nicht unbedingt erforderlich. Im Gegenteil begünstigt ein geringer Lufteintritt die Einleitung der ersten – d. h. der sauren – Phase des Abbauprozesses. Zur Verringerung von Geruchsemissionen erweist es sich häufig als sinnvoll, eine abgedeckte Ausführung der Vorgrube einzusetzen; allerdings behindert dies ggf. eine regelmäßige Entnahme von Sinkstoffen aus der Vorgrube. Für eine periodische Entnahme von Sand, Steinen und Metallteilen usw. ist es vorteilhaft, eine gut entleerbare Vertiefung in der Vorgrube einzuplanen. Beim Einsatz von volumetrisch fördernden Pumpen sowie bei Zugabe von Stroh und anderen Feststoffen kann die Installation eines Mixers für die Partikelverkleinerung und Homogenisierung notwendig sein, der folgende Aufgaben erfüllt:

- Zerkleinerung der Lang- und Mittellangstrohs sowie der Futterreste,
- Durchmischung des Gärgutes zur Verbesserung der Fließeigenschaften.

Das sorgfältige Zerkleinern, Aufschwemmen, Eindicken bzw. Homogenisieren des Substrates in einer Vorgrube trägt wesentlich zu einer stabilen Fahrweise des Fermenters bei.

Die Aufbereitung von Kofermenten

Das Erfordernis zur Aufbereitung von Kofermenten ist technisch-technologisch so verschieden wie die stofflichen Eigenschaften der großen Palette bioverfügbarer Kofermente. Für diese Stoffe sollten ausreichend große Annahmebehälter zur Verfügung stehen.

Auch ist eine intensive Kontrolle und Sortierung der eingehenden Substrate unumgänglich. Störstoffe (z. B. Steine), die einen Anteil von 5 % und einen Durchmesser von etwa 5 mm überschreiten, müssen aussortiert werden. Die Zerkleinerungseinrichtung des Annahmebereiches sollte die Kofermente insgesamt auf eine Korngröße von unter 10 mm zerschnitzeln.

Bisher realisierte Kofermentationsanlagen unterscheiden sich hinsichtlich der Speicherung und Annahme der angelieferten Kofermente vorwiegend in Flach- und Tiefbunkerkonzepten. Vorteile eines Flachbunkers, wie die einfache Vereinzelnung und Aussortierung von prozessrelevanten Störstoffen mittels Radlader, werden durch sehr nasse Bestandteile (unter 20 % TS) im Abfall, wie z. B. Speisereste und etwaige industrielle Monochargen, schnell relativiert. Diese führen häufig zu hohen Mengen an Sickerwässern und somit wiederum zu Geruchsbelästigungen am Eingang des Anlieferungsbereiches. In den Anlagen, die mit platzsparenden Tiefbunkern ausgeführt sind, kann es aufgrund der Bauhöhe im unteren Bereich zu Verdichtungen sowie ebenfalls zu Sickerwasseranfall kommen.

Bei der Kofermentation von Speiseabfällen, Fettabscheiderfetten u. a. wird eine vorhergehende Hygienisierung durchgeführt (vgl. Kapitel 2.1.1).

Weiterhin ist eine hermetische Trennung von bereits pasteurisiertem Material von frisch angeliefertem Material unausweichlich (sog. „Schwarz-Weiß-Trennung“). Für die Hygienisierungseinheit ist eine Registriervorrichtung zwingend vorgesehen. Flüssige und u. U. stark riechende Kofermente, die in Tankwagen angeliefert werden, fordern eventuelle Anschlüsse an ein geschlossenes Schlauch- oder Rohrleitungssystem. Die Fahrzeuge werden je nach angeliefertem Substrat in kurzen Zyklen mit Hochdruckreinigern heiß gereinigt. Hier ist es möglich, im Bedarfsfall dem Hochdruckreiniger Desinfektionsmittel zuzugeben. Anfallendes Abwasser kann im Annahmebereich abgeleitet und dem Annahmebehälter zugeführt werden. Der Einsatz von Desinfektionsmitteln ist allerdings mit negativen Auswirkungen für die Biologie im Reaktor behaftet. Die Abluft aus dem Annahmebereich und dem Mischbehälter bzw. der Vorgrube wird bei größeren Abfallverwertungsanlagen über ein Gebläse in Biofilter befördert und an die Atmosphäre abgegeben.

In einem Mischbehälter bzw. der Vorgrube werden damit die Gülle und die Kofermente zusammengeführt und mit mechanischen oder pneumatischen Rührwerken homogenisiert bzw. weiter zerkleinert. Eine bewährte Technik ist der Einsatz von Schneidrührwerken direkt in der Vorgrube oder von vorgeschalteten Mazeratoren. In der Praxis bewährt sich zugunsten einer hohen Standzeit der Aggregate immer eine zusätzliche Homogenisierungs- und Zerkleinerungsfunktionseinheit in der Beschickungsleitung zum Fermenter. Wenn die Stoffe anschließend einen kleinen Partikelquerschnitt besitzen, möglichst frei von Störstoffen sind und in aufschliessbarer (besser aufgeschlossener) Form vorliegen, kann die Zuführung der Substrate in den Biogasprozess unmittelbar und relativ kostengünstig über oben beschriebene Vorgruben erfolgen.

Hierbei kam es jedoch häufig zu Schwimmdeckenbildung. Sofort nach Ausschalten des Rührwerkes kam es zur sofortigen Entmischung. Dieses Verfahren ist also gekennzeichnet durch einen vergleichsweise hohen Energieverbrauch für Pumpen und Rührwerke.

Die Verwendung von kleineren Vorgruben, in der die Zuschlagstoffe mit Impfs substrat aus der Biogasanlage vermischt werden können, ermöglicht es unabhängig von der Mischflüssigkeit jederzeit große Mengen Feststoffe in den Gärprozess einzubringen.

Das Verfahren ist jedoch grundsätzlich schwierig zu automatisieren. Im Praxisbetrieb wird die Anlage daher nur 2 bis 3 mal täglich beschickt. Eine nicht zu vermeidende Geruchsemission ist ein weiterer Nachteil dieses Verfahrens.

Inzwischen beginnt sich die direkte Einbringung des Substrates in den Fermenter durchzusetzen. Hierbei wird die Biomasse über Einfülltrichter mittels Eintragsschnecke oder Einspülschacht durch eine, unter dem Füllspiegel des Fermenters liegende Öffnung dem Prozess zugeführt. Die Einfülltrichter dienen gleichzeitig als Pufferspeicher. Trotz minimiertem Bedienungsaufwand wird so eine optimale Beschickung gewährleistet.

Eine weitere Methode ist die Presskolbenbeschickung. Dieses Betriebsverfahren bringt die Feststoffe direkt und vorerhitzt in den Gärprozess ein. Das Rührwerk ist hier so angeordnet, dass die notwendige Beimpfung und Durchmischung sofort nach Einfüllen erfolgt. Das System arbeitet mit einem Schubboden und gewährleistet einen gasdichten, geruchsfreien Abschluss. Bis zu 12 Beschickungsintervalle sind möglich und führen zu einer gleichmäßigen Gasproduktion.

Die aufwendige und kostensteigernde Annahme- und Aufbereitungstechnik in großen Biogasanlagen, die mit großen Mengen und ständig wechselnden Kofermenten, insbesondere mit kommunalem und/oder gewerblichem Bioabfall beschickt werden, ist hier nicht Betrachtungsgegenstand, da dies den gewählten engeren Betrachtungshorizont landwirtschaftlicher Biogasanlagen übersteigt.

4.3 Reaktortechnik für Biogasanlagen

Das Kernstück der Biogasanlage ist der Biogasreaktor, in dem die mikrobiologischen Prozesse ablaufen. Für den Biogasreaktor gibt es verschiedene Bezeichnungen. So wird auch vom Faulbehälter, Fermenter oder Gärtank gesprochen.

Die Größe des Reaktors wird durch die Menge der zu behandelnden Materialien und der Verweilzeit bestimmt. Der Reaktor ist meist etwa 20 bis 30 mal so groß als das Gesamtvolumen der täglich anfallenden Materialien. Das gesamte Reaktorvolumen kann auf mehrere kleinere Reaktoren aufgeteilt werden, die parallel betrieben oder hintereinander geschaltet werden können.

Die Aufteilung auf mehrere Reaktoren kann aus pragmatischen Gründen erfolgen, etwa weil geeignete Behälter bereits vorhanden sind oder in einer bestimmten Größe preiswert beschafft werden können. Die Verwendung mehrerer Reaktoren kann aber auch verfahrenstechnisch begründet werden, da von einer mehrstufigen Betriebsweise ein höherer Abbaugrad und damit eine höhere Gasproduktion erwartet wird.

Größere Behälter (über 200 m³) müssen vor Ort hergestellt werden. Dabei kann auf die gängigen Bauweisen für die Errichtung von Lagerbehältern für Flüssigkeiten zurückgegriffen werden. Bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen, die mit Gülle arbeiten sollen, war es naheliegend, die bewährten Konstruktionen für Güllelager zur Grundlage zu nehmen. Von dieser Praxis wird mittlerweile dringend abgeraten, da bei anaeroben Prozessen (Vergärung) physikalische Effekte, biochemische Vorgänge und Zwischenprodukte in den Vordergrund treten, die bei der normalen Güllelagerung ohne Einfluss sind. Die Missachtung dieses wesentlichen Unterschiedes ist die Ursache für einen Großteil der funktionalen Mängel von so genannten Bastelanlagen.

4.3.1 Anforderungen an Reaktoren

Ein Behälter, der als Biogasreaktor verwendet werden soll, muss verschiedenen Anforderungen entsprechen. Diese Anforderungen müssen unabhängig davon, ob ein bestehender Behälter umgebaut oder ein völlig neuer Reaktor aufgestellt wird, erfüllt werden.

Diese Anforderungen sind:

- Der Biogasreaktor muss gas- und flüssigkeitsdicht sein und darf im Laufe der Zeit nicht undicht werden.
- Der Biogasbehälter muss lichtundurchlässig sein.
- Der Biogasreaktor muss auch bei erhöhter Betriebstemperatur funktionstüchtig bleiben und sollte nur geringe Wärmeverluste aufweisen.
- Der Inhalt des Biogasreaktors muss gepumpt, gerührt oder umgewälzt werden können.

Diese Anforderungen können auf verschiedene Weise erfüllt werden. Eine Standardlösung oder eine allen anderen Varianten überlegene Konstruktion gibt es derzeit nicht. In jedem Einzelfall muss unter Berücksichtigung der Bedingungen am Standort die günstigste Lösung ermittelt werden.

4.3.1.1 Dichtheit und Korrosionsbeständigkeit

Die aktive Gärflüssigkeit, die mit den Innenwänden des Biogasreaktors in Berührung kommt, kann hinsichtlich ihrer korrosiven Eigenschaften mit Gülle nicht gleichgestellt werden. Gärsubstrat ist wegen der auftretenden Zwischenprodukte des anaeroben Abbauprozesses, wegen der aktiven anaeroben Bakterien und der jahreszeitlich wechselnden Temperaturspannungen (innen/außen) wesentlich aggressiver.

Der pH-Wert kann im Bereich zwischen 5 und 8 liegen, sollte sich aber bei einer gut arbeitenden Biogasanlage auf ungefähr 7,5 einstellen. Es ist zu berücksichtigen, dass beim Biogasprozess organische Säuren und Ammoniak entstehen. Günstig ist, dass im Biogasreaktor ein sauerstoffarmes, reduzierendes Milieu herrscht, was dem Oxidieren (Durchrosten) von eisenhaltigen Bauteilen entgegenwirkt. Überaus stark beansprucht ist die Zone, die abwechselnd mit Flüssigkeit und Biogas in Berührung kommt.

Für Biogasreaktoren werden deshalb Materialien mit hoher Korrosionsbeständigkeit gewählt. Es werden Edelstahl, mit Emaille beschichtete Stahlplatten oder Stahlbeton verwendet, Werkstoffe die auch in der Landwirtschaft für Güllelager, Gärfuttersilos und in der chemischen Industrie für Reaktoren aller Art verwendet werden. Sie können bei sachgerechter Verarbeitung als ausreichend korrosionsbeständig für Biogasanlagen angesehen werden.

Neben der Korrosionsbeständigkeit der Innenfläche des Biogasreaktors, die mit dem Substrat in Berührung kommt, ist auch auf die Haltbarkeit der Außenfront zu achten, die bei größeren Biogasanlagen Wind und Wetter ausgesetzt ist. Im Gegensatz zu normalen landwirtschaftlichen Lagerbehältern werden Biogasanlagen zur Verminderung der Wärmeverluste mit einer Wärmeisolierung versehen, die mit einer witterungsbeständigen Außenhaut verkleidet wird.

Da die Behälter für größere Biogasanlagen am Standort aufgebaut werden müssen, ist auf die Dichtheit der Verbindungsstellen zu achten. Unabhängig vom Wandmaterial des Biogasreaktors wird häufig eine Bodenplatte aus Stahlbeton verwendet.

Behälter aus Edelstahl werden durch Schweißen aus vorgefertigten Platten oder Ringen auf der Baustelle zusammengesetzt. Bei einem System werden profilierte Bänder aus Edelstahl auf der Baustelle nur mechanisch durch die Herstellung eines Doppelfalzes verbunden, in den ein elastisches Dichtband eingelegt wird.

Behälter aus Stahlbeton werden entweder mit einer Schalung auf der Baustelle hergestellt oder sie werden aus vorgefertigten Segmenten zusammengefügt.

Bei Behältern aus emaillierten Stahlsegmenten müssen die Fugen und die zur Arretierung der Segmente verwendeten Schrauben mit einer Dichtmasse geschützt werden.

Der Biogasreaktor muss nach oben gasdicht verschlossen werden. Das stellt bei speziell als Biogasreaktoren konstruierten Behältern weniger ein Problem dar, als bei der Umrüstung von vorhandenen Behältern oder von Güllelagern. Hier muss vor allem auf die Gasdichtheit des Übergangs vom Wand- in den Deckenbereich geachtet werden.

Im Biogasreaktor herrscht ein leichter Überdruck der heute meist auf etwa 20 bis 44 mm Wassersäule eingestellt wird. Die vollständige Erfassung des Biogases ist schon deswegen wichtig, weil man das Biogas als Energieträger nutzen und Verluste vermeiden will. Unkontrolliert ausströmendes Biogas stellt aber auch ein Sicherheitsrisiko dar, da es mit Luft explosive Gemische bilden kann. Es kommt hinzu, dass das Austreten von Methan in die Atmosphäre vermieden werden sollte, da es zum anthropogenen Treibhauseffekt beiträgt. Umgekehrt stellt das Eindringen von Luft kein gravierendes Problem dar, da in einem Biogasreaktor immer ein leichter Überdruck herrscht. Ein diffundierender Sauerstoff aus der Luft würde von den Mikroorganismen zur Umwandlung von Schwefeldioxid genutzt. Luft und Luftsauerstoff werden am ehesten in den Biogasreaktor gelangen, wenn die dafür vorgesehenen Öffnungen (Mannlöcher) geöffnet werden, weil Wartungsarbeiten vorgenommen oder Kontrollen durchgeführt werden.

4.3.1.2 Temperierung

Als eine der entscheidenden Vorbedingungen für den befriedigenden Betrieb einer Biogasanlage gilt, dass für eine gleichmäßige Temperatur im Reaktor Sorge zu tragen ist. Dabei ist es weniger wichtig, dass ein bestimmter, vorgegebener Wert der Temperatur auf das Zehntelgrad genau eingehalten wird. Vielmehr kommt es darauf an, dass die Temperaturschwankungen gering gehalten werden. Das betrifft sowohl zeitliche Schwankungen der Temperatur als auch unterschiedliche Temperaturen in verschiedenen Bereichen des Reaktors.

Das Erwärmen von Gülle ist wegen der darin enthaltenen Stoffe keine einfache Angelegenheit. Verkrustungen können den Wärmeübergang so stark behindern, dass es zu schwerwiegenden Störungen des Betriebes kommen kann. Die Auswahl eines geeigneten Systems zur Wärmeübertragung ist deshalb von zentraler Bedeutung bei der Konzeption einer Biogasanlage. Das Funktionieren dieses Systems kann sehr einfach überprüft werden, wenn eine ausreichende Zahl von Thermometern an den richtigen Stellen angebracht und ihre Anzeige vom Betriebspersonal richtig interpretiert wird.

Die Erwärmung kann indirekt über Wärmetauscher erfolgen. Hierbei ist zu beachten, dass Rohrbündelwärmetauscher und solche Wärmetauscher die für andere Medien (Milch, Klärschlamm) eingesetzt werden, für die Erwärmung von Gülle, üblichen Substraten und ähnlichen hochviskosen Suspensionen ungeeignet sind. Es gibt auch die Möglichkeit, die Flüssigkeit in einem direkten Verfahren zu erwärmen. Dazu kann unter Umständen auch die Wärmeentwicklung bei aeroben biologischen Abbauvorgängen genutzt werden.

Wenn Wärmetauscher eingesetzt werden, können die Flächen, an denen Wärmeübertragungen an die Gülle stattfinden, in den Biogasreaktor eingebaut oder es können verschiedene Bauarten von externen Wärmetauschern verwendet werden. Das wärmere Medium, dessen Wärme an den Reaktorinhalt abgegeben werden soll, ist in der Regel Wasser, das in einem Heizkessel erwärmt wurde oder als Kühlmittel eines Blockheizkraftwerks zur Verfügung steht. Die Temperatur sollte nicht zu hoch sein, da sonst die Gefahr von Verkrustungen erhöht wird.

Integrierte Heizsysteme

Ein Teil der Wände oder des Bodens des Biogasreaktors wird als Fläche zur Wärmeübertragung verwendet. Bei größeren Biogasanlagen wird das Verhältnis von Volumen zur nutzbaren Oberfläche immer ungünstiger. Es kommt hinzu, dass die Wärmetauscherflächen im Inneren des Reaktors nicht mehr zugänglich sind und schlecht gereinigt werden können. Durch eine leistungsfähige Mischeinrichtung muss sichergestellt werden, dass das Substrat in ausreichender Geschwindigkeit über die Wärmetauscherfläche strömt.

Deshalb werden interne Wärmetauscher gerne mit Mischsystemen, insbesondere mit dem Leitrohrsystem kombiniert.

Externe Wärmetauscher

Externe Wärmetauscher haben den Vorteil, dass sie leicht zugänglich sind und die Flächen, an denen der Wärmetausch stattfindet, gereinigt werden können. Es können Rohrbündel- und Spiralwärmetauscher eingesetzt werden, die sich im Preis und in der Handhabung unterscheiden.

Biologische Erwärmung

Beim aeroben Abbau organischer Stoffe wird Wärme freigesetzt. Das kann zum Erhöhen der Temperatur von Gülle benutzt werden. Dazu wird mit einem Injektor mit Luft die Gülle eingetragen. In der Biogasanlage Nordhausen wurden beispielsweise täglich 750 m³ Gülle in einem sogenannten Tauchstrahlfermenter, der 400 m³ groß ist, auf die Betriebstemperatur von 33 °C aufgeheizt.

Wärmeverluste, Wärmerückgewinnung

Die Gülle, die den Biogasreaktor verlässt, hat dessen Betriebstemperatur. Daraus ergeben sich Wärmeverluste, die im mesophilen Temperaturbereich etwa zwischen 20 bis 30 % und im thermophilen Bereich zwischen 25 und 40 % liegen. Durch den Einsatz von Wärmetauschern zur Rückgewinnung der Abwärme können die Verluste auch bei thermophilem Betrieb auf 15 % verringert werden. Wegen der geringen Temperaturdifferenz sind größere Austauschflächen erforderlich als bei Verwendung von Heizwasser.

Eigenbedarf an Wärme

Die Angaben über den Eigenbedarf der Biogasanlagen sind sehr unterschiedlich, da Betriebsweise und Konstruktion, vor allem die Wärmeisolierung des Reaktors, eine große Rolle spielen. In der Frühphase der Biogastechnik kam es durchaus vor, dass das gesamte Biogas nur für die Erwärmung des Reaktors verheizt werden musste. Nachdem die Kraft-Wärme-Kopplung eingeführt wurde, stand Abwärme aus dem Blockheizkraftwerk in ausreichender Menge zur Verfügung.

In dem Maße, wie sich Möglichkeiten für die Verwertung dieser Abwärme ergeben, werden Überlegungen zur Senkung des Eigenbedarfs an Bedeutung gewinnen. Ansatzpunkte sind die Wärmeverluste über die Oberfläche, die durch eine bessere Wärmeisolation vermindert werden können, und der Wärmeverlust über das ausgetragene Substrat.

4.3.1.3 Hydraulische Substratumwälzung

Mit dem Betrieb einer Biogasanlage ist immer eine Bewegung des Substrats verbunden, das im Falle von Gülle aus dem Stall oder einer Vorgrube in den Biogasreaktor gefördert und von dort wieder in einen Lagertank überführt werden muss. Gleichzeitig muss das Substrat auch während seines zwei bis dreiwöchigen Aufenthalts im Biogasreaktor in ständiger Bewegung gehalten werden. Zum Mischen und Rühren im Reaktor können Rührwerke verschiedener Bauart, aber auch die selben Pumpen oder Fördereinrichtungen verwendet werden, die auch zum Transportieren des Substrats zwischen den verschiedenen Behältern Anwendung finden. Mischeinrichtungen und Pumpen bei Biogasanlagen sind daher vom Aufbau und von der Funktion ebenso eng miteinander verbunden, wie man es von der Gülletechnik her kennt. Darüber hinaus wird oft auch eine Zerkleinerung, vor allem faseriger Stoffe gewünscht, was gern mit Pumpen und Rührwerken kombiniert wird. Das geschieht entweder, weil diese gegen Fremdstoffe empfindlich sind und diese vorher auf eine unschädliche Größe zerkleinert werden müssen, oder weil die bei Kreiselpumpen anzutreffende hohe Geschwindigkeit die Zerkleinerung wirksam unterstützt.

Pumpen

Grundsätzlich werden bei Biogasanlagen die selben Typen von Pumpen eingesetzt, die auch in der Gülletechnik Verwendung finden. Ein wesentlicher Unterschied besteht allerdings darin, dass die Pumpen praktisch ausschließlich von fest mit ihnen verbundenen Elektromotoren angetrieben werden. Der Antrieb über die Zapfwelle des Traktors oder die Hydraulik kann zwar die Einsparung eines leistungsstarken Elektromotors und seiner Anschlüsse ersetzen, führt aber unweigerlich zu betrieblichen Koordinationsproblemen, die letztlich teurer kommen.

Ungeachtet der festen Montage einer Pumpe und ihres Antriebs sollte darauf geachtet werden, dass die Pumpe gut zugänglich eingebaut und leicht zu öffnen ist. Trotz vielfältiger Vorsichtsmaßnahmen und umsichtiger Planung kann es zu Verstopfungen kommen, die schnell beseitigt werden müssen. Zu bedenken ist auch, dass die beweglichen Teile der Pumpen grundsätzlich als Verschleißteile einzustufen sind und von Zeit zu Zeit ersetzt werden müssen. Um die regelmäßige Kontrolle und Wartung zu ermöglichen, müssen die Pumpen so eingebaut werden, dass sie zugänglich sind, ohne dass die Biogasanlage außer Betrieb gesetzt werden muss.

Unter Beachtung ihrer spezifischen Eigenschaften können grundsätzlich Kreiselpumpen und Verdrängerpumpen für Flüssigkeiten in der Biogastechnik ihren Platz finden (Tabelle 4.1).

Tabelle 4.1 Vergleich der Pumpenbauarten

Typ	Kreiselpumpen	Verdrängerpumpen
Bauweisen	Tauchkreiselpumpe Kreiseltauchpumpe	Exzentrerschneckenpumpe Drehkolbenpumpe
Eigenschaften	hohe Förderleistung, geringer Druck, nicht grundsätzlich selbstansaugend	dosierbar, selbstansaugend, konstanter Druck, auch für dickflüssige Materialien

Kreiselpumpen werden vorzugsweise an den Stellen eingesetzt, wo es darum geht, eine größere Menge eines eher dünnflüssigen Materials zu fördern oder zu bewegen. Hingegen können Verdrängerpumpen ihre Vorteile ausspielen, wenn dickflüssige Materialien zu bewegen sind, wie man sie typischerweise vor der Verarbeitung in der Biogasanlage vorfindet. Insbesondere bei der Verwendung von Kofermenten, die oft schlammig oder pastös angeliefert werden, sind Verdrängerpumpen unverzichtbar. Sie haben insbesondere den Vorteil, dass die geförderte Menge über die Zahl der Umdrehungen ermittelt werden kann. Das ermöglicht eine sehr genaue Dosierung und zahlt sich durch einen stabileren Betrieb der Biogasanlage und eine bessere Steuerbarkeit der Biogasproduktion aus.

In vielen Fällen erweist es sich als sinnvoll, die Pumpe im Zulauf mit einem Mazerator zu kombinieren, der nicht nur die Pumpe vor grobstückigen und faserigen Bestandteilen schützt, sondern auch durch die Zerkleinerung abbaubarer organischer Stoffe die Entstehung von Biogas fördert. Das führt zu einem schnelleren, gleichmäßigeren und weitergehenden Abbau und somit zu einer Zunahme der Biogasmenge um einige Prozent. Insbesondere bei Gülle mit einem hohen Anteil Einstreu oder wenn pflanzliche Reste direkt in die Vorgrube geschüttet werden, trägt die Vorzerkleinerung dazu bei, Betriebsstörungen zu vermeiden.

In der Regel ist das Substrat im Biogasreaktor und danach so dünnflüssig und homogen, dass Kreiselpumpen wenig Probleme damit haben dürften. Das eröffnet die Möglichkeit, die Kreiselpumpen auch zum Durchmischen des Biogasreaktors selbst zu verwenden.

Es können im Wesentlichen die von Güllebecken bekannten Varianten benutzt werden. Tauchkreiselpumpen können so installiert werden, dass dieselbe Pumpe wahlweise zum Mischen oder zum Abpumpen dient. Bei Biogasanlagen erscheint es vorteilhaft, dass die gesamte Abwärme direkt zur Erwärmung des Biogasreaktors genutzt wird.

Im Mischbetrieb wird die gesamte zugeführte elektrische Leistung in Wärme umgesetzt, was aber im Normalfall nur wenige Prozent der benötigten Heizleistung abdecken wird. Nachteilig ist, dass Biogasanlagen über eine gasdichte Abdeckung verfügen müssen, die für das Hantieren mit den Tauchpumpen vorbereitet sein muss. Wird beispielsweise die Abdeckung in Form einer flexiblen Folie realisiert, die auch als Gasspeicher dient, scheiden Tauchpumpen aus.

Außerhalb des Biogasreaktors aufgestellte Kreiselpumpen, die Flüssigkeit abziehen und an einer anderen Stelle wieder in diesen zurückdrücken, können mit fast allen Bauformen des Biogasreaktors kombiniert werden. Durch geschickte Wahl der Stelle, an der die Flüssigkeit wieder mit hoher Geschwindigkeit in den Biogasreaktor eintritt, kann eine Umwälzung des gesamten Reaktorinhalts induziert werden. Besonders vorteilhaft ist es, dass durch die Umschaltung zwischen verschiedenen Einlassstellen, die zusätzlich mit Düsen und beweglichen Rohren ausgestattet werden können, die Schwimmdecke zerstört werden kann.

Der Flüssigkeitsstrom kann weiterhin vor dem Wiedereintritt in den Biogasreaktor mit Hilfe eines Wärmetauschers aufgeheizt werden.

Der Inhalt des Reaktors sollte gründlich, aber zugleich schonend durchmischt werden. Das Mischen ist aus verschiedenen Gründen notwendig. Es dient dazu, die Konzentrationsunterschiede an verschiedenen Stellen im Reaktor auszugleichen und bildet damit eine wichtige Voraussetzung für eine gleichmäßige Biogasproduktion.

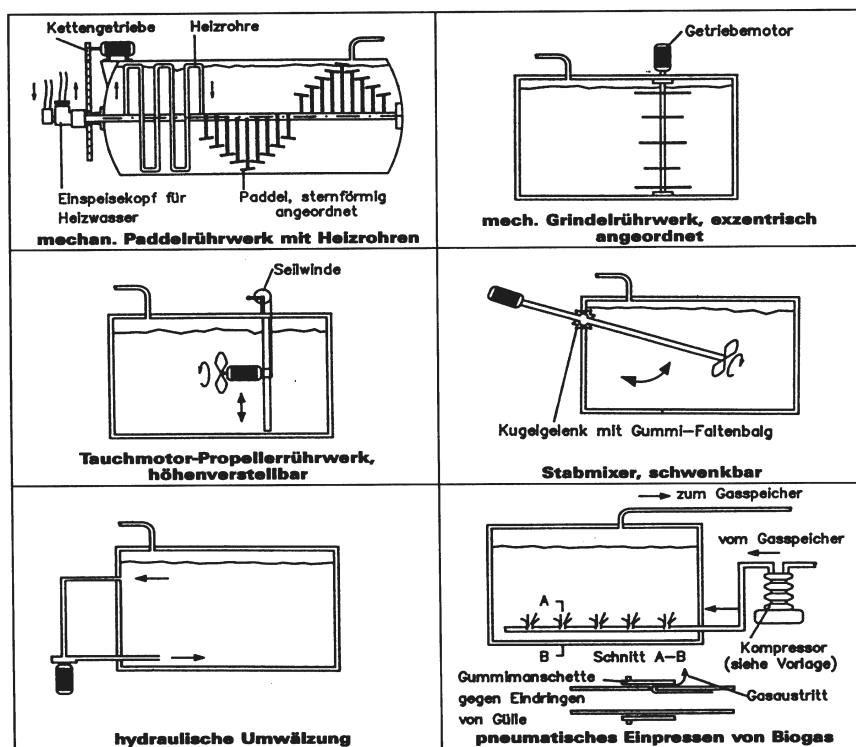
Durch das Mischen wird auch erreicht, dass die Temperaturunterschiede im Reaktor ausgeglichen werden, die vor allem durch die Wärmeverluste an den Außenwänden entstehen. Wenn die Flächen für die Übertragung der Wärme im Inneren des Reaktors angebracht sind, ist eine ständige Bewegung des Reaktorinhalts erforderlich, damit eine Wärmeübertragung an das Substrat stattfinden kann.

Ein übermäßiges Mischen ist nicht zweckdienlich, da es den Stromverbrauch in die Höhe treibt und die Energiebilanz verschlechtert. Es haben sich mehrere, grundsätzlich verschiedene **Strategien beim Mischen** herausgebildet:

- sehr langsam laufende Rührwerke, die mit Armen oder Paddeln den ganzen Biogasreaktor durchstreichen und im Dauerbetrieb einen sehr geringen Energieverbrauch aufweisen,
- mittelschnelle Rührer im Intervall- oder Dauerbetrieb mit mäßigem Energieverbrauch,
- schnelle, intensiv wirkende Rührsysteme mit hohem Energieverbrauch, die im Laufe des Tages mehrmals, aber nur kurz eingeschaltet werden.

Daneben gibt es Sonderformen, die zum Mischen den Druck des Biogases ausnutzen und keine externe Energiezufuhr benötigen. Es hat zahlreiche Vorschläge gegeben, das Heben und Senken einer über dem Biogasreaktor befindlichen Gasglocke zum Rühren auszunutzen. Das hat sich aber nicht durchgesetzt, da man in Mitteleuropa aus verschiedenen Gründen (Korrosion, Wärmeverluste, Gefahr des Einfrierens der Wasservorlage) von beweglichen Gasglocken über dem Biogasreaktor Abstand nehmen musste.

Abbildung 4.1 Überblick über verschiedene Rührsysteme



Quelle: Wellinger, Biogashandbuch

Paddel- und Haspelrührwerke

Paddel- und Haspelrührwerke unterschiedlicher Bauart werden ausschließlich in Verbindung mit einem Biogasreaktor eingesetzt, die nach dem Prinzip der Pfropfenströmung arbeiten und eine längliche Bauform aufweisen. Der Reaktorinhalt soll nicht kräftig durchmischt werden, sondern in Form eines Pfropfens längs durch den Reaktor wandern. Das Rührwerk soll lediglich quer zur Fließrichtung die Konzentrationsunterschiede ausgleichen und den Wärmeübergang verbessern.

Dazu werden zumeist Rührsysteme eingesetzt, die sich um eine Achse, die in Fließrichtung liegt, drehen. An der Achse sind Speichen angebracht, die fast bis zum Rand des Biogasreaktors reichen und beim Drehen der Achse ein Durchmischen der Flüssigkeit bewirken, was durch zusätzliche Paddel oder Leisten verstärkt werden kann. Wenn die Speichen beim Drehen über die Flüssigkeitsoberfläche hinausgreifen, kann damit auch die Schwimmdecke zerstört werden.

Dieser Typ Rührwerk wurde oft in Selbstbauanlagen verwendet, bei denen als Biogasreaktor ein alter Tank verwendet wurde. Das Rührwerk wurde teilweise massiv aus Holz hergestellt, das sich als hinreichend beständig erwiesen hat. Bei einer anderen Variante wird das Rührwerk so konstruiert, dass warmes Wasser durchfließen kann und es gleichzeitig die Funktion eines Wärmetauschers übernimmt.

Propeller- und vergleichbare Rührwerke

Das Konzept des vollständig durchmischten Biogasreaktors verlangt, dass an jeder Stelle im Biogasreaktor die gleichen Bedingungen hinsichtlich Temperatur und Konzentration der Ausgangsstoffe, Zwischen- und Endprodukte herrschen. Mit einem Propeller in der Art einer Schiffsschraube gelingt es, soviel Bewegung im Biogasreaktor zu erzeugen, dass die Unterschiede auf ein erträgliches Maß reduziert werden. Bei Form, Anzahl, Position und Antrieb dieser Rührwerke gibt es zahlreiche Varianten.

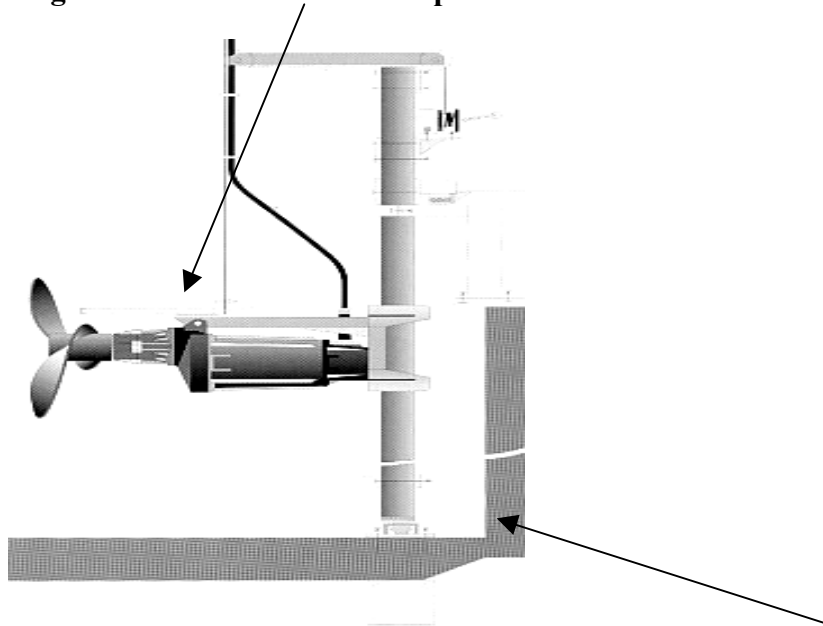
Als Antriebsaggregat kommt praktisch ausschließlich ein Elektromotor in Frage, der entweder außerhalb des Reaktors angebracht und über eine Welle, die mit einer entsprechenden Dichtung durch die Reaktorwand geführt werden muss, mit dem Rührorgan verbunden wird oder als **Tauchmotor** in kompakter Bauweise mit dem Rührorgan verbunden ist und sich mit diesem zusammen im Reaktor befindet.

Bei kleinen und mittleren Biogasanlagen werden oft **Tauchmotor-Propellerrührwerke** (Abb. 4.2) eingesetzt, die von verschiedenen Herstellern für den Einsatz in Güllebehältern angeboten werden. Es wurden zweckmäßige Haltevorrichtungen entwickelt, die den Ein- und Ausbau für Wartung und Reinigung erleichtern und eine genaue Positionierung und Ausrichtung ermöglichen. Wenn das Rührwerk in der Höhe verstellbar ist, kann es auch zur Zerstörung der Schwimmdecke angehoben werden. Tauchmotoren eignen sich aber wegen der Kühlung des Motors nur für mesophilen Betrieb. Bei thermophiler Betriebsweise sollten Antriebsmotoren außerhalb des Reaktors angebracht werden.

Beim Stabmixer sitzt der Motor an einem Ende einer längeren Achse, die am anderen Ende den Rührpropeller trägt. Eine flexible Durchführung in der Wand des Biogasreaktors ermöglicht es, die Achse in eine günstige Position zu schwenken. Auf der Achse können zusätzlich Schneidwerkzeuge angebracht werden, die Faserstoffe zerkleinern.

Die relativ schnell laufenden Propeller, die ohne Getriebe mit dem Elektromotor verbunden sind, müssen nicht ständig laufen, sondern werden mit einer Zeitsteuerung in Intervallen für wenige Minuten eingeschaltet. Tauchmotor-Rührwerke werden mit neuentwickelten, langsam laufenden großen Propellern angeboten, die aufgrund ihrer besonders entwickelten geometrischen Form unempfindlicher gegen Verschmutzung sind.

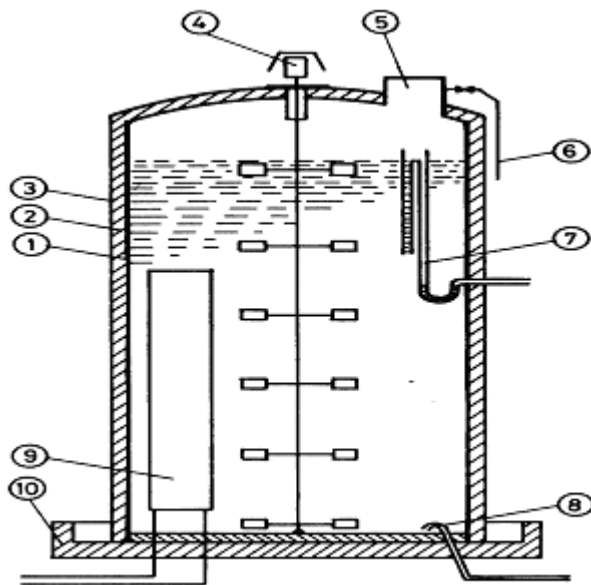
Abbildung 4.2 Tauchmotor-Propellerrührwerk



Quelle: LB Agrartechnik, Fermenterboden / Fermenterwandung

Bei größeren Biogasanlagen werden auch **axiale Rührwerke** (Abb. 4.3), die an einer senkrechten, der Mittelachse des Behälters folgenden Welle angebracht sind, verwendet. Die Geschwindigkeit des Elektromotors wird durch ein Getriebe auf wenige Umdrehungen pro Minute herabgesetzt. Sie sollen im Innern des Biogasreaktors eine ständige Strömung erzeugen, die innen nach unten gerichtet ist und an den Wänden nach oben geht. Damit kann die Schwimmdecke, die aber nicht zu stark werden darf, nach unten weggesaugt und laufend in den Reaktorinhalt eingemischt werden. Die dänischen Groß-Biogasanlagen wurden auf dieses System umgerüstet, nachdem sich Tauchmotor-Rührwerke dort nicht bewährt haben.

Abbildung 4.3 Biogasreaktor mit axialem Rührwerk



Quelle: Wellinger, Biogashandbuch

Verdrängung durch den Biogasdruck

Der Druck des sich im Reaktor ansammelnden Biogases wird zum Verdrängen des Reaktorinhalts genutzt, der durch eine enge Verbindungsleitung in eine Ausgleichskammer gedrückt wird. Nach Öffnen eines Ventils zum Ablassen des Biogases strömt die Flüssigkeit unter der Wirkung des hydrostatischen Drucks zurück und wird dabei mit dem zurückgebliebenen Teil des Reaktorinhaltes intensiv vermischt. Der Vorteil ist, dass keine Elektroenergie zum Antrieb der Rührer benötigt wird und keine beweglichen Teile vorhanden sind. Allerdings ist bei bestimmten Substraten damit zu rechnen, dass die engen Verbindungskanäle verstopfen.

Biogaseinpressung

Die Durchmischung durch Einpressen von Biogas wird vor allem bei stehenden zylindrischen Biogasreaktoren angewandt. In ein Leitrohr, das an beiden Enden offen ist, wird das Biogas etwa in der Mitte eingeleitet, wobei Gasblasen entstehen. Durch die Gasblasen vermindert sich die Dichte der Flüssigkeit und es bildet sich eine Strömung aus, die durch das Leitrohr nach oben geht, wobei am unteren Ende des Leitrohrs Flüssigkeit nachgesaugt wird.

Wenn das Leitrohr in der Achse des Biogasreaktors angebracht ist, bildet sich eine Schlaufenströmung aus, die an den Außenwänden des Biogasreaktors nach unten gerichtet ist. Die Geschwindigkeit der Strömung kann über die eingepresste Gasmenge beeinflusst werden. Der aufsteigende Biogas-Flüssigkeitsschwall wirkt an der Oberfläche der Flüssigkeit der Ausbildung oder Verfestigung einer Schwimmdecke entgegen.

Das eingepresste Biogas wird zusammen mit dem im Biogasreaktor entstehenden Biogas wieder aufgefangen und geht nicht verloren. Der Feststoffgehalt im Biogasreaktor sollte bei etwa 11 % liegen und es dürfen keine strukturbildenden Feststoffe länger als 50 mm enthalten sein. Da es u. U. zur Schaumbildung im Gasraum des Biogasreaktors kommen kann, sollte die Möglichkeit vorgesehen werden, ein Antischaummittel einzudosieren.

Das Leitrohrsystem kann auch für die Wärmeübertragung verwendet werden. Das Leitrohr kann doppelwandig ausgeführt und in den Heizwasserkreislauf integriert werden.

Ausführungsbeispiele:

- Ein von der Firma Linde-KCA Dresden angebotenes System für einen 1.400 m³ Biogasreaktor besteht aus einem 7 m langen, doppelwandigen Leitrohr aus Edelstahl mit ca. 1,6 m Durchmesser. Das Biogas wird in einem Gebläse mit einer maximalen Leistung von 400 m³/h auf etwa 700 mbar verdichtet. Die Antriebsleistung liegt bei 15 kW. Bei mesophilem Betrieb und gut isolierten Außenwänden des Biogasreaktors wird das Leitrohr mit ca. 20 m³/h Heizwasser auf einem Temperaturniveau von 65 bis 75 °C durchströmt.
- Das von DSD angebotene Plauerer Verfahren verwendet die Biogaseinpressung, die als "Biogaslift" in Verbindung mit einer Umwälzung des Biogasreaktorinhalts durch eine externe Pumpe bezeichnet wird.

4.3.2 Bauarten von Biogasreaktoren

Eine Zuordnung eines eindeutig definierten Reaktorsystems zu einem bestimmten Hersteller ist nur in wenigen Fällen möglich. Einige Firmen bieten nur ein ganz bestimmtes, oft mit einem Markennamen bezeichnetes Konzept an, jedoch kann es sich dabei sowohl um eine besondere Bauweise des Biogasreaktors, als auch um eine spezielle Anordnung der peripheren Einrichtungen unter Verwendung eines gängigen Biogasreaktors handeln.

Pauschale Aussagen über "bessere" oder "schlechtere" Reaktorsysteme sind nicht angebracht, da es sehr stark vom Umfeld abhängt, welcher Reaktor letztlich ausgewählt wird.

Aufgrund der Art und Weise, in der das Substrat den Biogasreaktor durchläuft, können grundsätzlich zwei Betriebsweisen für Biogasreaktoren unterschieden werden, die zum einen „vollständige Durchmischung“ und zum anderen als "Pfropfenströmung" bezeichnet werden.

Bei der **vollständigen Durchmischung** wird die jeweils eingespeiste Portion des Substrats gleichmäßig auf den gesamten Reaktorinhalt verteilt. Bei jeder Zugabe von frischem Substrat wird eine entsprechende Menge des Reaktorinhalts entnommen.

Bei der **Pfropfenströmung** wird eine bestimmte Portion des Substrats am einen Ende des Reaktors eingespeist und bewegt sich dann, ohne sich wesentlich mit den vorher oder nachher eingespeisten Portionen zu vermischen, an das andere Ende.

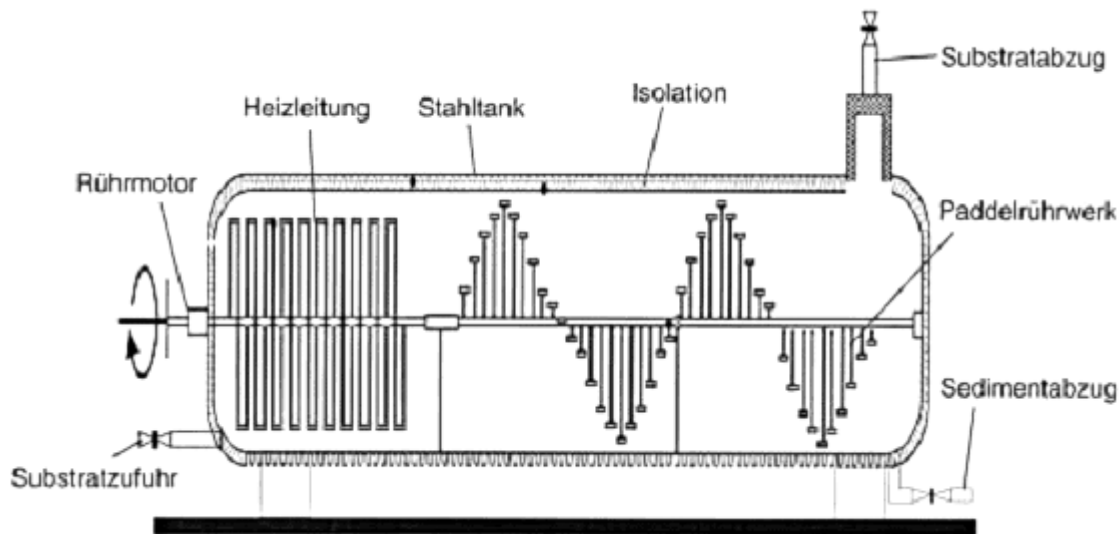
4.3.2.1 Biogasreaktor mit Pfropfenströmung (Tank-Durchflussanlagen)

Biogasreaktoren, die mit Pfropfenströmung arbeiten, werden oft in Form liegender Röhren oder Kanäle mit rechteckigem Querschnitt ausgeführt. Sie werden mit speziellen Rührwerken ausgestattet, die eine gelinde Durchmischung quer zur Bewegungsrichtung des Substratpfropfens, aber nicht in Längsrichtung bewirken sollen. Dies ist auch mit einem stehenden Reaktor und ohne Rührwerk möglich.

Fermenter, die nach dem Pfropfenstromprinzip arbeiten, sind meist als Normalstahltanks (nach DIN) ausgelegt. Sie stellen den Standardtyp für Selbstbaulösungen dar.

So wurden und werden z. B. gebrauchte Heizöl-Erdbehälter von 50 bis 100 m³ Inhalt genutzt. Aus technisch-wirtschaftlichen Gründen werden liegende Reaktoren meist jedoch nur bis zu einem Volumen von ca. 200 bis 300 m³ eingesetzt. Bis zu dieser Größenordnung überwiegen die Vorteile durch die kostengünstige, kompakte Bauweise.

Abbildung 4.4 Biogasreaktor mit Pfropfenströmung



Derartige Gärtanks sind wärmegeklämt und mit Gasentnahmedom, Gülle- bzw. Substratan-schlüssen sowie Sedimentabzug und Rührwerk ausgestattet. Die Anlagen werden freistehend mit wetterfester Umhüllung ausgeführt. Bei der eingesetzten Rührtechnik handelt es sich oft um langsam laufende geometrisch optimierte Haspel- oder Paddelrührwerke mit integrierten, von Wasser durchflossenen Heizschlangen. Teilweise werden im vorderen Drittel der Anlagen auch quer eingebaute Plattenwärmetauscher verwendet. Die Pfropfenströmung führt zu einer Gärstufentrennung innerhalb des Tanks. Eine Kurzschlussströmung zwischen In- und Outputmaterial ist nahezu ausgeschlossen.

Weiterhin werden Schwimmdecken, Sinkschichten bzw. Feststoffsedimentationen in den meisten Fällen erfolgreich vermieden. Als besonderer Vorteil der Pfropfenströmung gilt, dass die Verweilzeit des Substrats, das den Reaktor als Pfropfen von vorne bis hinten durchläuft, ziemlich genau bestimmt werden kann. Eine vollständige Durchmischung findet hierbei nicht statt. Das ist dann wichtig, wenn für die Hygienisierung eine bestimmte Verweilzeit garantiert werden muss. Dies ist bei Biogasreaktoren mit vollständiger Durchmischung grundsätzlich nicht möglich.

Insgesamt bewirkt hier die „pfropfenförmige“ Führung des Substratstromes eine sehr gute Faulraumauslastung und eine daraus resultierende gleichmäßigere Gasproduktion.

Untersuchungen an verschiedenen Reaktortypen haben neben der bereits erwähnten höheren partiellen Reaktorkonzentration bei Pfropfenströmung auch höhere Denitrifikationsleistungen sowie gute Wirkungsgrade hinsichtlich der Phosphor-Eliminierung ergeben. Trotz einer möglichen Prozesstemperatur bis 55 °C (thermophiler Betrieb) sind die Wärmeverluste, bedingt durch die kompakte Bauweise der Tankanlagen, relativ gering. Die Verweilzeit verkürzt sich verglichen mit kalter oder mesophiler Vergärung auf bis zu 30 Tage.

4.3.2.2 Biogasreaktor mit vollständiger Durchmischung (Speicher-Durchfluss-Verfahren)

Die meisten Fermenter von Biogasanlagen arbeiten nach dem Konzept der vollständigen Durchmischung. Hier werden die Behälter meist in Form eines stehenden Zylinders ausgeführt. Dieser Verfahrens- bzw. Anlagentyp wird mit zunehmenden Reaktorvolumina (über 300 m³) bevorzugt. Die Beschickung wurde in diesem Zuge weitestgehend automatisiert.

Als Materialien werden Stahlbeton, emaillierte Stahlplatten und Edelstahl eingesetzt. Die Behälter werden in der Regel oberirdisch errichtet. Es besteht jedoch auch die Möglichkeit, im landwirtschaftlichen Betrieb vorhandene Standard-Güllegruben aus Ortbeton zu nutzen.

Solche Gruben müssen mit Heizung und Wärmedämmung, gasdichten Anschlüssen und Abdichtungen, gasdichtem Rührwerk sowie Einstiegs-, Kontroll- und Wartungsschächten ausgerüstet werden.

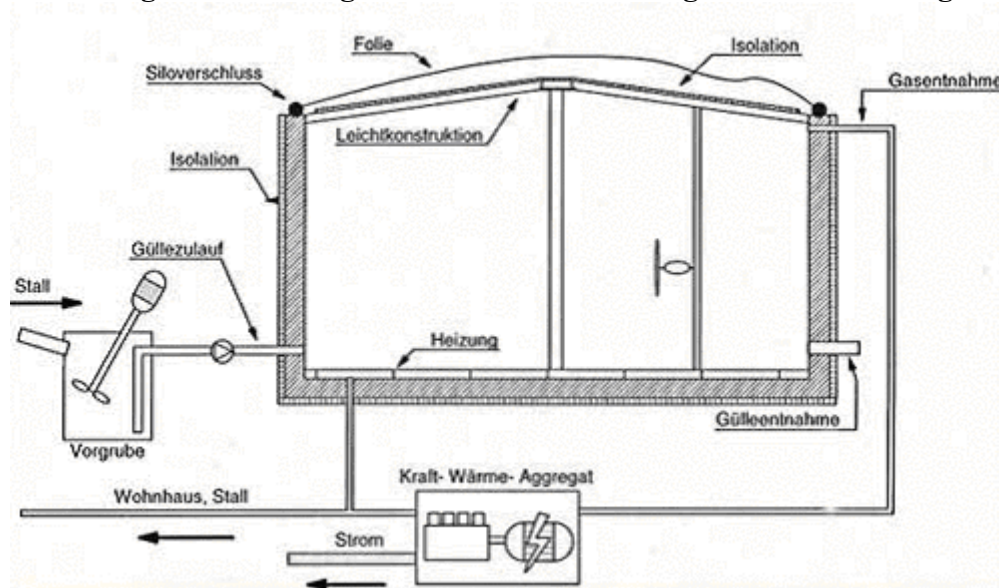
Beim Speicher-Durchfluss-Verfahren kann der Fermenter sowohl im Speicher- als auch im Durchflussverfahren betrieben werden. Beim Anfahren oder nach der Gülleentnahme bis zu einer Restmenge arbeitet der Gärbehälter bis zur erneuten Füllung im Speicher-Betrieb. Ist der Fermenter voll, wird aus der Speicher- eine Durchflussanlage mit hoher Verweilzeit.

Das überlaufende Substrat gelangt in einen Endlager- bzw. Nachgärbehälter. Dieser kann gasdicht (z. B. Folienabdeckung) ausgeführt sein, um die Produktion von Biogas zusätzlich zu erhöhen und klimaschädliche Emissionen zu vermeiden. Die vorzuhaltende Lagerkapazität für das ausgefaulte Substrat beträgt mindestens 6 Monate bzw. 180 Tage.

Dach- und Bodenbereich des Fermenters sind meist kegelförmig und mehr oder weniger abgeschrägt. Durch die Neigung des Bodenkegels soll erreicht werden, dass sich abgesunkene Schwerstoffe bei einer zentralen Entnahmeöffnung sammeln. Die Neigung des Dachbereichs ist oft nur konstruktiv bedingt. Das Behälterdach kann jedoch auch aus UV-beständigem Kunststoff oder Folie hergestellt sein, wenn eine variable Gasspeicherung im Reaktor erfolgen soll. Bei größeren Anlagen wird eher eine flache Abdeckung angestrebt, um die Bauhöhe in Grenzen zu halten.

Das Verhältnis zwischen Höhe und Durchmesser kann in weiten Grenzen frei gewählt werden. Es richtet sich nach den örtlichen Verhältnissen oder den Standards des jeweiligen Herstellers. Der Einsatz von Folienabdeckungen erfordert Stützvorrichtungen bei Fermentern ab einem bestimmten Durchmesser. Dies wiederum kann zu Schwierigkeiten beim Einbau der Rührtechnik führen.

Abbildung 4.5 Biogasreaktor mit vollständiger Durchmischung



Vollständig durchmischte Biogasreaktoren erfordern leistungsfähige Systeme zum Umwälzen des Reaktorinhalts, was sich in einem höheren Verbrauch an Elektroenergie niederschlägt. Eine gute Durchmischung ist jedoch die Voraussetzung für eine hohe Gasproduktion und einen stabilen Betrieb der Anlage bzw. des Prozesses. Zum großen Teil werden zentral oder seitlich angeordnete mechanische Rührwerke eingesetzt. Sehr effektiv bei schwierigeren Substraten ist das Tauchpropeller-Rührwerk mit gasdichter Seildurchführung am senkrechten Tragmast. Ebenfalls gut bewährt hat sich das Langachsenrührwerk mit gasdichter Wand- und Deckendurchführung. In Betrieben mit ausschließlicher Güllewirtschaft wird auch die pneumatische Umwälzung durch das Einpressen von Biogas eingesetzt.

Kombinierte Speicher-Durchfluss-Anlagen stellen zwar den derzeit höchsten Entwicklungsstand der Biogastechnik dar, in manchen Regionen (z. B. Sachsen) überwiegen jedoch die Durchflussanlagen deutlich. Hinsichtlich ihres Volumens gibt es nach oben fast keine Einschränkungen. Bis zu 40 % der produzierten Gasmenge kann im Nachgärbehälter entstehen. Da dieser meist weder beheizt, isoliert noch gerührt wird, kann in den meisten Fällen von einem relativ geringen Aufwand ausgegangen werden. Die Anlage lässt sich also je nach eventuellen saisonalen und / oder pflanzenbaulichen Erfordernissen variabel betreiben.

Das Abdecken von Behältern sehr großer Biogasanlagen kann jedoch sehr aufwendig sein. Hier liegt die Ursache in der speziellen Anfertigung, dem Material und den gesonderten Sicherungen bzw. Stützen für die jeweiligen Abdeckungen.

Probleme gibt es bei Speicher-Durchfluss-Anlagen nach wie vor mit möglichen Kurzschlussströmungen, resultierend aus der vollständigen Durchmischung des Reaktorinhaltes. Es besteht die Gefahr, dass Frischsubstrat den Fermenter sofort wieder über den Auslauf verlässt.

Tabelle 4.2 Gegenüberstellung von Reaktorbauarten

Rührkesselprinzip	Pfropfenstromprinzip
meist runder, einfacher Behälteraufbau	meist langgestreckter, liegender Behälter
vollständige Durchmischung	vertikale Durchmischung
geeignet für einfache Substrate (Gülle)	geeignet für schwierige Substrate (Festmist)
Anteile des Frischsubstrates können in den Auslauf gelangen (Kurzschlussströmung)	Kurzschlussströmung nahezu ausgeschlossen, daraus folgt sichere Hygienisierung
Prozesstemperatur (meist mesophil; d.h. 32 – 38°C)	Prozesstemperatur (meist thermophil; 42 – 55°C)

Quelle: Fachverband Biogas e. V.

4.3.2.3 Trockenfermentation

Reaktoren mit Pfropfenströmung und vollständig durchmischte Reaktoren arbeiten beide nach dem Verfahren der Flüssig- oder Nassvergärung, d. h. das Substrat (im Regelfall Gülle) wird mit oder ohne zugesetzte Kofermente im flüssigen, also pumpfähigen, Zustand vergoren.

Stapelbare Feststoffe wie z. B. Gras, Silage oder Festmist können hierbei nur in Form von Kofermenten genutzt werden. Im Folgenden wird deshalb ein Verfahren vorgestellt, welches auch eine Methanisierung von Biomassen in stapelbarem Zustand ermöglicht.

Angesichts der Bedeutung des Gülleeinsatzes in der Landwirtschaft ist die flüssige Vergärung überall etabliert. Deren Wirtschaftlichkeit ohne Kofermente muss jedoch, vor allem in kleineren und mittleren Anlagen, einer kritischen Prüfung unterzogen werden.

Sich wandelnde energie- und wirtschaftspolitische Rahmenbedingungen sollten dazu führen, die „trockene Vergärung“ in höherem Maße als bisher in die Überlegungen hinsichtlich der energetischen Nutzung von Biomasse mit einzubeziehen.

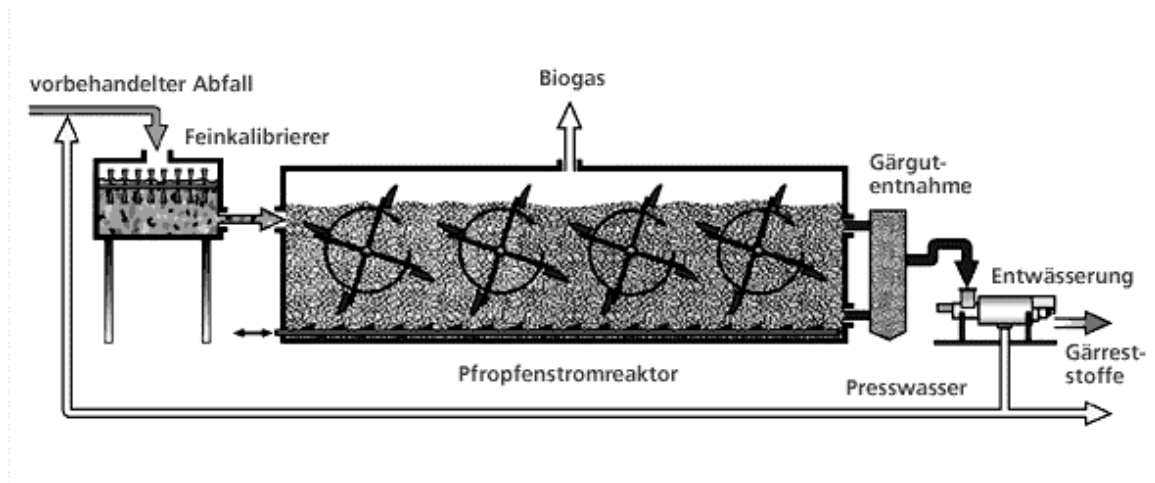
Auch vor dem Hintergrund einer umweltgerechten Entsorgung von Abfällen nach dem Kreislaufwirtschaftsgesetz gewinnt die Vergärung von Feststoffen, wie z. B. Rasenschnitt und Straßenbegleitgrün, immer größere Bedeutung.

Von Trockenfermentation spricht man daher dann, wenn die Trockensubstanz (TS) des zu vergärenden Substrates zwischen 25 und 45 %, teilweise bis 50 % beträgt.

Vorreiter bei Entwicklung und Einsatz von Trockenverfahren ist die Bioabfallwirtschaft. Einige Vergärungsverfahren erreichen hier mit Bioabfall als Leitsubstrat sehr stabile Betriebszustände und haben sich als praxistauglich erwiesen.

Die Verfahren sind ausschließlich einstufig. Sie laufen mit TS-Gehalten bereits ab 18 % bis hin zu 40 % im mesophilen sowie im thermophilen Bereich ab. Es kommen sowohl liegende (z. B. KOMPOGAS und Linde-BRV) als auch stehende Fermenter (Steinmüller-VALORGA u. O.W.S.-DRANCO) zum Einsatz. Sie werden meist am Reaktorkopf, gasdicht und (quasi-) kontinuierlich beschickt. Vereinzelt eingesetzte Rührwellen dienen lediglich zur Intensivierung der Entgasung des Substrates.

**Abbildung 4.6 Trockenvergärung - Linde KCA Dresden GmbH
Pfropfenstromfermenter mit Rechteckquerschnitt**



Den meisten landwirtschaftlich ausgerichteten Verfahren liegt der einstufige Batch-Ansatz zu Grunde, bei dem eine chargenweise Befüllung und Entleerung des Reaktors erfolgt (z. B. BEKON-Trockenfermentationsverfahren). Insbesondere zwei Ausführungsformen werden augenblicklich praktisch erprobt.

- Der mobile, freistehende Fermenter in Gestalt eines vollisolierten Abrollcontainers wird z. B. bei der Intensivrotte zur Kompostierung eingesetzt.
- Der stationäre Fermenter besteht aus zwei Einheiten: der garagenartig aufgebauten, isolierten und gasdichten Hülle und dem darin eingehausten Abrollcontainer. Die Beschickung und Entleerung erfolgt hier z. B. mittels Front- oder Radladern, hydraulischen Ankippvorrichtungen und mobilen Techniken in Form von LKW- oder Schleppercontainern.

Eine Durchmischung der Biomasse ist hier während des Gärvorganges, im Gegensatz zu den Nassverfahren, nicht erforderlich. Die Input-Stoffe werden nach Zugabe von Impfmateri- al unter Luftabschluss in einer substratabhängigen Verweilzeit vergoren. Alle Schritte der Ver- gärung (Hydrolyse, Säure- und Methanbildung) laufen simultan in einem Behälter ab. Das anfallende Prozesswasser (Perkolat) wird im Kreislauf geführt, diffundiert durch das Substrat und gewährleistet so den Stoffaustausch. Über Fußbodenheizungen im Fermenter und Wärmetauscher im Perkolatbehälter kann die Einstellung der Prozesstemperatur erfolgen.

Aufgrund der hohen Feststoffgehalte, die die Trockenfermentation erlaubt, wird eine sehr gute Faulraumauslastung erreicht. Die Biogaserträge und die Kontinuität der Gasgewinnung entsprechen in vielen Fällen jedoch noch nicht denen der Nassvergärung. Es sind allerdings in absehbarer Zeit noch mikrobiologische und logistische Optimierungen zu erwarten. Auch sind beim Batch-Betrieb die Gasproduktion und die Gaszusammensetzung nicht konstant. Es empfiehlt sich also mindestens zwei Fermenter phasenverschoben zu betreiben. Das ausgefaut- e Gut (Rottegrad 2 bis 3) kann anschließend, unter Beachtung des Düngemittelrechtes (vgl. Kapitel 2), direkt auf den landwirtschaftlichen Nutzflächen verteilt werden.

Es besteht weiterhin die Möglichkeit, das Material einem Nachkompostierungsprozess zuzuführen und später als Dünger zu nutzen und / oder zu veräußern.

Vorteile der Trockenfermentation sind u. a.:

- Geringerer Prozessenergiebedarf z. B. durch eine mögliche aerobe mikrobiologische Vorerwärmung, wodurch nur noch Transmissionsverluste ausgeglichen werden müssen; ebenso kann auf Rührwerke weitestgehend verzichtet werden.
- Probleme mit Schaumbildung und Sinkschichten entfallen. Im Falle eines Umkippens des Prozesses kann das einzelne Modul relativ unproblematisch wieder angefahren werden.
- Das Substrat wird nicht mit einem flüssigen Medium verdünnt, so dass durch kleinere Anlagengrößen und geringeren Transportaufwand mit niedrigeren Betriebskosten zu rechnen ist.
- Durch den Einsatz von modularen Abrollcontainern bis hin zu straßentauglichen Einheiten von 30 t Gesamtgewicht wird eine Mobilität sowie Flexibilität erreicht, die den Landwirten neue Marktchancen (Energiewirt) und Dienstleistungsangebote (Behandlung betriebsfremder Biomassen) eröffnet.
- Die derzeitigen Pilot- und Demonstrationsprojekte lassen für die Zukunft höhere Biogaserträge mit hohem Methangehalt erwarten.

Problematisch wird es bei Trockenvergärungssystemen immer dann, wenn häufig wechselnde Substratzusammensetzungen in Verbindung mit schwankenden TS-Gehalten gefahren werden. Deshalb liegen insbesondere in der optimalen Substratmischung, der Rationalisierung der Umsetzkontrolle und der Verfahrens- bzw. Prozessüberwachung die Schwerpunkte der Entwicklungsbestrebungen.

4.3.3 Mess- und Regeltechnik an Biogasreaktoren

Die mess- und regeltechnische Ausstattung von Biogasanlagen ist bei reinen Betriebsanlagen meist sehr einfach und wird nur zu Forschungszwecken großzügiger ausgelegt. Der wesentliche Grund dafür dürfte in der Tatsache zu suchen sein, dass es bis heute nur für wenige der im Zusammenhang mit Biogas relevanten Parameter Messfühler gibt, die gleichermaßen stabil, wartungsarm und preiswert sind. Die einzigen Messfühler, bei denen das uneingeschränkt zutrifft, sind Druckaufnehmer und Temperaturfühler, an denen bei Biogasanlagen nicht gespart zu werden braucht. Alle anderen Parameter erfordern kostspielige oder wartungsintensive Messfühler.

Bereits aus den Messwerten, die mit geringem Aufwand gemessen werden können, lässt sich ein befriedigendes Bild über den Zustand der Biogasanlage gewinnen und es können Maßnahmen zur Behebung von Fehlfunktionen abgeleitet werden.

4.3.3.1 Zentrale Leitwarte

Bei größeren Biogasanlagen ist davon auszugehen, dass die Betriebsdaten in einer zentralen Leitwarte zusammengeführt werden, von der aus die Fernsteuerung der Anlage möglich ist. Die für den Normalbetrieb erforderlichen Schieber und Antriebsaggregate müssen fernbedienbar sein.

Für die Verarbeitung der Messdaten und die Übermittlung der Steuerdaten wird ein computergestütztes System verwendet. Häufig wird eine speicherprogrammierbare Steuerung eingesetzt, die in Verbindung mit einem Computer eine graphische Darstellung der Betriebsdaten auf einem Farbbildschirm ermöglicht.

Solange sich die Biogasanlage in einem stabilen Betriebszustand befindet, müssen die Messwerte nicht laufend beobachtet werden. Viel wichtiger ist es, dass ein Abweichen von den üblichen Werten rechtzeitig erkannt und angezeigt wird.

Wenn möglich, sollte eine Datenfernübertragung vorgesehen werden. Das erleichtert es dem Hersteller, der gerade bei größeren Anlagen seinen Sitz oft nicht in der unmittelbaren Umgebung hat, Fehlfunktionen besser zu erkennen.

Die Blockheizkraftwerke, die zur Nutzung des Biogases eingesetzt werden, haben häufig eine autonome Steuerung und Regelung. Der Datenaustausch zwischen den verschiedenen Systemen sollte rechtzeitig geklärt werden.

4.3.3.2 Überwachung der Temperatur

Bei der Temperatur ist die Erfassung mit elektronischen Sensoren am naheliegendsten, da ein Signal für die Regelung der Heizung benötigt wird. Selbst einfache Regler haben eine meist digitale Anzeige der gemessenen Temperatur und einen Ausgang, der ein Protokollieren des Temperaturverlaufs ermöglicht.

Für den in Frage kommenden Temperaturbereich gibt es robuste Messwertaufnehmer auf der Basis von PT100 oder NTC. Für die Überwachung der Temperatur im Biogasreaktor sollten mehrere Messstellen vorgesehen werden.

Weitere Messstellen sind in den diversen Heizkreisen für die Temperierung des Reaktors und ggf. bei den Verbrauchern vorzusehen.

4.3.3.3 Überwachung des Druckes

Für die Anzeige der Druckdifferenz zwischen dem Biogas in der Biogasanlage und der Atmosphäre reichen oftmals einfache Manometer in Form eines mit gefärbtem Wasser gefüllten U-Rohrs aus Glas. Sie sollten allerdings in der Nähe der Messstelle angebracht werden.

Wenn eine Übertragung der Messdaten in die Leitwarte oder eine Aufzeichnung gewünscht wird, können handelsübliche Druckaufnehmer verwendet werden, die ein genormtes elektrisches Signal liefern, das in der elektronischen Steuerung weiterverarbeitet und zum Auslösen von Alarmen verwendet werden kann. Ein unerwarteter Druckanstieg ist nicht selten ein Hinweis darauf, dass eine Gasleitung verstopft ist, während ein Druckabfall ein Anlass sein kann, nach undichten Stellen zu suchen.

4.3.3.4 Überwachung des pH-Wertes

Der pH-Wert kann wichtige Hinweise über den Betriebszustand der Biogasanlage geben und sollte insbesondere bei der Kofermentation sorgfältig überwacht werden. In den meisten Fällen wird es ausreichend sein, wenn in regelmäßigen Abständen eine Probe, die repräsentativ für den Reaktorinhalt ist, entnommen und mit einem handelsüblichen pH-Meter mit Glaselektrode untersucht wird. Das ist innerhalb weniger Minuten erledigt. Die Messung des pH-Werts kann vorteilhaft mit der Entnahme einer Probe zur Bestimmung der flüchtigen Fettsäuren verbunden werden.

Auf eine kontinuierliche Erfassung des pH-Werts kann durchaus verzichtet werden, da die Messwertgeber für dieses Einsatzgebiet sehr teuer und sehr empfindlich sind.

4.3.3.5 Überwachung des Redox-Potenzials

Die Bestimmung des Redox-Potenzials wird in der Literatur vielfach als besonders empfindlicher Parameter zur Beschreibung des Zustands einer Biogasanlage erwähnt. Eine kontinuierliche Messung unter Praxisbedingungen ist mit einem vertretbaren Aufwand nicht möglich.

4.3.3.6 Überwachung des Durchflusses

Mit der Durchflussmessung wird die Menge des Substrats gemessen, die in der Biogasanlage behandelt wird. Wenn bei der Zudosierung mit Verdrängerpumpen gearbeitet wird, kann der entsprechende Messwert aus der Drehzahl und dem Volumen der Pumpe abgeleitet werden.

Bei der Verwendung von Kreiselpumpen muss für die Durchflussmessung ein Messwertgeber eingesetzt werden, der aber relativ unempfindlich gegen Verschmutzung sein muss. Alle Durchflussmesser für Flüssigkeiten, die mit mechanischen Teilen arbeiten, scheiden aus. Hingegen haben sich induktive Durchflussmesser bewährt, die nach dem Faradayschen Induktionsprinzip arbeiten. Dabei wird senkrecht zur Strömungsrichtung ein Wechselmagnetfeld aufgebaut. Wenn eine leitfähige Flüssigkeit durch diese Messstelle fließt, wird eine Spannung induziert, die mit Elektroden abgenommen werden kann.

Bei kleineren Anlagen kann man sich damit behelfen, dass die zudosierte Menge aus der Veränderung des Füllstands im Vorlagebehälter ermittelt wird.

4.3.3.7 Überwachung des Füllstandes

Eine rein optische Kontrolle des Füllstands durch Beobachtung des Flüssigkeitsspiegels ist bei größeren Biogasanlagen nicht mehr praktikabel. Für Biogasreaktoren und Lagerbehälter können die gängigen Systeme zur Füllstandsmessung verwendet werden, die indirekt arbeiten und bei denen der Messkopf nach Möglichkeit nicht mit dem Medium in Berührung kommt. Dazu gehören Systeme, die den hydrostatischen Druck am Boden des Behälters oder den Abstand zur Oberfläche der Flüssigkeit mit Ultraschall oder Radar messen. Es ist auch möglich, die Menge über das Gewicht, das mit Wägezellen ermittelt werden kann, zu bestimmen.

Der Durchfluss kann aus der Veränderung der Menge in der Zeiteinheit elektronisch ermittelt werden.

4.3.3.8 Überwachung der Schaumbildung

Die Bildung von Schaum kann bei manchen Biogasreaktoren ein Problem darstellen, weil der Schaum die Gasleitungen verstopfen kann, was dann mit langwierigen Reinigungsarbeiten verbunden ist. Ein optischer Sensor im Gasraum des Biogasreaktors kann die Schaumbildung erkennen und einen Alarm auslösen, der ein rechtzeitiges Gegensteuern ermöglicht.

4.3.3.9 Überwachung der Prozess- Biologie

Trotz der dargestellten Möglichkeiten der Überwachung und Regelung von Vergärungsprozessen mittels diverser Messinstrumente zeigt sich eine Biogasanlage nach wie vor weitestgehend als Black Box.

Die Basis- und Kosubstrate können hierbei als Input, die Energieerträge als Output gesehen werden. Mittelfristig wird die Standardisierung und Weiterentwicklung des Biogasprozesses nur möglich sein, wenn die Vorgänge im Inneren eines Fermenters transparenter und somit steuerbarer werden.

Die Produktivität einer Anlage ist dann am höchsten, wenn sie nach unternehmerischen Vorgaben des Betreibers ohne prozessbedingte Einschränkung bzw. Störung mit maximaler Auslastung betrieben werden kann.

Neben einer fachmännischen Planung und Überwachung sollte ein betriebsbegleitender Service seitens der Anlagenhersteller die Regel sein. Dies empfiehlt sich auch hinsichtlich der angestrebten Modul- bzw. Serienfertigung von Biogaskomponenten und -anlagen.

Hinsichtlich einer Verbesserung der Effektivität des zur Verfügung stehenden Gärraums in Biogasanlagen arbeitet z. B. Schmack Biogas GmbH an der Umsetzung der in der Abwasserreinigungstechnik erprobten Festbetttechnologie und der UASB- (upflow anaerobic stream blanket) Technologie. Als Vorteil wäre z. B. zu erwarten, dass Methanbakterien mit einer relativ langsamen Wachstumsgeschwindigkeit nicht mehr ausgeschwemmt, sondern im Fermenter zurückgehalten würden. Durch die räumliche Nähe verschiedener Bakteriengruppen wäre auch ein schnellerer Stoffaustausch gewährleistet. In granulären Bakterienflocken leben acetogene und methanogene Mikroorganismen in idealer Form zusammen (UASB-Technologie). Allerdings sind bis zur Anwendung dieser Verfahren in der Biogastechnologie noch verschiedene mechanische Probleme zu lösen. Außerdem setzt eine stabile Fahrweise dieser Reaktoren weitere Forschungsarbeit an und mit Bakterien voraus.

Weiterhin setzt man bei o. g. Hersteller auf die Messung der Konzentration von flüchtigen Fettsäuren. Diese sind Zwischenprodukte des biologischen Abbaus. Bei eingeschränkter methanogener Aktivität bzw. bei beschleunigter Arbeit der Versäuerer werden die entstehenden Fettsäuren nicht weiter zu Methan abgebaut. Sie reichern sich im Fermenter an. Ihre Konzentration wird so zum Maß für eine Belastung des Prozesses. Zu messen ist hierbei weniger der absolute Wert dieses Parameters, als vielmehr die Änderung im Vergleich zum anlagenspezifischen, individuellen Mittelwert, der im Verlauf des Betriebs ermittelt wurde.

Das Hauptproblem bei der Beurteilung von Biogasanlagen ist die relativ dünne Datendecke, sowohl der Labordaten als auch der an ausgeführten Anlagen gewonnenen Daten. Über das Verhalten (u. a. zeitliches Gärverhalten, Gasausbeute) von verschiedenen Substraten während des Gärprozesses gibt es nur wenige belastbare Fakten.

Oft sind diese Ergebnisse nicht verwertbar, weil sie nicht normiert und damit vergleichbar erhoben wurden bzw. die jeweiligen Bedingungen nicht oder nicht mehr bekannt sind, unter denen sie entstanden. Zur Beurteilung von Einsatzstoffen sind Gärversuche nach wie vor unerlässlich, da sie wichtige Rückschlüsse hinsichtlich der Dosierung von Substratmaterial in Biogasanlagen erlauben. Diesbezüglich wurden solche Tests oft in ihrer Aussagekraft unterschätzt. Aus Gründen der Vergleichbarkeit und somit der Relevanz in der Praxis sollten solche Versuche nur mit Bakterienmaterial durchgeführt werden, welches an landwirtschaftliche Biogasanlagen adaptiert ist (vgl. Kapitel 3.3.6).

4.3.4 Beispiele für Reaktoren ausgewählter Hersteller

In Abhängigkeit von der Menge der zu vergärenden landwirtschaftlichen Abfälle werden die Biogasanlagen unterteilt in:

- kleine Anlagen < 100 GV
- mittlere Anlagen ca. 100 - 500 (600) GV
- große Anlagen > 500 GV

Kleine Anlagen kommen hauptsächlich für Einzelgehöfte zum Einsatz. Sie werden häufig mit hohem Eigenleistungsanteil und auf der Grundlage von in der Landwirtschaft üblichen Techniken und Anlagenkomponenten errichtet. Wegen der geringeren Volumenströme an z. B. wassergefährdenden Stoffen und Biogas unterliegen diese Anlagen häufig nicht so hohen Anforderungen an Sicherheitstechnik und Umweltschutzmaßnahmen.

Mittlere Anlagen kommen vor allem für Gemeinschaftsanlagen von mehreren Einzelhöfen (vorwiegend in den alten Bundesländern) und für kleinere Stallanlagen in den neuen Bundesländern in Frage. An der Auslegung dieser Anlagen wird zur Zeit sehr stark gearbeitet. Dabei zeichnet sich ein Trend auf eine Modulbauweise und hohen Vorfertigungsgrad ab. Die Anlagen unterliegen erhöhten sicherheitstechnischen Anforderungen.

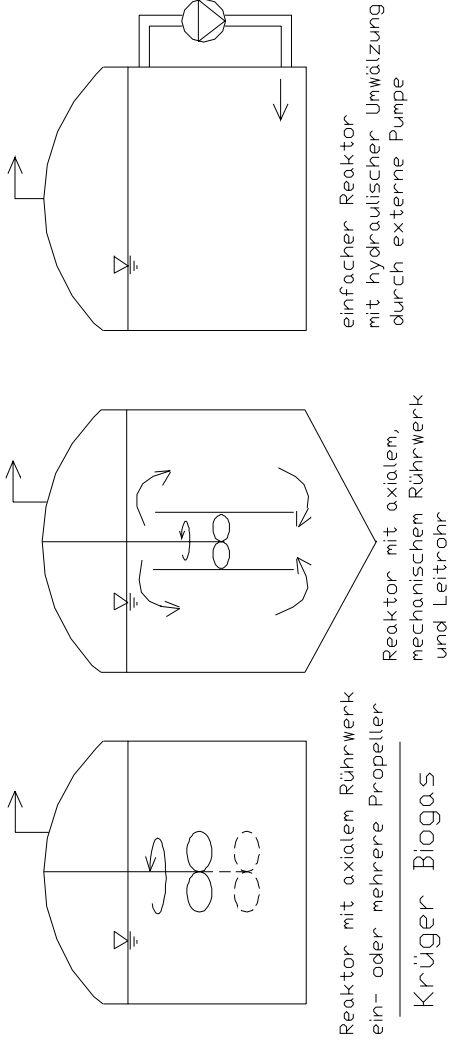
Große Anlagen sind vor allem in den neuen Bundesländern relevant, wo sich von den großen Stallanlagen mit mehr als 1000 – 2000 GV Rinder oder Schweine zahlreiche Standorte erhalten haben. Für diese Betriebe ist auf Grund der hohen Tierkonzentration und der damit einhergehenden Probleme des Immissions-, Umwelt-, Grundwasser- und Seuchenschutzes inzwischen sehr wichtig, Maßnahmen zu ergreifen, die sowohl zu einer Verbesserung des Umweltschutzes, als auch zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit ihrer Betriebe führen. Dafür sind die Biogasanlagen in besonderer Weise geeignet. Ein wichtiger Nebeneffekt ist, dass der Landwirt auch seine Akzeptanz in seinem Umfeld durch die starke Reduzierung der Geruchsbelästigung durch die Gülle deutlich erhöht und durch die Erzeugung CO₂-neutraler Energie aus Biomasse und Methangas zu einem wichtigen Faktor für den Klimaschutz wird.

Die großen Anlagen werden im allgemeinen vor Ort aufgebaut. Die Anforderungen an die Sicherheitstechnik sind sehr hoch. Eigenbauvarianten sind nicht möglich. Der Aufbau derartiger Anlagen erfordert umfangreiche Planungs- und Genehmigungsunterlagen (BImSchG).

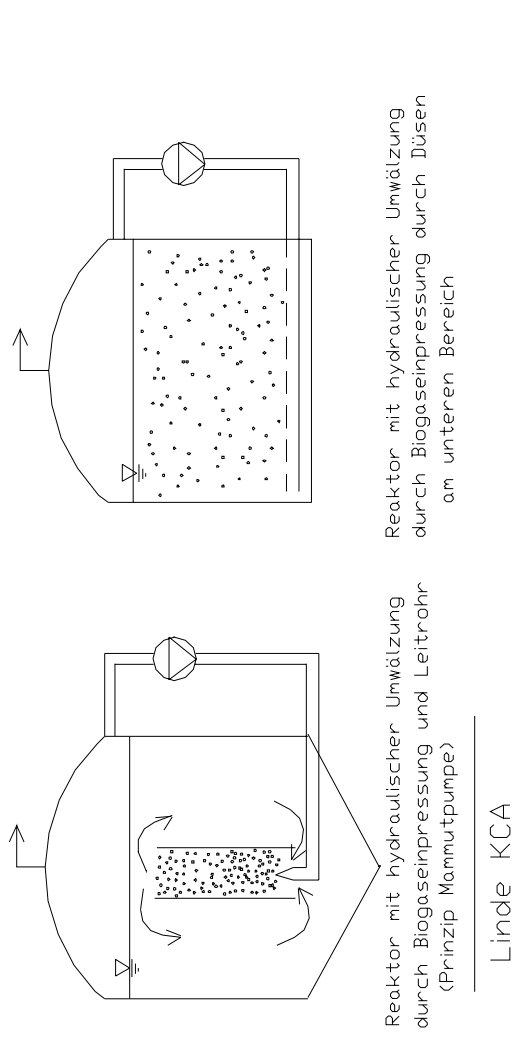
Auf Grund der in den vergangenen Jahrzehnten gewachsenen landwirtschaftlichen Strukturen in Ostdeutschland sind für den Freistaat Sachsen vor allem die großen Biogasanlagen von Bedeutung. Aus diesem Grund werden in dem vorliegenden Grundwerk die Grundtypen der Biogasreaktoren für Großanlagen, die von den einzelnen Herstellern bzw. Anbietern am Markt repräsentiert werden, geordnet dargestellt.

Abbildung 4.7 Fermenter für Großanlagen mit vollständiger Durchmischung

Grundtyp: Reaktor mit vollständiger Durchmischung



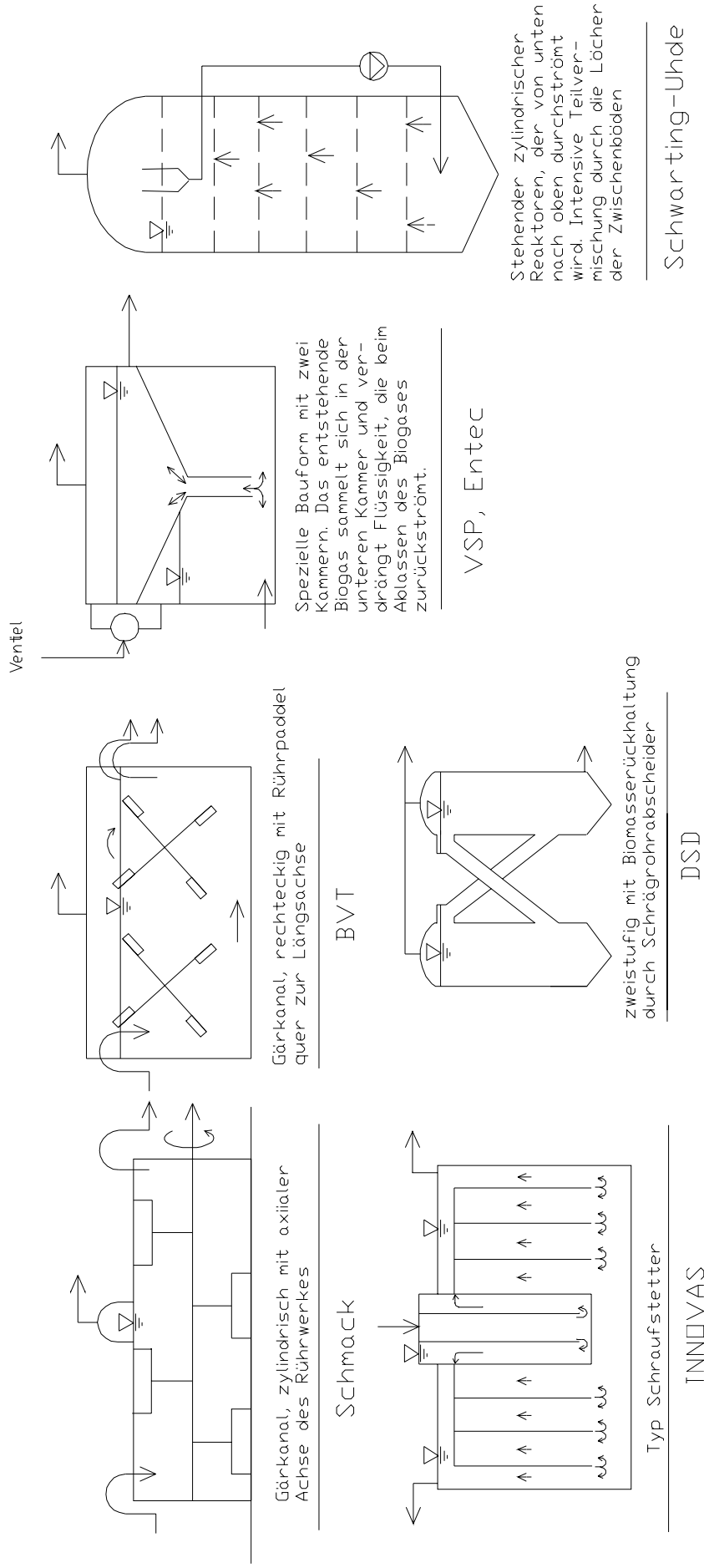
Energy of nature, TMS



Quelle: Fachverband Biogas e.V.

Abbildung 4.8 Fermenter für Großanlagen mit Pfropfenströmung und mit geringer Durchströmung

Grundtyp: Pfropfenströmung mit wenig Rückvermischung



Quelle: Fachverband Biogas e. V.

4.4 Technik der Gasgewinnung

4.4.1 Gasmessung

Die ständige Überwachung der Menge und der Zusammensetzung des Biogases trägt in erheblichem Umfang zur Betriebssicherheit bei. Störungen im Biogasprozess können oft durch Unregelmäßigkeiten bei der Gasentwicklung erkannt und rechtzeitig behoben werden.

Je knapper das Reaktorvolumen bemessen ist, was einer kurzen Verweilzeit, einer hohen Raumbelastung und einer hohen Biogasproduktion pro m³ Reaktorinhalt entspricht, desto empfindlicher reagieren die biologischen Prozesse auf Störungen, die durch regelmäßige oder kontinuierliche Überwachung der Menge des entstehenden Biogases und seiner Zusammensetzung frühzeitig erkannt werden können. Dabei kommt es nicht nur auf die augenblicklichen absoluten Werte, sondern auf die Beachtung des Trends an.

4.4.1.1 Messung der Biogasmenge

Die laufende Erfassung der Menge des gebildeten Biogases ist zur Eigenkontrolle, mit der Störungen des Biogasreaktors erkannt werden sollen, und zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit unbedingt erforderlich. Betreiber kleinerer landwirtschaftlicher Biogasanlagen begnügen sich häufig damit, lediglich die leicht zu messende Menge des im Blockheizkraftwerk erzeugten Stroms zu registrieren und vermeiden damit den Aufwand für eine präzise Messung der Biogasmenge.

Die üblichen Gaszähler (Gasuhren) sind zum größten Teil nicht zu gebrauchen. Haushaltsgaszähler, die für Erdgas ausgelegt sind, halten oft nur wenige Wochen durch.

Für den Einsatz in größeren landwirtschaftlichen Biogasanlagen können daher nur Messgeräte empfohlen werden, die robust und unempfindlich gegenüber den im Biogas zu erwartenden Bestandteilen sind. Diese Anforderungen werden von **Drehkolbenzählern, Wirbel- und Dralldurchflussmessern** erfüllt. Davon ist nur der Drehkolbenzähler in der Lage, unabhängig von der Strömungsrichtung zu messen.

- **Drehkolbenzähler**

Die Drehkolbenzähler gehören zu den Volumenzählern. Sie bestehen aus zwei Drehkolben, die über ein Zahnradgetriebe so gekoppelt sind, dass bei jeder Umdrehung viermal ein genau definiertes Gasvolumen durchgelassen wird. Die Drehzahl ist proportional zu dem durchgegangenen Gasvolumen. Die Drehkolben haben den Querschnitt einer Acht und sind so geformt, dass sie sich beim Drehen nicht berühren, sondern einen engen Spalt bilden. Dieser Spalt führt dazu, dass ein Bruchteil des Gases ungemessen den Zähler passieren kann, was bei der Umrechnung der Drehzahl in Volumen berücksichtigt werden muss. Der Messfehler hängt vom Druckverlust im Zähler ab.

Drehkolbenzähler sind empfindlich gegen Verunreinigungen, die sich auf den Druckverlust auswirken. Der Druckverlust muss kontrolliert und der Drehkolbenzähler bei Bedarf gereinigt werden.

- **Wirbel-Durchflussmesser**

Ein Hindernis in einem Gasstrom führt zur Entstehung von Wirbeln. Sie verursachen periodische Druck- und Geschwindigkeitsänderungen, die durch geeignete Sensoren erfasst werden können. Das Gas muss beim Eintritt in die Messstrecke ein ungestörtes Strömungsprofil aufweisen, da sich sonst die Wirbel nicht sauber ausbilden. Vor und nach der Messstrecke müssen Beruhigungsstrecken vorhanden sein, die ein Vielfaches der Länge der eigentlichen Messstrecke erfordern.

Das kann bei beengten Platzverhältnissen zu Problemen beim Einbau führen und muss rechtzeitig berücksichtigt werden. Die Messgeräte sind unempfindlich gegen Verschmutzungen.

- **Drall-Durchflussmesser**

Ein feststehender Leitkörper in Form eines Turbinenrads zwingt dem Gasstrom eine Drehbewegung auf. Rotation des Wirbelkerns und Druckunterschiede werden von Piezofühlern erfasst. Beruhigungsstrecken vor und nach der Messstrecke sind an sich nicht erforderlich, es wird aber eine dreifache Länge vor der Messstrecke empfohlen. Die Messgeräte sind unempfindlich gegen Verschmutzungen.

- **Wirkdruck-Messverfahren**

Das Wirkdruck-Messverfahren ist eine universell anwendbare Methode für die Durchflussmessung. Bei der Verengung des Querschnitts einer Rohrleitung entsteht ein Druckabfall, der zum Durchfluss proportional ist. Zur Erzeugung des Druckabfalls werden Blenden oder Düsen eingebaut, wenn ein größerer Druckabfall nicht erwünscht ist.

- **Schwebekörper-Durchflussmesser**

Schwebekörper-Durchflussmesser eignen sich weniger zur exakten Messung eines Gasvolumens, sondern werden zur groben Anzeige von durchströmendem Gas verwendet.

- **Thermische Massedurchflussmesser**

An der Messstelle muss ein gleichmäßig turbulentes Strömungsprofil gegeben sein. Vor dem Sensor muss eine gerade Strecke von 20 bis 30 mal dem Rohrdurchmesser und nach dem Sensor eine gerade Strecke von 10 mal dem Rohrdurchmesser vorhanden sein.

4.4.1.2 Messung der Biogaszusammensetzung

Die Gaszusammensetzung kann, wenn ein hoher Grad an Genauigkeit gefordert wird, durch Entnahme einer Gasprobe von etwa 0,5 bis 2 l und deren Analyse in einem entsprechend ausgerüsteten Labor bestimmt werden. Die Zusammensetzung wird dann meist mit einem Gaschromatographen bestimmt, die Analyse erfasst alle Komponenten.

Eine einfache Bestimmung der Gaszusammensetzung vor Ort ist mit Teströhrchen oder mit tragbaren Gasanalysegeräten möglich. Die Genauigkeit dieser Gasanalysen ist geringer als bei einer Laboranalyse, reicht aber für die Zwecke der Betriebsüberwachung und zum Erkennen von Störungen in der Regel aus.

Bei größeren Biogasanlagen ist der Einsatz eines stationären Gasanalysegeräts für den kontinuierlichen Betrieb in Betracht zu ziehen, welches laufend die Konzentration von Methan, Kohlenstoffdioxid, auf Wunsch auch anderer Gase, bestimmt und in die Schaltwarte überträgt.

Alle Bestandteile des Biogases können durch eine gaschromatographische Analyse in sehr hoher Genauigkeit bestimmt werden. Dazu muss eine Probe des Biogases entnommen und zu einem entsprechend ausgestatteten Labor gebracht werden.

- **Methan**

Der Methangehalt wird häufig nicht direkt gemessen, sondern man behilft sich mit der wesentlich einfacher durchzuführenden Bestimmung des Kohlenstoffdioxids und nimmt an, dass die Differenz zu 100 % als Methan betrachtet werden kann.

Für eine kontinuierliche Messung der Methankonzentration im Biogas gibt es elektronische Messgeräte, die mit IR-Sensoren arbeiten. Infrarotes Licht wird beim Durchgang durch Biogas geschwächt, die Abnahme der Intensität ist proportional zur Methankonzentration.

Messgeräte mit IR-Detektoren sind sehr empfindlich gegen Verunreinigungen. Diese müssen durch eine aufwendige Aufbereitung des zu messenden Gases entfernt werden, wobei aber nur ein sehr kleiner Teilstrom des produzierten Biogases benötigt wird.

- **Kohlenstoffdioxid**

Der Kohlenstoffdioxidgehalt ist ein nicht zu unterschätzender Indikator für die Funktionstüchtigkeit der Biogasanlage. Störungen lassen sich gut an einem ungewöhnlichen Anstieg der Kohlenstoffdioxidkonzentration erkennen.

Die einfachste Methode zur gelegentlichen Bestimmung von Kohlenstoffdioxid im Biogas besteht darin, das Kohlenstoffdioxid aus einer abgemessenen Gasprobe von einer geeigneten Chemikalie absorbieren zu lassen und zu messen, um welchen Betrag das Gasvolumen abgenommen hat. Geeignete Geräte, die eine Kaliumhydroxid-Lösung als Absorptionsmittel verwenden, sind im Handel erhältlich, weil sie zur Messung von Kohlenstoffdioxid in Abgasen verwendet werden.

Die Messung des Kohlenstoffdioxidgehaltes ist, wie bei Methan mit einem IR-Messverfahren möglich. Da die verschiedenen Gase im Biogas das Infrarotlicht verschiedener Wellenlängen absorbieren, können durch Verwendung mehrerer Detektoren mit den passenden Filtern in einem Gerät mehrere Gase gleichzeitig gemessen werden.

- **Schwefelwasserstoff**

Für gelegentliche Überprüfungen können Dräger-Röhrchen verwendet werden. Mit einer Handpumpe wird eine bestimmte Biogasmenge durch ein Glasröhrchen gesaugt. In dem Röhrchen sind Chemikalien, die mit dem zu untersuchenden Gas reagieren und sich verfärben. Aus der Länge der verfärbten Zone ergibt sich die Konzentration im Gas. Diese Methode ist preiswert und robust. Schwefelwasserstoff kann wie Methan und Kohlenstoffdioxid mit Infrarot-Messgeräten kontinuierlich gemessen werden.

4.4.2 Speicherung von Biogas

Der Idealfall, dass immer genau die Biogasmenge der Verwertung zugeführt wird, die gerade anfällt wird, ist gerade bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen kaum zu erreichen. Diese Form der Verwertung ist dann möglich, wenn nur der aktuell erzeugte elektrische Strom vollständig ins Netz eingespeist wird. In den meisten landwirtschaftlichen Betrieben soll das Biogas in erster Linie dazu verwendet werden, andere Energieträger zu ersetzen. Der Bedarf an Strom und Wärme ist aber von der Tageszeit, vom Wochentag und von der Jahreszeit abhängig.

Es können somit sehr große Spitzen auftreten, die mit dem selbst erzeugten Biogas nur abgedeckt werden können, wenn es in den Zeiten geringeren Energiebedarfs gespeichert wird.

Auch die Biogasproduktion erfolgt nicht gleichbleibend, die Mikroorganismen reagieren mit einer gewissen Verzögerung auf das Angebot an organischen Materialien. Wenn der Reaktor gleichmäßig beschickt wird, ist auch eine relativ konstante Gasproduktion zu erwarten. Oft wird aus praktischen Gründen eine Beschickung in Intervallen bevorzugt und nur ein- oder zweimal täglich Substrat in den Biogasreaktor gegeben. Auch Veränderungen in der Zusammensetzung des Materials machen sich bei der Gasproduktion bemerkbar.

Die meisten Biogasanlagen werden mit einem Gasspeicher ausgestattet, dessen Volumen so dimensioniert ist, dass er zum Ausgleich von Schwankungen etwa die Gasproduktion von ein bis zwei Tagen aufnehmen kann. Damit können die typischen tageszeitlichen Spitzen beim Energieverbrauch in landwirtschaftlichen Betrieben ausgeglichen werden. Größere landwirtschaftliche Biogasanlagen produzieren zwischen 1.000 und 10.000 m³ Biogas pro Tag und dementsprechend muss die Größe des Speichers bemessen werden.

Eine Speicherung größerer Gasmengen, etwa zum Ausgleich jahreszeitlicher Spitzen, wird heute im Regelfall als unwirtschaftlich angesehen.

Als Gasspeicher haben sich weitgehend Folienspeicher verschiedener Bauarten durchgesetzt. Sie bestehen aus reißfester Kunststofffolie und sind in Einheiten von 1.000 bis 2.000 m³ erhältlich. Sie sollten zum Schutz gegen Witterungseinflüsse und mechanische Beschädigung unter einer Schutzhülle untergebracht werden. Foliengasspeicher können auch in ungenutzten Betriebsgebäuden, z. B. Scheunen oder Hochsilos, untergebracht werden.

Aus Kostengründen werden Hochdruckspeicher im landwirtschaftlichen Bereich nicht mehr eingesetzt. Ihr Einsatz bei Biogas ist nur in Verbindung mit einer Gasaufbereitung sinnvoll, bei der das Kohlenstoffdioxid abgetrennt wird. Das komprimierte Methan kann zum Antrieb von Fahrzeugen verwendet werden, wobei es keinen Unterschied macht ob das Methan aus Biogas oder Erdgas stammt.

4.4.2.1 Speicherung im Gasraum des Biogasreaktors

Biogasanlagen, die in Indien in sehr großer Zahl gebaut wurden, verwenden eine bewegliche Gasglocke, deren Seitenwände mehr oder weniger tief in den Reaktor eintauchen und ungefähr eine Tagesproduktion aufnehmen können. Das Prinzip entspricht den früher häufig verwendeten Nassgasometern oder Glockengasspeichern.

Probleme mit der Korrosion, der hohe Wartungsaufwand und die erheblichen Wärmeverluste haben dazu geführt, dass dieses Prinzip in Mitteleuropa nicht mehr angewandt wird. Bei den hier herrschenden klimatischen Verhältnissen besteht zudem die Gefahr, dass die Gasglocke festfriert.

Eine flexible Abdeckung des Biogasreaktors, in der sich eine größere Menge Biogas ansammeln kann, ist durch Verwendung einer Folien-Gashaube möglich. Die Folie wird gasdicht an der Oberkante des Biogasreaktors angebracht und bläht sich durch das entstehende Biogas auf, bis sie annähernd eine Halbkugel bildet. Auf einem Biogasreaktor mit einem Durchmesser von 20 m können so mehr als 4.000 m³ Biogas gespeichert werden.

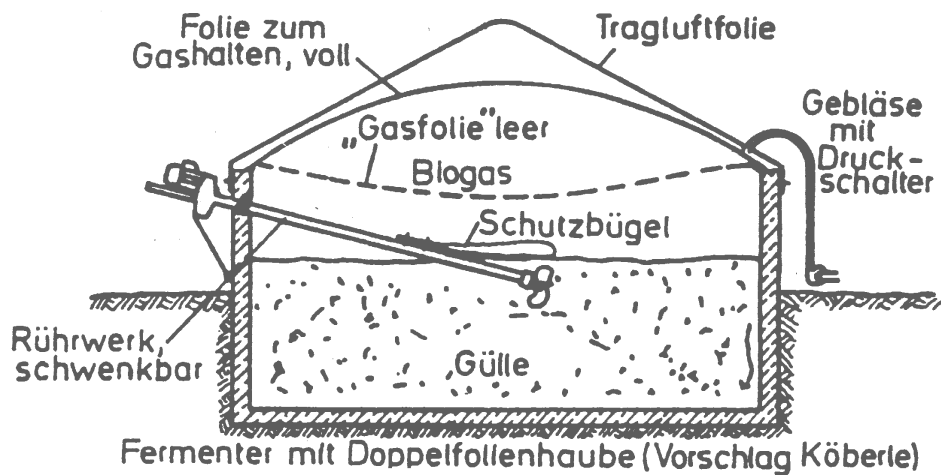
Um die Wärmeisolierung zu verbessern und um den Einwirkungen von Wind und Wetter auf die Folie im schlaffen Zustand entgegenzuwirken, wird empfohlen die Gashauben mit einer festen Ummantelung zu umgeben. Dazu können die Seitenwände des Biogasreaktors entsprechend erhöht werden.

Derselbe Effekt kann erreicht werden, wenn die Folien doppellagig ausgeführt sind. In die so entstehende Tasche wird mit einem kleinen Gebläse immer soviel Luft eingeblasen, dass die äußere Folie ihre halbkugelförmige Form behält, die dem Wind wenig Angriffsfläche bietet. Die untere Folie, die Luft und Biogas trennt, kann sich der wechselnden Biogasmenge anpassen (Abb. 4.9).

Die Kombination des Gasspeichers mit dem Biogasreaktor ist mit Einschränkungen bei der freien Wahl der Bau- und Betriebsweise des Biogasreaktors verbunden. Sie passt vor allem für flache Rundbehälter mit großem Durchmesser. Rührwerke müssen seitlich angebracht werden oder die Umwälzung erfolgt von außen, da es keine feste Decke gibt.

Ein Gasspeicher dieser Bauweise kann jedoch immer sehr gut mit einem Lagerbecken für die ausgefaulte Gülle kombiniert werden. Damit kann auch die Biogasmenge erfasst werden, die während der mehrmonatigen Lagerung der ausgefaulten Gülle entsteht, und Emissionen werden zuverlässig vermieden. Der Gewinn an zusätzlichem Biogas kann bis zu 20 % betragen.

Abbildung 4.9 Beispiel eines Gasspeichers

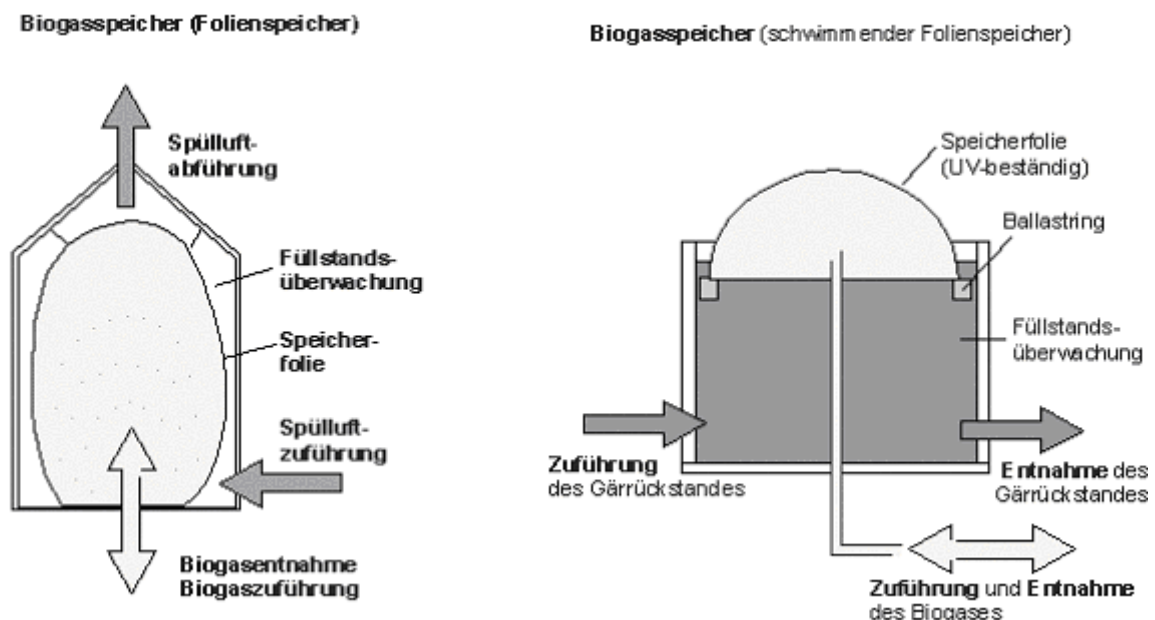


Quelle: Schulz, Biogas-Praxis

4.4.2.2 Foliengasspeicher

Gasspeicher aus Folien können in Form von Kissen sehr flexibel und unabhängig von der jeweils gewählten Bau- und Betriebsweise des Biogasreaktors eingesetzt werden. Beim Material der Kissen handelt es sich um Folien aus Kunststoff, die zum Teil mit Gewebe verstärkt werden.

Abbildung 4.10 Beispiele für Foliengasspeicher



Quelle: LRZ Neukirchen

Die Kissen können in Einheiten von bis zu 2.000 m³ in unterschiedlichen Formen hergestellt und zum Teil an Ort und Stelle zusammengebaut werden.

Als Material werden Butylkautschuk und ein Gemisch aus Polyäthylen und Polypropylen verwendet, mit welchem mehr als 10-jährige Erfahrungen vorliegen.

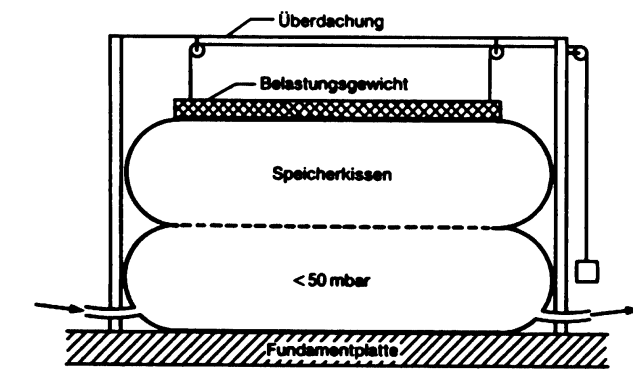
Auch Polyvinylchlorid (PVC) kann verwendet werden, das aber nur mit einer Gewebeerstärkung und drucklos eingesetzt werden kann. Es ist zwar billiger als die anderen Materialien, hat aber eine deutlich eingeschränkte Lebensdauer.

Durch Auflegen von Gewichten kann der Druck erhöht werden.

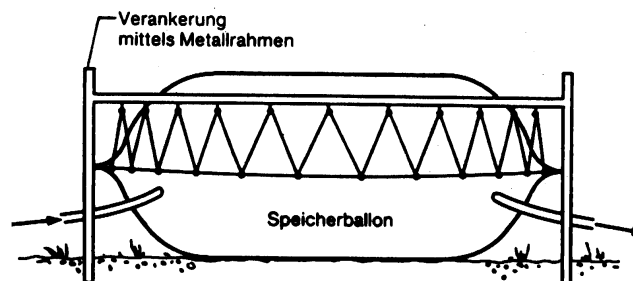
Die Gasverluste aufgrund der Durchlässigkeit des Folienmaterials liegen bei 1 bis 5 % des Volumens pro Tag. Bei der Unterbringung der Folienkissen in geschlossenen Räumen ist deshalb auf eine gute Lüftung zu achten, da explosionsfähige Gemische entstehen können. Bisher ist kein solcher Fall bekannt.

Abbildung 4.11 Beispiele für Kissengasspeicher

Eingehauster Kissenspeicher



Freiliegender Kissenspeicher



Quelle: Wellinger, Biogas-Handbuch

4.4.2.3 Membrangasbehälter

Membrangasbehälter haben auf Klärwerken die früher üblichen Nassgasometer weitgehend abgelöst. Sie sind in verschiedenen Abmessungen bis 5.000 m³ lieferbar. Die kleineren Ausführungen bis etwa 150 m³ werden fertig in liegender Form mit zylindrischem oder ovalem Querschnitt geliefert. Die größeren Behälter bestehen aus einem geschweißten Stahlmantel in Form eines stehenden Zylinders, in dem durch eine Membran ein veränderlicher Gasraum abgetrennt wird. Die Membran wird mit einem Ballastgewicht belastet, das durch ein Teleskop- oder Seilzugsystem geführt wird.

Die Kosten für die Speicherung eines m³ Biogas nehmen mit zunehmender Größe sehr stark ab. Während bei einem Membrangasbehälter mit 50 m³ Kosten von ungefähr 1.000 EUR/m³ veranschlagt werden müssen, sind es bei einem 2.000 m³-Behälter nur noch 250 EUR/m³.

4.4.2.4 Druckspeicher

- **Druckspeicher bis 10 bar**

Die Druckspeicher werden auf liegenden zylindrischen Stahlbehältern aufgebaut, die auf Sattelfundamenten aus Beton verankert sind.

Behälter in Kugelform werden kaum gebaut, obwohl sie ein großes Speichervolumen bei geringem Platzbedarf bieten. Sie erfordern aufwendige Fundamente und spezielle Inspektionseinrichtungen.

Als Verdichter werden Schraubenverdichter oder trockenlaufende Kolbenkompressoren, die einen günstigen Wirkungsgrad haben, oder Wasserringpumpen, die sich durch ihre Robustheit auszeichnen, eingesetzt. Es muss mit einem Energiebedarf von $0,22 \text{ kWh/m}^3$ bei kleineren Anlagen gerechnet werden, der bei größeren Anlagen auf $0,15 \text{ kWh/m}^3$ reduziert werden kann. Außerdem muss ein Kühlwasserbedarf von ca. 30 l/kW einkalkuliert werden.

Druckbehälter sind mit einem zusätzlichen Aufwand für die vorgeschriebenen regelmäßigen Kontrollen verbunden.

- **Hochdruckspeicher mit 200 bis 300 bar**

Mit steigendem Druck nimmt das benötigte Speichervolumen ab. Bei einem Druck von 100 bar können in einem Volumen von 1 m^3 ungefähr 120 m^3 Biogas untergebracht werden. Durch Komprimieren auf 200 bar kann die Menge auf ungefähr 300 m^3 gesteigert werden.

Dem drastisch verringerten Raumbedarf für die Aufbewahrung des komprimierten Biogases steht ein erheblicher Aufwand bei der Gasaufbereitung, der mit hohen Investitionen verbunden ist, gegenüber.

Für die Verdichtung auf 200 bar ist eine Energie von $1,1 \text{ MJ/m}^3$ erforderlich, für 300 bar sind es $1,2 \text{ MJ/m}^3$. Das bedeutet, dass bei Biogas mit einem Heizwert von ca. 24 MJ/m^3 zwischen 4,5 und 5 % des Energieinhalts allein für die Komprimierung aufgewandt werden müssen. Da mechanische Energie benötigt wird, die mit einem Wirkungsgrad von ungefähr 30 % erzeugt wird, ist die Kompression auf 200 bis 300 bar mit einem Energieverlust von mindestens 15 % verbunden. Die Hochdruckspeicher werden vor allem dann eingesetzt, wenn das komprimierte Methan als Fahrzeugtreibstoff verwendet wird.

4.4.2.5 Kryospeicher

Biogas bzw. Methan kann nicht durch Komprimieren verflüssigt werden. Methan geht bei Normdruck erst bei -161 °C in den flüssigen Zustand über und kann dann drucklos in wärmeisolierten Behältern aufbewahrt werden. Derartige Speicher werden zum Ferntransport von Erdgas in Schiffen verwendet. Bei einem Druck von 47,2 bar geht Methan schon bei $82,5 \text{ °C}$ in den flüssigen Zustand über.

Für landwirtschaftliche Biogasanlagen kommt dieses Verfahren nicht in Frage.

4.4.2.6 Absorptionsspeicher

Absorbieren ist das Eindringen einer Gaskomponente in ein flüssiges Absorptions- bzw. Lösungsmittel, in dem das Gas molekular aufgelöst wird. Das Lösungsmittel ist dabei meist auf das zu lösende bzw. zu speichernde Medium abgestimmt (Selektivität). Die entscheidenden Größen bei diesem Vorgang stellen der Partialdruck und die Temperatur der Gemischkomponenten dar.

Methan löst sich z. B. unter Druck in Gemischen aus Flüssiggas. In 1 m^3 Propan-Butan-Gemisch lösen sich dabei etwa 4 m^3 Methangas. Bei der Entnahme (Strippen, Desorption) des Methans werden etwa 4 % des Flüssiggasgemisches mit ausgetragen.

4.4.3 Reinigung von Biogas

Die Hauptbestandteile von Biogas sind Methan und Kohlenstoffdioxid. Die Anteile und ihr Verhältnis hängt sehr stark von der Zusammensetzung des Substrats (vgl. Kapitel 3.3), aber auch von der Bauart und Betriebsweise des Biogasreaktors ab. In einem gut funktionierenden Biogasreaktor sollte der Methananteil bei ungefähr 65 bis 75 % liegen, wobei der Rest größtenteils Kohlenstoffdioxid ist.

Wenn das Biogas den Biogasreaktor verlässt, ist es mit Wasser gesättigt. Bei 35 °C (mesophil) enthält 1 m³ Biogas ungefähr 40 g Wasser, bei 55 °C (thermophil) sind es mehr als 100 g. Da sich das Biogas nach Verlassen des Reaktors rasch abkühlt, fällt das Wasser in flüssiger Form als Kondensat aus und muss abgeführt werden.

Weitere Bestandteile, deren Konzentrationen normalerweise unter 1 % liegt, sind Ammoniak, Schwefelwasserstoff, Sauerstoff und Stickstoff.

Ein Biogas mit 65 % Methan, wie es häufig bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen vorkommt, hat einen Heizwert von rund 23 MJ/m³. Neben Methan können im Biogas auch Wasserstoff und Schwefelwasserstoff vorkommen, die sich auf den Heizwert auswirken können. Im Normalfall liegen die Konzentrationen weit unter 1 %, so dass sie bei der Berechnung des Heizwertes nicht berücksichtigt werden müssen.

Sauerstoff und Stickstoff stammen entweder aus der Luft, die mit dem Substrat zwangsläufig eingetragen wird, oder werden bewusst zur biologischen Schwefelwasserstoffentfernung zugegeben. Zur Oxidation von Schwefelwasserstoff wird eine Luftmenge, die ungefähr 1 % der Biogasmenge beträgt, in den Biogasreaktor eingeblasen.

In Einzelfällen ist es zu Problemen durch Siloxane gekommen. Dabei handelt es sich um organische Siliziumverbindungen, die in Körperpflegemitteln, als Antischaummittel und bei der Textilveredelung eingesetzt werden. Siliziumhaltige Verbindungen werden auch bei der Schaumbekämpfung in Klärwerken eingesetzt. Siloxane können bei der Kofermentation durch Produktionsabfälle oder aus der Nahrungsmittelproduktion eingetragen werden. Sie zerfallen bei der Verbrennung zu Siliziumdioxid (SiO₂), das in Verbrennungsmotoren zu erhöhter Korrosion der Kolben führen kann.

In Spuren gelangen auch andere organische Verbindungen aus dem flüssigen Reaktorinhalt in das Gassystem und können Korrosionsprobleme verursachen. Der Ausfall von Kompressoren, die an anderer Stelle zufriedenstellend funktioniert hatten, wird auf Phosphine zurückgeführt. Durch die Bildung von Chlorwasserstoff können auch chlororganische Verbindungen korrosiv wirken.

Die Verwendung von ungereinigtem Biogas, so wie es aus dem Reaktor kommt, ist nur in Ausnahmefällen möglich. Zur Verminderung der Korrosion und zur Einhaltung von Abgasgrenzwerten ist es häufig empfehlenswert, das Biogas zu reinigen. Dabei werden unerwünschte und schädliche Komponenten abgetrennt oder in unschädliche umgewandelt.

Besondere Bedeutung hat dabei der Schwefelwasserstoff, der bei jeder Form von Verbrennung Schwefeldioxid bildet. Sowohl Schwefelwasserstoff als auch Schwefeldioxid sind sehr korrosiv.

4.4.3.1 Schaumfalle

Biogasreaktoren neigen gelegentlich dazu, an der Flüssigkeitsoberfläche einen relativ festen Schaum zu bilden. Dieser Schaum kann die Rohre für die Entnahme des Biogases verstopfen und damit die Verwertung zumindest zeitweise unterbrechen. Die Schaumfalle soll das Eindringen von Schaum in die Gasleitungen verhindern. Zusätzlich wird im Gasraum des Biogasreaktors ein Schaumsensor angebracht, der anspricht, wenn zuviel Schaum entstanden ist.

4.4.3.2 Filter

Zur Abscheidung von mitgerissenen Partikeln können Grob- und Feinfilter vorgesehen werden. Durch die Abkühlung des Biogases scheidet sich dabei auch Kondensat ab, das abgeleitet werden muss.

4.4.3.3 Kondensatabscheidung, Gastrocknung

Das Biogas ist, wenn es aus dem Reaktor kommt, mit Wasserdampf gesättigt. Biogas enthält bei 35 °C bis zu 35 g/m³ Wasser, das sich beim Abkühlen des Gases auf Umgebungstemperatur abscheidet. Durch ein entsprechendes Gefälle beim Verlegen der Gasleitungen wird das Kondensat gesammelt. Mit der Bildung von Kondensat ist vor allem im Gasspeicher zu rechnen.

Wenn das Biogas sofort verwertet wird, ist die Restfeuchte kein Problem und eine Gastrocknung nicht erforderlich.

Das Biogas kann durch Abkühlen auf eine Temperatur unter 5 °C vom Wasser befreit werden. Dabei kondensieren auch andere wasserlösliche Gase, vor allem Ammoniak und Aerosole aus. Schwefelwasserstoff, der zwar in Wasser löslich ist, kann damit nur z. T. entfernt werden.

4.4.3.4 Eliminierung des Schwefelwasserstoffes

Biogas enthält Schwefelwasserstoff (H₂S) und ist somit **hochgiftig!**

- Dies gilt auch bei Verwendung der technisch üblichen Entschwefelungsverfahren.
- Toxische Konzentrationen werden in Biogasanlagen regelmäßig erreicht (Grenzwerte vgl. Tabelle 4.11).
- Die Atemluftgehalte durch Leckagen und Diffusionen sind nicht zu vernachlässigen.
- Die Verwendung von personenbezogenen Gaswarngeräten ist vorgeschrieben.

Schwefelwasserstoff ist ein korrosives Gas und kann Kessel, Motoren und Kompressoren zerstören. Die Hersteller verlangen deshalb die Einhaltung eines Grenzwertes im Biogas, der meist mit 150 ppm angegeben wird. Bei Verwendung spezieller Öle sind Konzentrationen bis 1.500 ppm möglich.

Die Menge des Schwefelwasserstoffes im Biogas hängt sehr stark vom Substrat ab. Schwefelwasserstoff entsteht z. B. durch den biologischen Abbau schwefelhaltiger Eiweißstoffe, während fetthaltige Abfälle kaum Schwefel enthalten und somit deutlich weniger Schwefelwasserstoff bilden.

Möglichkeiten zur Eliminierung des Schwefelwasserstoffes werden im folgenden dargestellt:

Biokatalytische Umwandlung von Sulfid in Schwefel

Zur Verminderung der Schwefelwasserstoffgehalte im Biogas hat sich ein Verfahren durchgesetzt, das sich durch seine Einfachheit sehr schnell verbreitet hat. Es wird dabei von der Fähigkeit des Bakteriums *Sulfobacter oxydans* Gebrauch gemacht, das von Schwefelwasserstoff lebt und diesen in Gegenwart von Sauerstoff in elementaren Schwefel umwandelt. Diese Bakterien sind omnipräsent und müssen dem System daher nicht künstlich zugeführt werden. Neben H₂S benötigen sie Kohlenstoff, anorganische Salze sowie Spurenelemente. Diese Substanzen liegen im Fermenter in ausreichendem Umfang vor. Weiterhin benötigen diese Mikroorganismen ausreichend Oberfläche und den bereits angesprochenen Sauerstoff. Diese Voraussetzungen müssen künstlich geschaffen werden. Erweisen sich die Flächen im Gasraum des Fermenters oder im Nachgarbehälter als ungeeignet (zu kleine Fläche bzw. unzureichende Nährstoffversorgung), können z. B. zusätzliche Einbauten installiert werden.

Der Sauerstoff wird dem Prozess an geeigneter Stelle zugesetzt. Die erforderliche Sauerstoffmenge wird durch die Stöchiometrie der Abbaureaktionen vorgegeben.

- $\text{H}_2\text{S} + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{S} + \text{H}_2\text{O}$
- $\text{H}_2\text{S} + 2\text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{SO}_4$

Hieraus ergibt sich ein Bedarf von 4 bis 6 % Luft im Biogas. Dabei sind Bakterienarten, welche Schwefel als Stoffwechselprodukt bilden, zu bevorzugen. Herrschen Mikroorganismen vor, die Schwefelsäure bilden, sinkt der pH-Wert auf 1 bis 2 und verursacht massive Korrosionsprobleme. Der entscheidende Nachteil einer Entschwefelung im Fermenter liegt in der Notwendigkeit, dem anaeroben System Sauerstoff zuzuführen. Vergärung und Methanbildung werden dadurch beeinträchtigt und die Gasausbeute nimmt ab. Der Verbleib von Schwefel bzw. von Sulfat im System kann jedoch zu erneuter H_2S -Bildung führen. Eine vollständige Eliminierung ist schwer zu erreichen.

Separate Biofilter, die vom Fermenter räumlich getrennt sind, können diese negativen Folgen umgehen. Bei ihnen besteht außerdem die Möglichkeit, alle Betriebsbedingungen (pH-Wert, Temperatur, O_2 -Konzentration) optimal einzustellen. Die Schwefelbakterien sind hierbei auf einem Trägermaterial angesiedelt, das innerhalb einer Kolonne vom Rohbiogas durchströmt wird. Im Gegenstrom wird eine Spülflüssigkeit (Gülle oder sonstiger Fermenterablauf) im Kreislauf geführt, um die Bakterien mit Nährstoffen zu versorgen. Eine (semi-)kontinuierliche Ausschleusung bzw. (Rück-)Spülung verhindert eine Aufkonzentration von Schwefel im System. Das Verfahren ist zwar noch im Versuchsstadium anzusiedeln, kann aber nach den vorliegenden Ergebnissen eine H_2S -Konzentration im Rohgas von zumindest 1.600 ppm vollständig eliminieren und eine H_2S -Konzentration im Reingas von 100 ppm gewährleisten.

Weiterhin wird erprobt, inwieweit es möglich ist, in einem kombinierten Gaswäscher H_2S und zusätzlich auch Ammoniak (NH_3) abzuscheiden. Durch den Einsatz dieses, in weiteren Versuchen noch zu optimierenden Entschwefelungsverfahrens könnten neben stabilisierten Fermenterbedingungen auch längere BHKW-Standzeiten, weniger Wartungsaufwand für den Motor, geringere Korrosionsprobleme und verminderte SO_x -Emissionen im BHKW-Abgas erreicht werden.

Ausfällen von Schwefelwasserstoff als Sulfid im Biogasreaktor

Der mit dem Substrat eingebrachte Schwefel muss nicht im Biogas auftauchen, da die im Biogasprozess entstehenden Sulfide mit Schwermetallen schwerlösliche Verbindungen bilden. Diese werden mit der ausgefaulten Gülle ausgetragen.

Die Ausfällung derartiger Sulfide kann sich verstärken, wenn gezielt Schwermetalle zugesetzt werden. Dafür kann eine Eisenchlorid-Lösung zudosiert werden, was zwar im Allgemeinen ein gutes Ergebnis bringt, aber mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Als billigere Quelle für geeignete Eisenverbindungen können Kosubstrate eingesetzt werden.

Verwendung von Eisenoxid, Raseneisenerz

Durch eine chemische Reaktion mit dreiwertigem Eisenoxid wird der Schwefel in Form von Eisensulfid gebunden. Gasreinigungsmassen sind in Form von Presslingen oder Körnern im Handel erhältlich. Sie werden in einer lockeren Schüttung vom Biogas durchströmt, wobei eine Gasgeschwindigkeit von 40 mm/s die besten Ergebnisse bringt. Die Reinigungsmasse kann durch Einblasen von Luft mehrmals regeneriert werden, wobei elementarer Schwefel entsteht.

Die Regeneration der Reinigungsmassen ist mit einer großen Wärmeentwicklung verbunden und kann zur Entzündung des abgeschiedenen Schwefels führen.

Allerdings verliert die Masse im Laufe der Zeit an Reaktionsfähigkeit und muss ausgetauscht werden. Deshalb ist mit hohen Kosten für die Beschaffung und die sachgemäße Entsorgung der Reinigungsmassen sowie einem beträchtlichen Wartungsaufwand zu rechnen.

Verwendung von Aktivkohle

Aktivkohle, die mit Kaliumjodid imprägniert ist, wirkt als Katalysator, der in Gegenwart von Sauerstoff die Oxidation von Schwefelwasserstoff zu elementarem Schwefel ermöglicht.

Die Reaktionstemperatur sollte bei etwa 70 °C liegen. Der Schwefel bleibt in der Aktivkohle und könnte theoretisch durch Erhitzen auf mehr als 450 °C ausgetrieben werden. Vorläufig ist schwefelbeladene Aktivkohle jedoch noch Sondermüll, da zum jetzigen Zeitpunkt für diese Art der Regenerierung von Aktivkohle in Deutschland keine geeignete Anlage existiert. Weiterhin sollte darauf hingewiesen werden, dass schwefelbeladene Aktivkohle unter bestimmten Bedingungen (Luftzutritt über eine bestimmte Zeit, z. B. beim Filterwechsel) zur Selbstentzündung neigt. Die Aktivkohleschüttung müsste je nach Schwefelwasserstoffgehalt des Biogases unter Umständen mehrmals jährlich ausgetauscht werden. Aktivkohlefilter finden aufgrund der genannten Gründe in landwirtschaftlichen Biogasanlagen kaum Verwendung.

Durchführung der Monoethanolamin-Wäsche

Zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität kann zum Entfernen des Kohlenstoffdioxids eine Wäsche mit Monoethanolamin angewandt werden. Dabei wird auch Schwefelwasserstoff ausgewaschen.

4.4.3.5 Eliminierung von Kohlenstoffdioxid

Das Kohlenstoffdioxid trägt bei einer energetischen Verwertung des Biogases nicht zum Heizwert bei, insofern ist die Menge an Kohlenstoffdioxid im Biogas so gering wie möglich zu halten. In Verbrennungsmotoren führt der Kohlenstoffdioxidballast zu einer sanfteren Verbrennung und erhöht die Klopfestigkeit. Deshalb gibt es keine dringende Notwendigkeit zum Abtrennen von Kohlenstoffdioxid aus Biogas.

Kohlenstoffdioxid muss unter Umständen entfernt werden, wenn das Biogas in ein Erdgasnetz eingespeist wird und eine dem Erdgas entsprechende Qualität gefordert wird. Vor allem wird es entfernt, wenn Biogas für den Betrieb von Kraftfahrzeugen verwendet werden und in komprimierter Form möglichst raumsparend mitgeführt werden soll.

- **Druckwäsche**

Die Löslichkeit von Kohlenstoffdioxid ist im Gegensatz zu Methan sehr stark vom Druck abhängig, was zur Trennung dieser Gase nützlich ist. Bei einem Druck von 15 bar kann das Kohlenstoffdioxid nahezu vollständig mit Wasser ausgewaschen werden.

- **Monoethanolamin-Wäsche**

In Monoethanolamin löst sich Kohlenstoffdioxid unter Bildung von Hydrogenkarbonaten. Die Waschflüssigkeit wird durch Erhöhen der Temperatur und Erniedrigen des Drucks wieder regeneriert, wobei allerdings auch der mitabgeschiedene Schwefelwasserstoff wieder freigesetzt wird. Dieses Verfahren wird bereits zur Aufbereitung von Klärgas auf Erdgasqualität in Einzelfällen angewandt.

- **Molekularsiebe**

Molekularsiebe sind Zeolithe (kristalline Aluminiumsilikate) mit definierten Hohlräumen. Damit können Gasgemische getrennt werden, weil sich nur Moleküle einer bestimmten Größe in den Hohlräumen festsetzen. Beim Druckwechselverfahren wird das Molekularsieb bei einem Druck von 5 bis 10 bar beladen. Die Hohlräume sind so bemessen, dass Kohlenstoffdioxid, Sauerstoff und Wasserdampf festgehalten werden und durch Anlegen eines Unterdrucks ausgetrieben werden können. Methan dagegen wird nicht festgehalten.

4.4.4 Einbau einer Gasfackel

Biogas, das nicht genutzt werden kann, darf nicht einfach in die Atmosphäre abgelassen werden, da es infolge seines Methangehaltes ein Treibhausgas ist. Es muss wenigstens durch Verbrennen in das etwas weniger klimaschädliche Kohlenstoffdioxid umgewandelt werden. Dazu dient eine Gasfackel, die mit automatischer Zündung und Flammüberwachung ausgestattet sein sollte, damit kein Methan unbemerkt entweichen kann. Alle größeren Anlagen sollten über eine Gasfackel verfügen.

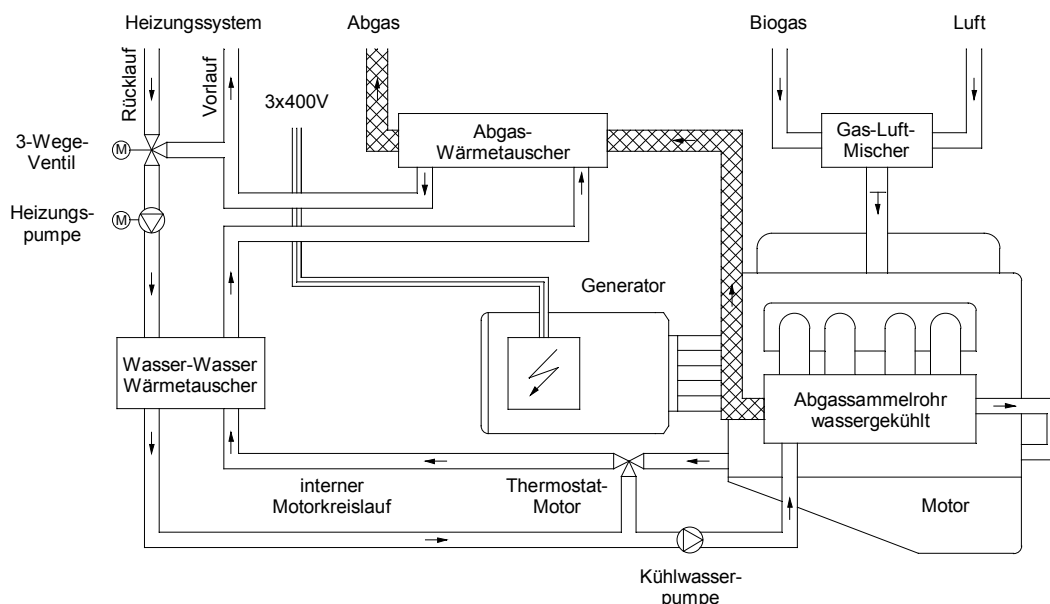
4.5 Verwertung des Biogases mittels Kraft-Wärme-Kopplung

Das Biogas wird in fast allen Anlagen in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) genutzt, weil damit elektrischer Strom erzeugt werden kann, der nach dem Stromeinspeisungsgesetz als regenerativer Energieträger vergütet wird.

4.5.1 Grundlagen

Bei der heute üblichen Ausführung wird die Energie des Biogases zum Antrieb eines Verbrennungsmotors verwendet, der direkt mit einem Generator gekoppelt ist, der elektrischen Strom mit der Spannung und der Frequenz erzeugt, die das innerbetriebliche Netz aufweist. Die mechanische Energie des Verbrennungsmotors könnte statt zur Erzeugung von Strom auch zum Direktantrieb von Maschinen, insbesondere von Pumpen oder Ventilatoren, verwendet werden. Das ist bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen bisher nicht üblich und die entsprechenden Einrichtungen müssen im Gegensatz zu den komplett vormontiert angebotenen Blockheizkraftwerken für jeden Anwendungsfall individuell zusammengestellt werden. Für den Antrieb des Generators können auch andere Antriebssysteme, beispielsweise Dampfmaschinen oder Gasturbinen, eingesetzt werden. Auch der Stirling-Motor wird häufig vorgeschlagen. Für die Gasmenge und die Gaszusammensetzung, mit der bei größeren landwirtschaftlichen Biogasanlagen zu rechnen ist, gibt es derzeit keine praxistauglichen Systeme. Auch die direkte Umsetzung des Biogases in elektrischen Strom durch Brennstoffzellen, die einen höheren Wirkungsgrad versprechen, ist noch nicht einsatzbereit. Den Brennstoffzellen muss zudem eine aufwendige Biogasreinigung vorgeschaltet werden. Dadurch erhöhen sich die Investitionskosten erheblich.

Abbildung 4.12 Schema eines Blockheizkraftwerkes



Quelle: Energy of Nature GmbH

4.5.1.1 Verteilung von Strom und Wärme, Wirkungsgrade

Bei der Umwandlung der chemischen Energie des im Biogas enthaltenen Methans in mechanische Energie im Verbrennungsmotor und der darauffolgenden Umwandlung in elektrischen Strom im Generator kommt es zu Umwandlungsverlusten, die in Form von Wärme in Erscheinung treten.

Das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung besteht darin, die Wärme, die quasi als Neben- oder Abfallprodukt der Stromerzeugung anfällt, einer sinnvollen Nutzung zuzuführen. Bei vollständiger Verwertung (Abgaswärmenutzung bis weit unter 120 °C) der Wärme kann mit einem Blockheizkraftwerk ein Gesamtwirkungsgrad von bis zu 90 % erreicht werden. Die Betriebsergebnisse liegen jedoch meist niedriger als 90 %.

Als Faustzahl für die Verteilung der Energie des Biogases kann angenommen werden, dass durch Kraft-Wärme-Kopplung mit Otto-Motoren rund 1/3 in Form von elektrischem Strom und 2/3 als Wärme zur Verfügung gestellt werden. Abweichungen ergeben sich infolge der unterschiedlichen Wirkungsgrade der verschiedenen Verbrennungsmotoren und Generatoren sowie dem Aufwand, der zur Auskopplung der Wärme betrieben wird. Wegen der Einnahmen, die durch die Einspeisung von elektrischem Strom ins Netz erzielt werden können, wird oft auf einen möglichst hohen elektrischen Wirkungsgrad Wert gelegt, der seinerseits hauptsächlich durch den mechanischen Wirkungsgrad des Verbrennungsmotors festgelegt wird.

In einem Blockheizkraftwerk mit Verbrennungsmotor verteilt sich die Energie wie folgt:

Tabelle 4.3 Energieverteilung im Verbrennungsmotor (Ottoprinzip) eines BHKWs

	Anteil	Deutz-MWM TBG 620 V16 K
Wärmeenergie im Motorkühler	35 %	19,0 %
Wärmeenergie im Abgas	25 %	26,7 %
Abstrahlungswärme des Motors	5 %	13,1 %
Mechanische Energie an der Generatorwelle	35 %	41,2 %

Der Wirkungsgrad des Generators liegt bei 90 bis ca. 97 %

4.5.1.2 Auskopplung der Wärme

Die Auskopplung der Wärme kann auf verschiedenen Temperaturniveaus erfolgen. Die größte Wärmemenge fällt bei der Kühlung des Verbrennungsmotors an. Dieser wird in der Regel mit Wasser gekühlt, welches über den Motorwärmetauscher zur Erwärmung der Flüssigkeit des eigentlichen Heizkreislaufs verwendet wird.

In aller Regel kommen hier Plattenwärmetauscher zum Einsatz, welche gelötet oder aber auch geschraubt ausgeführt werden.

Die Kühlung der Abgase, die einen Verbrennungsmotor mit einer Temperatur von 460 bis 500 °C verlassen, ist für den sicheren Betrieb eines Blockheizkraftwerks nicht zwingend erforderlich, verbessert aber den thermischen Wirkungsgrad.

Abgaswärmetauscher werden in Edelstahl ausgeführt. In Ihrer Bauart sind es in der Regel Rohrbündel-Wärmetauscher, mit Abgasführung in den Rohren und Kühlwasserführung im Mantelraum des Tauschers.

4.5.1.3 Praxiswerte

Im Idealfall könnten ungefähr 90 % der Energie des Biogases durch Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden. In der Praxis wird dieser Wert kaum erreicht werden, da beispielsweise die Wärme für die Raumheizung nur in der kälteren Jahreszeit benötigt wird und den Rest des Jahres über Notkühler an die Luft abgegeben werden muss.

Der Eigenbedarf der Biogasanlage ist sehr stark abhängig von der Bauweise und der Betriebsart des Biogasreaktors. Für größere landwirtschaftliche Biogasanlagen wird angegeben, dass zwischen 10 und 30 % (Jahresmittelwerte) für die Erwärmung des Substrats und die Wärmeverluste anzusetzen sind.

Der Eigenbedarf der Biogasanlage an elektrischer Energie ist gering. Die größten Verbraucher sind Pumpen und Rührwerke, die Anschlussleistungen von mehreren kW aufweisen. Um Strom zu sparen werden Rührwerke nur zeitweise betrieben und so gesteuert, dass sie zu den Tageszeiten, in denen der Betrieb einen hohen Stromverbrauch aufweist, nicht in Betrieb genommen werden.

Während der Strom durch Einspeisung in das öffentliche Netz vollständig verwertet werden kann, ist eine kontinuierliche Abnahme von Wärme nur in Ausnahmefällen gegeben. Da sich die Verwertung der Wärme auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt, umfasst die Planung einer Biogasanlage immer die Analyse der Struktur des Wärmebedarfes des dazugehörigen landwirtschaftlichen Betriebs und seiner näheren Umgebung. Abnehmer für Wärme lassen sich, wie Beispiele im In- und Ausland zeigen, im Gewerbe und im kommunalen Bereich finden. Die harte Konkurrenz mit anderen Energieträgern (Erdgas, Flüssiggas, Heizöl) führt aber oft dazu, dass technisch und ökologisch überzeugende Lösungen nicht wirtschaftlich sind.

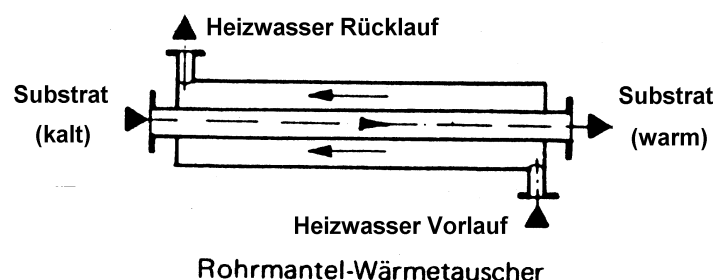
4.5.1.4 Nutzung der Niedertemperaturwärme

Der erste und wichtigste Abnehmer der Niedertemperaturwärme des Blockheizkraftwerks ist die Biogasanlage selbst. Der Biogasreaktor muss auf konstanter Betriebstemperatur gehalten werden. Beim Beschicken entstehen durch das Abfließen einer gleich großen Menge, die die Temperatur des Reaktors hat, Wärmeverluste. Diese können durch Wärmetauscher, die einen Teil dieser Wärme auf das frische Substrat übertragen, vermindert werden, die Differenz muss durch weitere Wärmezufuhr ausgeglichen werden. Je nach Wärmedämmung, Betriebsweise und Jahreszeit benötigen Biogasanlagen zwischen 20 % und 60 % (extreme Werte für Winter) der Wärme des Blockheizkraftwerks zum Ausgleich ihrer Wärmeverluste.

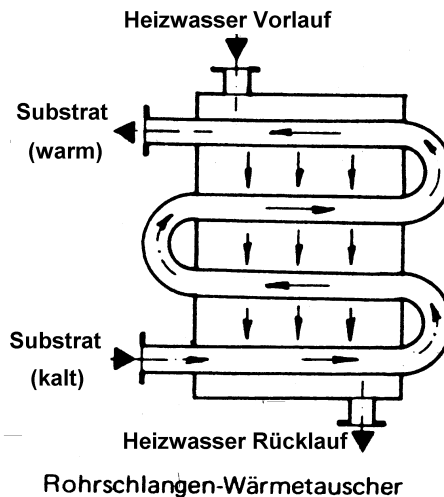
Nachfolgend werden 3 Arten von Wärmetauschern vorgestellt.

Abbildung 4.13 Beispiele für Wärmetauscher

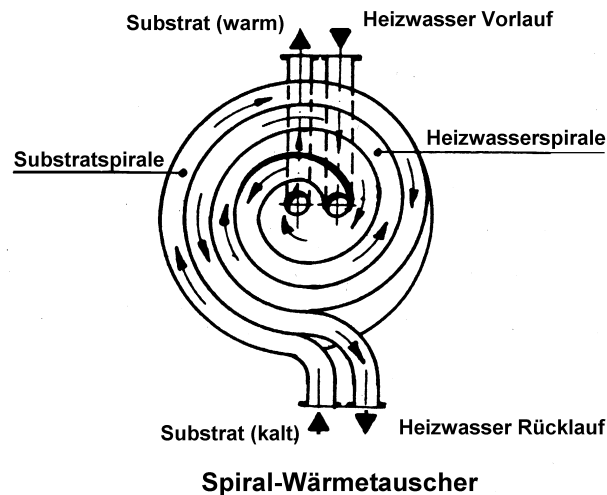
Beispiel 1:



Beispiel 2:



Beispiel 3:



- **Nutzung der Wärme im eigenen Betrieb**

Naheliegender und leicht zu realisieren ist die Verwendung der Niedertemperaturwärme zur Beheizung der Betriebsgebäude der Biogasanlage und des dazugehörigen landwirtschaftlichen Betriebes. Blockheizkraftwerke sind voll kompatibel mit der üblichen Zentralheizungstechnik und können den sonst erforderlichen Heizkessel ersetzen. Um eine kontinuierliche Wärmeversorgung auch bei Stillstand (Wartung, Reparatur) des BHKW zu sichern, sollte der vorhandene Heizkessel weiter als Spitzen- oder Notkessel zur Verfügung stehen.

Die weitere Verteilung der Niedertemperaturwärme hängt sehr stark von den örtlichen Verhältnissen ab. Bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen können gegebenenfalls auch weitere umliegende Gebäude, in denen sich Büros, sanitäre Einrichtungen oder Wohnungen befinden, mit Wärme versorgt werden. Auch bei bestimmten Bauarten von Ställen werden Heizungen, in denen warmes Wasser zirkuliert, eingebaut. Hier können mit der Abwärmenutzung aus dem BHKW, je nach Größe der Anlage, Kosten für bisher verwendete Brennstoffe eingespart werden.

Auch viele Veredelungsbetriebe, die zur Weiterverarbeitung der eigenen tierischen und pflanzlichen Produkte im Umfeld von landwirtschaftlichen Betrieben angesiedelt sind, können als Abnehmer der Wärme ins Auge gefasst werden. Diese benötigen aber häufig heißes Wasser oder gar Dampf, was durch Einbau eines Abgaswärmetauschers im BHKW zur Verfügung gestellt werden kann.

- **Nahwärmenetz**

Wenn sich aufgrund der Struktur des landwirtschaftlichen Betriebs keine Möglichkeiten zur Nutzung der Wärme abzeichnen, ist der Aufbau einer Nahwärmeversorgung ins Auge zu fassen. Verschiedene Beispiele in Deutschland (Pastitz, Wolpertshausen), vor allem aber in Dänemark zeigen, dass Biogasanlagen in einem Nahwärmenetz für ein Dorf oder einen Stadtteil ganzjährig die Grundlast abdecken können. Wenn der Wärmebedarf in der kälteren Jahreszeit ansteigt, werden die Heizkessel zugeschaltet, die im Prinzip jeden beliebigen konventionellen Brennstoff verwenden können.

- **Trocknen, Temperieren**

In der Landwirtschaft werden erhebliche Mengen fossiler Brennstoffe zum Trocknen der verschiedensten Produkte verbraucht. Es wäre naheliegend, die Abwärme aus dem Blockheizkraftwerk der Biogasanlage hierfür zu nutzen, was aber häufig daran scheitert, dass diese Wärme nur an wenigen Tagen im Jahr, dann aber in großen Mengen benötigt wird, während die Biogasanlage über das ganze Jahr ein relativ gleichmäßiges Wärmeangebot aufweist. Möglichkeiten zur Nutzung der Niedertemperaturwärme finden sich vor allem in den Anwendungsfeldern, in denen auch ohne Biogasanlage der Einsatz eines Blockheizkraftwerks empfohlen wird. Dazu gehören Sauenbetriebe mit mehr als 120 bis 130 Sauen, Fischzuchtbetriebe, die ihre Fische selbst erbrüten, Sägereien, die eine Wärmekammer betreiben und Gartenbaubetriebe mit hohen Energiekosten.

4.5.2 Bauformen von Blockheizkraftwerken

Die Einrichtungen, die für die Kraft-Wärme-Kopplung in größeren landwirtschaftlichen Biogasanlagen eingesetzt werden können, werden meist in der Form vormontierter Module anschlussfertig geliefert. Der Verbrennungsmotor und ein darauf abgestimmter Generator (Aggregat) bilden eine Einheit mit der integrierten Wärmenutzung (BHKW-Modul), die in einem geeigneten Gebäude oder als Containeranlage aufgestellt und mit den Heizkreisläufen verbunden wird.

Bei der Aufstellung ist wegen der erheblichen Geräuschentwicklung auf eine gute Schallisolation zu achten. Einzelne Module können mit einer Schallschutzhaube versehen werden, was bei der Aufstellung mehrerer Module in einem Raum die Wartungsarbeiten angenehmer gestaltet. Die Schallschutzkapselung senkt die Schallabstrahlung der Motoren von mehr als 90 dB (A) auf bis zu 70 dB (A). Für die Aufstellung im Freien werden auch komplette BHKW-Module, die in schallgedämmte Standard-Container eingebaut sind, angeboten.

4.5.3 Gas-Otto-Motoren und Zündstrahlmotoren

Für die Verwertung von Biogas in Blockheizkraftwerken werden stationäre Verbrennungsmotoren eingesetzt, wie sie auch für flüssige Treibstoffe und andere gasförmige Brennstoffe verwendet werden. Es handelt sich oft um Motoren, die an besondere Eigenschaften gasförmiger Brennstoffe angepasst sind.

Die Motoren in Blockheizkraftwerken laufen in der Regel lange Zeit bei konstanter Drehzahl und sind nur geringen Temperaturschwankungen ausgesetzt. Im Grundlastbetrieb sind sie den größten Teil der 8.760 Stunden eines Jahres in Betrieb. Betriebsunterbrechungen von wenigen Stunden sind für den Ölwechsel, den Austausch der Zündkerzen und weitere Wartungsarbeiten einzuplanen. Instandhaltungsarbeiten sind ebenfalls zu berücksichtigen.

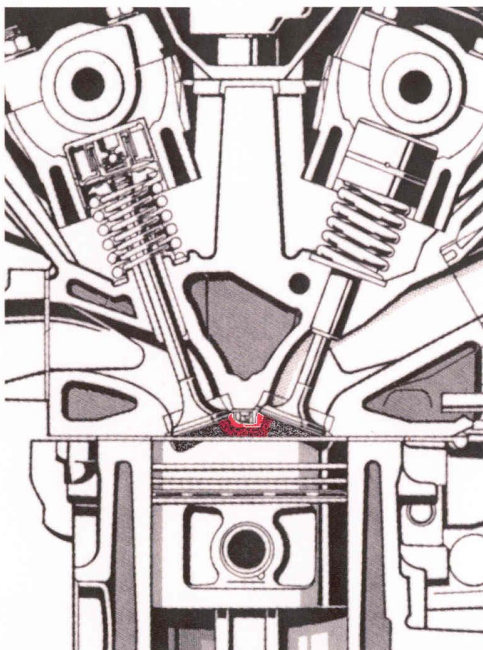
Für den Einsatz in Biogasanlagen können unterschiedliche Gasmotoren-Konzepte herangezogen werden. Hinsichtlich des Arbeitsverfahrens werden sowohl (fremdgezündete) Gas-Otto-Motoren als auch Zündstrahlmotoren (Selbstzündung) nebeneinander eingesetzt. Die Gas-Otto-Motoren werden im Magerbereich betrieben, da der $\lambda = 1$ -Betrieb aus verschiedenen Gründen problembehaftet ist.

Die Gemischbildung wird praktisch ausnahmslos mit einem Gasmischer (äußere Gemischbildung) realisiert. Zur Verbesserung leistungsbezogener Kenngrößen wird in der Regel eine Abgasturboaufladung mit nachgeschaltetem Ladeluftkühler angewendet. Ein weiterer Vorteil der Aufladung ist die Homogenisierung des Biogas-Luft-Gemisches im Verdichter.

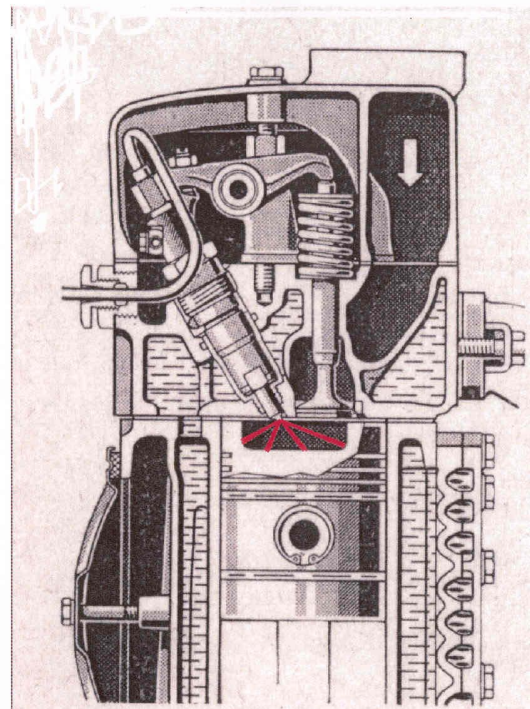
Die Brennverfahren des Gas-Otto-Motors und des Zündstrahlmotors unterscheiden sich erheblich (Abb. 4.14). Während beim Gas-Otto-Motor die Zündung durch einen elektrischen Funken eingeleitet wird, was dann in der Folge zum Ausbreiten einer Flammenfront führt, erfolgt im Zündstrahlmotor eine Selbstzündung des eingespritzten Heizöls beim Einsatz von Mehrlochdüsen an mehreren Stellen des Brennraumes.

Bedingt durch die völlig verschiedenartigen Brennverfahren bei Zündstrahl- und Gas-Otto-Motoren ist auch ein unterschiedliches Betriebsverhalten mit voneinander abweichenden motorischen Zielgrößen zu erwarten.

Abbildung 4.14 Vergleich der Brennverfahren von Gas-Otto- und Zündstrahlmotor



Gasmotor: Einleitung der Verbrennung durch Funken an der Zündkerze
Ausbreitung einer Flammenfront



Zündstrahlmotor: Einleitung der Verbrennung durch fast gleichzeitige Explosion (Selbstzündung) des eingespritzten Heizöls

Ausgewählte Unterschiede zwischen den Motorenkonzepten und mögliche Auswirkungen auf motorische Zielgrößen sind in der Tabelle 4.4 zusammengestellt.

Tabelle 4.4 Vor- und Nachteile von Zündstrahl- und Gas-Otto-Motor im Vergleich

Kriterium	Zündstrahlmotor	Gas-Otto-Motor
Verdichtungsverhältnis	ϵ ähnlich DM (Selbstzündung) V: $\eta_e = \eta_{th} \times \eta_G \times \eta_m$ N: NOx-Emission	<ul style="list-style-type: none"> • ϵ ca. 12 (Saugmotoren) • ϵ ca. 10 und größer (aufgel. Motoren)
Zündenergie	V: ca. 1000fach größer als bei Funkenzündung → sichere Entflammung sehr magerer Gemische N: NOx-Emission	Magerbetrieb bis ca. $\lambda = 1,7$ möglich; für Zylinderdurchmesser bis max. 260 mm
Zusätzlicher Kraftstoff	V: Strom und Wärme auch bei Biogasmangel N: höhere Betriebskosten (5...10 % Q_{zu} aus Heizöl)	V: kein zusätzlicher Energieträger erforderlich
Einspritzanlage	N: <ul style="list-style-type: none"> • Mindest-Einspritzmenge für die Kühlung der Düsen erforderlich (ca. 10 % [und größer] von Q_{zu} aus Heizöl!) • z. T. Standzeiten der Einspritzdüsen problematisch 	
Rußbildung	N: findet nachweislich statt	V: praktisch rußfreie Verbrennung

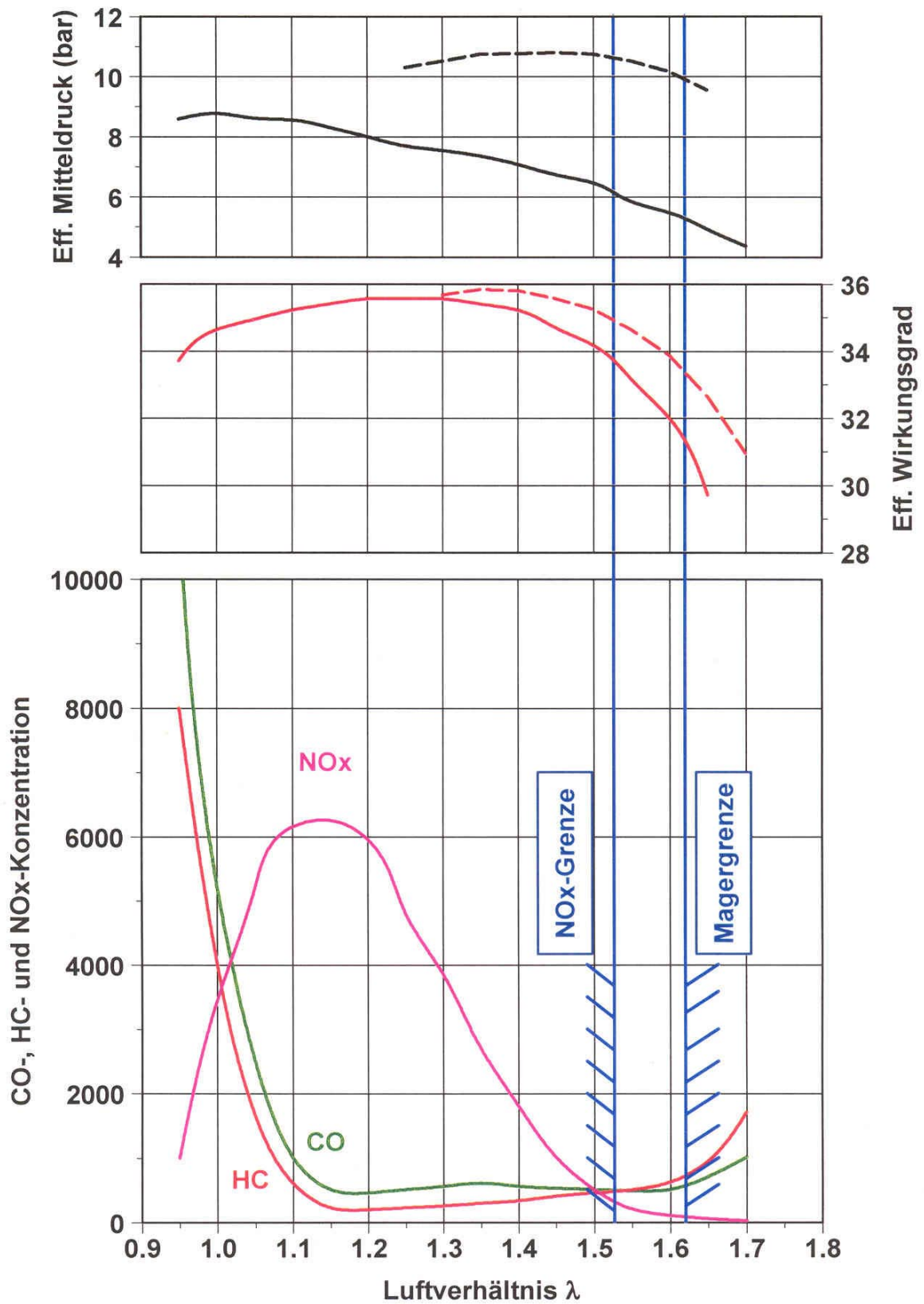
Prinzipbedingt hat der Zündstrahlmotor ein höheres Verdichtungsverhältnis. Aus thermodynamischer Sicht lässt dies eigentlich einen höheren Wirkungsgrad erwarten. Allerdings ist zu beachten, dass die Verdichtung auch das Temperaturniveau im Brennraum und damit die NOx-Emission erhöht. Maßnahmen zur Senkung der NOx-Emission können den Wirkungsgradvorteil erheblich schmälern.

Die mit dem eingespritzten Heizöl eingebrachte Zündenergie ist beim Zündstrahlmotor etwa 1000fach größer als die Energie des elektrischen Funkens. Damit ist es möglich, auch extrem magere Gemische sicher zu entzünden.

Das Luftverhältnis ist eine Größe, mit der motorische Zielgrößen wie Leistung, Wirkungsgrad und Schadstoffemission erheblich beeinflusst werden (Abbildung 4.15). Soll beispielsweise der NOx-Grenzwert ohne Abgas-Nachbehandlungssysteme eingehalten werden, dann muss z. B. ein Luftverhältnis von ca. 1,5 bis 1,6 realisiert werden.

Wenn bei einem Gas-Otto-Motor ohne Lambda-Regelung der Methangehalt sinkt, dann kann unter Umständen die Magerlaufgrenze überschritten werden, was im ungünstigsten Fall zu Verbrennungsaussetzern, niedriger Leistung und schlechten Wirkungsgraden führen kann. Selbst wenn eine Lambda-Regelung vorhanden ist, die dann für eine vergrößerte Zufuhr an Biogas sorgt, so hat sich doch der Anteil an inertem CO₂ erhöht, was die Entflammungs- und Durchbrennbedingungen erheblich verschlechtert.

Abbildung 4.15 Einfluss des Luftverhältnisses auf motorische Zielgrößen

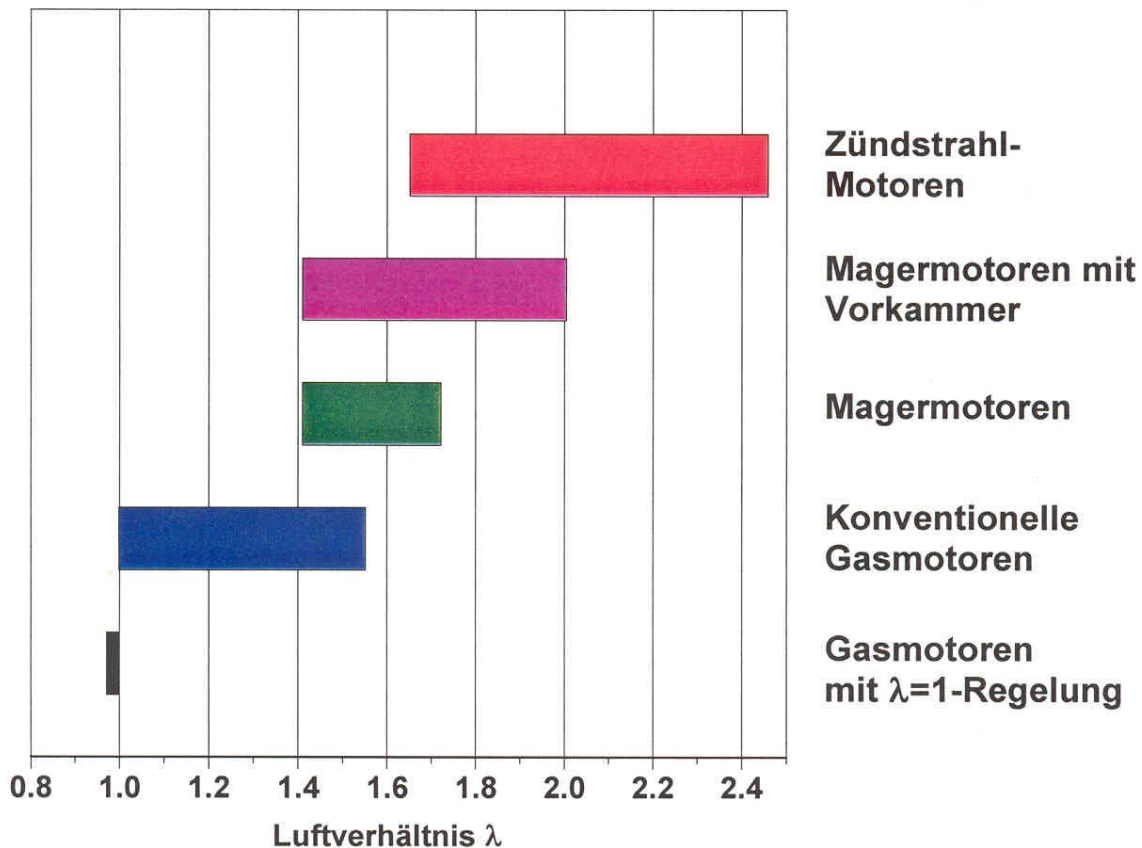


Quelle: Firmenschrift Deutz MWM

Die Bereiche für Luftverhältnisse für unterschiedliche Gasmotoren-Konzepte sind in Abbildung 4.16 dargestellt.

Während die Gas-Otto-Motoren im für den Biogaseinsatz üblichen Magerbetrieb ohne Vorkammer Luftverhältnisse von 1,4 bis höchstens 1,7 verkräften, sind bei Zündstrahlmotoren Luftverhältnisse bis 2,5 problemlos realisierbar.

Abbildung 4.16 Bereiche für das Luftverhältnis für unterschiedliche Gasmotoren-Konzepte



Quelle: Athenstaedt, G.; Entwicklung stationärer Gasmotoren seit dem Inkrafttreten der TA-Luft

Zum Betrieb des Zündstrahlmotors ist ein zusätzlicher Kraftstoff erforderlich, der einerseits die Betriebskosten erhöht, aber andererseits die Lieferung von Wärme und Elektroenergie bei Biogasmangel sicherstellt. Für eine sichere Entflammung des mageren Biogas-Luft-Gemisches ist eigentlich nur eine geringe Einspritzmenge erforderlich. Die Kühlung der Einspritzdüsen macht allerdings einen erhöhten Öldurchsatz durch die Einspritzdüsen erforderlich. Der Mindestdurchsatz durch die Einspritzdüsen wird so bemessen, dass etwa 10...20 % der zugeführten Energiemenge aus dem Heizöl resultieren.

Trotzdem werden die Standzeiten der Einspritzdüsen von Betreibern oft als kritisch eingeschätzt, da der Austausch der Einspritzdüsen einen Kostenfaktor in den Betriebskosten darstellt.

Nicht zuletzt ist zu bemerken, dass bei der Verbrennung im Zündstrahlmotor nachweislich eine Rußbildung stattfindet. Abgesehen davon, dass die TA-Luft die Einhaltung des Grenzwertes für Staub/Ruß von 50 mg/m^3 fordert, könnte die Rußemission eine Rolle für den Wärmeübergang in Abgas-Wärmetauschern bzw. für deren Wartungsintervall spielen. Während bei Zündstrahlmotoren also eine deutliche, von der Last abhängige Rußbildung ersichtlich ist, findet beim Gas-Otto-Motor praktisch eine rußfreie Verbrennung statt.

4.5.4 Schmierölversorgung

Das Schmieröl hat einen großen Einfluss auf die Lebensdauer und die Betriebssicherheit des Blockheizkraftwerks. Bei kleineren Motoren kann das Öl ergänzt und der Ölwechsel von Hand vorgenommen werden. Größere Anlagen haben eine zentrale Schmierölversorgung und eine Absauganlage mit Altöllagerung. Ein Austausch des Schmieröls ist infolge von Alterung, Verschmutzung und Nitrierung nach etwa 750 Betriebsstunden erforderlich, was bei Dauerbetrieb etwa einem monatlichen Ölwechsel entspricht.

Das Schmieröl ist in der Lage, die bei der Verbrennung des Biogases entstehenden Säuren zu neutralisieren. Das Neutralisationsvermögen wird durch die Gesamtbasenzahl TBN (Total Base Number) angegeben, die bei normalen Ölen bei etwa 18 liegt.

4.5.5 Auskopplung der Wärme aus Verbrennungsmotoren

Die Wärme, die in einem Motor entsteht, muss durch den Wasserkreislauf des Kühlsystems abgeführt werden und steht als Heizwärme mit einem Temperaturniveau von ungefähr 80 °C zur Verfügung.

Die üblichen Kreisläufe für Raumheizung arbeiten mit einer Vorlauftemperatur von 90 °C und einer Rücklauftemperatur von 70 °C. Die Temperaturdifferenz von 20 °C wird im wesentlichen durch den Wärmetauscher des Motorkühlkreislaufs und gegebenenfalls durch einen nachgeschalteten Abgaswärmetauscher erhalten. Weitere Wärmetauscher nutzen die Temperatur des Schmieröls und des Gas-Luft-Gemischs nach der Turbo-Aufladung.

- **Motorkühler**

Die Beschränkung der Temperatur des Motorblocks durch einen Kühlkreislauf ist zwingend erforderlich, da beim Überschreiten der zulässigen Betriebstemperatur der Motor irreversibel geschädigt werden kann. Die Wärme des Motors wird über einen Kühlkreislauf durch den Motorwärmetauscher an den Heizungskreislauf übertragen.

Die Temperatur im Motorkühlkreislauf wird meist auf 90 °C eingestellt. Die Motorenhersteller bieten aber auch Ausführungen mit Betriebstemperaturen von 130 °C an, die unempfindlicher gegen korrosive Gase sind, da diese im Motor nicht auskondensieren können.

Die Motorkühlwasser-Wärmetauscher werden als Plattenwärmetauscher aus CrNi-Stahl hergestellt.

- **Ölkühler**

Der Ölkühler ist in den Motorkühlwasserkreislauf eingebunden und nutzt die vom Schmieröl aufgenommene Wärme.

- **Gemischkühler**

Bei Turbo-Aufladung erhöht sich die Temperatur des Gas-Luft-Gemisches. Um den Wirkungsgrad zu erhöhen wird das Gemisch gekühlt (wie Ladeluftkühlung). Der Gemischkühler kann in den Motor- oder Heizwasserkreislauf eingebunden werden. Ein separater Kühlkreislauf mit Tischkühler ist ebenfalls möglich.

- **Abgaswärmetauscher**

Ein Abgaswärmetauscher ist für den Betrieb des Blockheizkraftwerks nicht unbedingt erforderlich und kann entfallen, wenn der entsprechende Wärmebedarf nicht vorhanden ist. Das hohe Temperaturniveau der Abgase kann auch zur Erzeugung von Dampf genutzt werden. Die Abgastemperatur liegt bei etwa 500 °C und sollte durch den Abgaswärmetauscher nicht unter 180 °C abgesenkt werden, um das Ausfallen von Kondensat und die davon verursachte Korrosion im Abgassystem zu vermeiden. Die Abgaswärmetauscher werden als Rohrbündelwärmetauscher aus CrNi-Stahl mit ziehbarem Bündel hergestellt.

4.5.6 Abgasverhalten der Motoren

4.5.6.1 Geforderte Abgaswerte nach der TA-Luft

Die Abgase bei der Verbrennung von Biogas in Verbrennungsmotoren bestehen im wesentlichen aus Kohlendioxid und Wasser. Durch unvollständige Verbrennung kann es zur Bildung von Kohlenmonoxid und Ruß kommen.

Durch den mit der Verbrennungsluft angesaugten Stickstoff kommt es zur Bildung von Stickoxiden. Aus dem Schwefelwasserstoff entsteht Schwefeldioxid. Staubemissionen können bei Verwendung von Biogas nicht auftreten.

Die Emissionswerte, die in der TA-Luft gefordert werden, sind in Tabelle 4.5 ersichtlich.

Tabelle 4.5 Emissionsgrenzwerte nach TA-Luft
(bezogen auf 5 % Sauerstoff im Abgas)

		Fremdgezündet Gas-Otto-Prinzip	Selbstgezündet Diesel-Prinzip
		mg/m ³	mg/m ³
Kohlenmonoxid	CO	1000	2000
Stickoxide	NO _x	500	1000
Schwefeldioxid	SO ₂	350	350

4.5.6.2 Abgasreinigung durch Katalysatoren

Um die Schadstoffgrenzen einzuhalten, stehen eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung. In der Tabelle 4.6 sind Maßnahmen zur Verringerung der Schadstoffemission von Dieselmotoren zusammengestellt. Diese Maßnahmen können ebenfalls zur Beeinflussung der Schadstoffemission von Zündstrahlmotoren angewendet werden. In dieser Tabelle wird wieder ersichtlich, dass sich Maßnahmen auf die einzelnen Zielgrößen auch in unterschiedliche Richtung auswirken. Beispielsweise senkt eine Spätstellung des Einspritzbeginns die NO_x-Emission, dafür sind aber die bereits erwähnten Verschlechterungen bzgl. Wirkungsgrad, Ruß- und nicht zuletzt CO-Emission in Kauf zu nehmen.

Tabelle 4.6 Einfluss unterschiedlicher Maßnahmen auf den Kraftstoffverbrauch und die Schadstoffemissionen von Dieselmotoren

Maßnahmen zur Emissionsbeeinflussung	spez. Kraftstoff- verbrauch	Schadstoffemissionen			
		NO_x	HC	Ruß	Part.
Spritzbeginn (spät)	↑	↓	↑	↑	↑
Abgasrückführung, heiß	—	↓	↓	↑	↑
Abgasrückführung, gekühlt	—	↓	↑	↑	↑
Aufladung	—	↑	↓	↓	↓
Ladeluftkühlung	↓	↓	—	↓	↓
Partikelfilter	↑	—	↓	↓	↓

↑ = Erhöhung; ↓ = Verringerung; — = Neutral

Quelle: Wiedemann u. a., Das Öko-Polo-Antriebskonzept, MTZ 54, H. 7/8

Die Abgasreinigung mit Katalysatoren, die für andere Brennstoffe eingesetzt werden können, ist für Biogas in der Regel nicht ohne weiteres verwendbar.

- **3-Wege Katalysator**

Die Verwendung der in Kraftfahrzeugen eingesetzten 3-Wege-Katalysatoren sollte prinzipiell möglich sein. Es hat sich aber gezeigt, dass sie oft nach kurzer Zeit in ihrer Leistung nachließen und irreversibel geschädigt wurden.

Die Gründe dafür sind nicht bekannt und lassen sich nicht, wie zunächst angenommen, auf den Schwefelwasserstoffgehalt zurückführen.

In Verbindung mit einer aufwendigen Reinigung des Rohgases durch Aktivkohlefilter konnten 3-Wege-Katalysatoren in einigen Fällen über längere Zeit betrieben werden.

- **SCR-Katalysator**

Der SCR-Katalysator dient zur Verminderung der NO_x -Konzentration in Abgasen. Eine katalytisch wirksame Beschichtung auf einem keramischen Träger bewirkt, dass NO_x mit Ammoniak zu elementarem Stickstoff reduziert wird. Die Dosierung des Ammoniaks muss sehr präzise erfolgen oder überschüssiges Ammoniak muss in einem nachgeschalteten Oxidations-Katalysator oxidiert werden.

- **Oxidations-Katalysatoren**

Unverbrannte Bestandteile des Abgases können bei einer Temperatur von mehr als $480\text{ }^\circ\text{C}$ mit Hilfe eines Oxidationskatalysators nachverbrannt werden. Sie werden eingesetzt, wenn durch Maßnahmen am Motor zwar die NO_x -Konzentration, nicht aber die Konzentration von Kohlenmonoxid (CO) und unverbrannten Kohlenwasserstoffen (HC) reduziert werden kann. Oxidationskatalysatoren bestehen aus keramischen Trägern mit Edelmetallbeschichtung.

4.5.7 Vergleich eines Gas-Otto-Motors mit einem Zündstrahlaggregat an Hand von Messungen

Messungen an Zündstrahl- als auch Gas-Otto-Motoren in unterschiedlichen Biogasanlagen im Freistaat Sachsen wurden primär mit dem Ziel durchgeführt, zukünftige Betreiber von Biogasanlagen mit Empfehlungen bei der Auswahl des Motorkonzeptes zu unterstützen. In diesem Zusammenhang sollte u. a. auch untersucht werden, ob die Anlagengröße oder bestimmte Randbedingungen bei der Auswahl der Motorenart eine Rolle spielen. Im Hinblick auf eine objektive Beurteilung müssen dazu folgende wichtige Fragen beantwortet werden:

- a) Mit welchem Motorkonzept lassen sich die Grenzwerte nach TA-Luft sicherer bzw. besser erfüllen?
- b) Welche Wirkungsgrade werden mit den unterschiedlichen Motorkonzepten erzielt?
- c) Welche Probleme gibt es hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Motorentypen?

Um gesicherte Aussagen im Sinne der Beantwortung der o. a. Fragen zu gewinnen, wurden die entsprechenden Messungen an jeder Anlage im Regelfall nicht nur an einem Tag, sondern an mehreren Messtagen, die nicht unmittelbar aufeinander folgen, durchgeführt. Dadurch sollte z. B. auch ein eventuell vorhandener Einfluss des sich im Regelfall mehr oder weniger ändernden Methangehalts des Biogases auf das Betriebsverhalten des jeweiligen Motors ermittelt werden.

4.5.7.1 Schadstoffemission

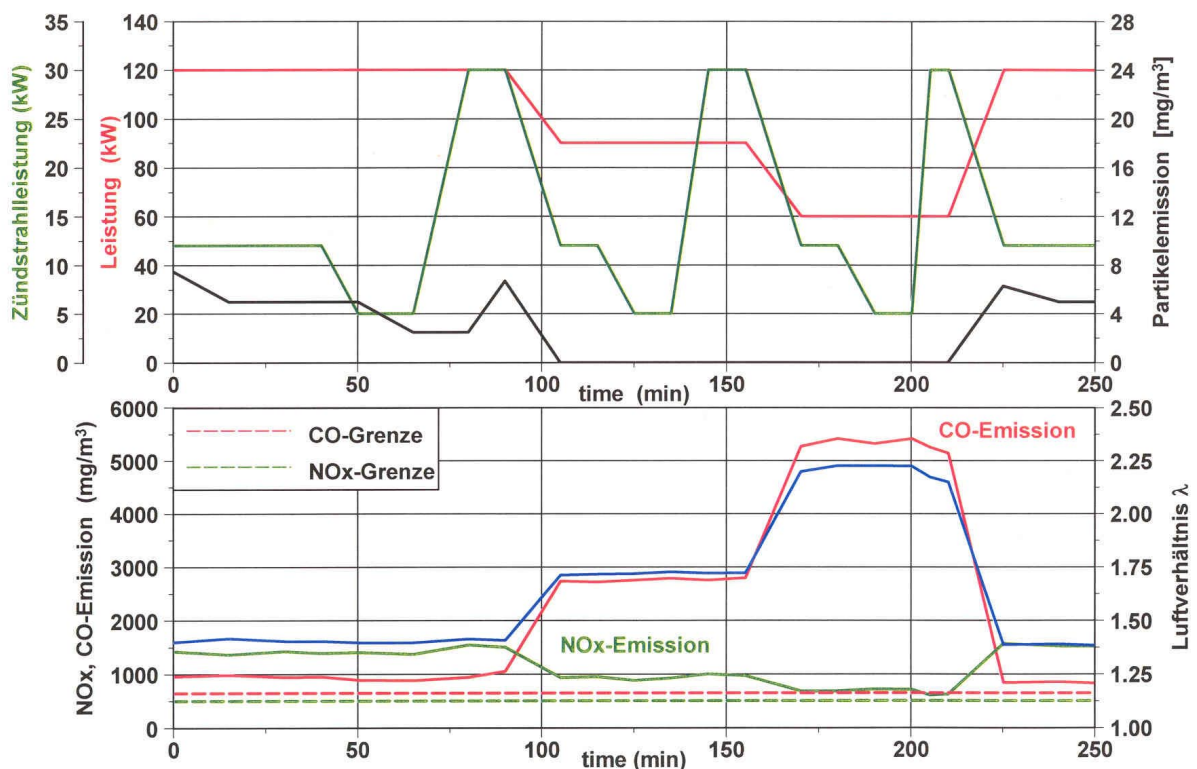
- **Zündstrahlmotoren**

Die Ergebnisse der Schadstoffmessungen an einem ersten Zündstrahlmotor sind in Abbildung 4.17 dargestellt. Im oberen Teil des Bildes sind u. a. die Verläufe der Einflussgrößen Leistung und Einspritzmenge dargestellt, die während der Untersuchungen variiert wurden. Bei der Bewertung der NO_x- und CO-Emission ist ersichtlich, dass weder der CO- noch der NO_x-Grenzwert eingehalten wird. In der für die Bewertung wesentlichen Volllast ist der Abstand der CO-Emission zum Grenzwert geringer als es bei der NO_x-Emission der Fall ist.

Während die Einspritzmenge im Variationsbereich keinen signifikanten Einfluss aufweist, beeinflusst die Leistung (Motorlast) die Schadstoffemission ganz erheblich. Mit abnehmender Last sinkt zwar die NO_x-Emission, die CO-Emission steigt dagegen deutlich an. Bezüglich der Rußemission hat die Last erwartungsgemäß einen deutlichen Einfluss. Bemerkenswert ist, dass die Einspritzmenge dagegen diesbezüglich keine nennenswerte Rolle zu spielen scheint.

Die Einspritzmenge an Heizöl spielt für die Schadstoffemission nur eine untergeordnete Rolle. Der Einspritzbeginn übt dagegen einen ganz erheblichen Einfluss aus und lässt einen Zielkonflikt erkennen: Bei einer Spätstellung des Einspritzbeginns wird zwar die NO_x-Emission gesenkt; die CO-Emission, die schon über dem Grenzwert liegt, wird durch diese Maßnahme weiter erhöht. Außerdem wurde eine Verschlechterung des Wirkungsgrades ersichtlich.

Abbildung 4.17 Zeitliche Verläufe der Einstellgrößen und der Schadstoffemission eines Zündstrahlmotors in einer Biogasanlage



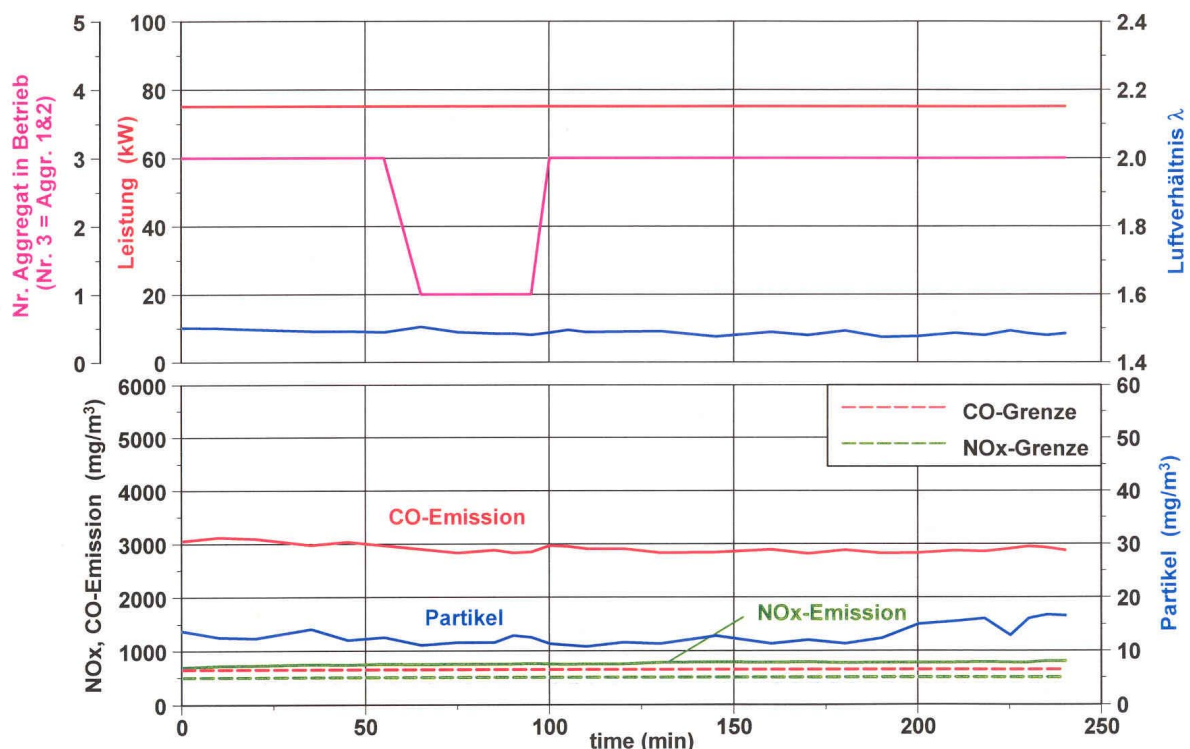
Die Messergebnisse einer weiteren Messung eines zweiten Aggregates werden in Abbildung 4.18 gezeigt. Im oberen Teil des Bildes sind wieder die zeitlichen Verläufe der Versuchsbedingungen dargestellt. Die Messungen konnten aus verschiedenen Gründen nur in der Vollast durchgeführt werden.

Die zeitlichen Verläufe der Schadstoffemission für CO und NOx sind im unteren Teil der Abbildung 4.18 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass an diesem Zündstrahlmotor die Einstellung so vorgenommen wurde, dass zwar die NOx-Emission im Vergleich zur vorher vorgestellten Anlage viel näher am Grenzwert liegt, dafür aber der CO-Grenzwert um ein Vielfaches überschritten wird. Abgesehen davon, dass auch bei dieser Anlage weder der Grenzwert für NOx noch für CO eingehalten wird, ist wieder der Zielkonflikt zwischen den Emissionen dieser Komponenten ersichtlich.

Die Wirkungsgradmessungen haben bestätigt, dass diese Verschiebung zugunsten der NOx-Reduzierung zu einem schlechteren Wirkungsgrad führt.

Die Einhaltung der Grenzwerte nach TA-Luft ist mit dem Zündstrahlmotor sicherlich realisierbar, kostet aber noch weitere Anstrengungen. Da separate Einzelmaßnahmen vermutlich nicht zum Ziel führen, sondern im Komplex berücksichtigt werden müssen, ist hier ein multivariablen Optimierungsproblem zu lösen, das sich bis hin zur Überarbeitung des Brennverfahrens erstrecken kann.

Abbildung 4.18 Zeitliche Verläufe der Einstellgrößen und der Schadstoffemission eines Zündstrahlmotors in einer Biogasanlage



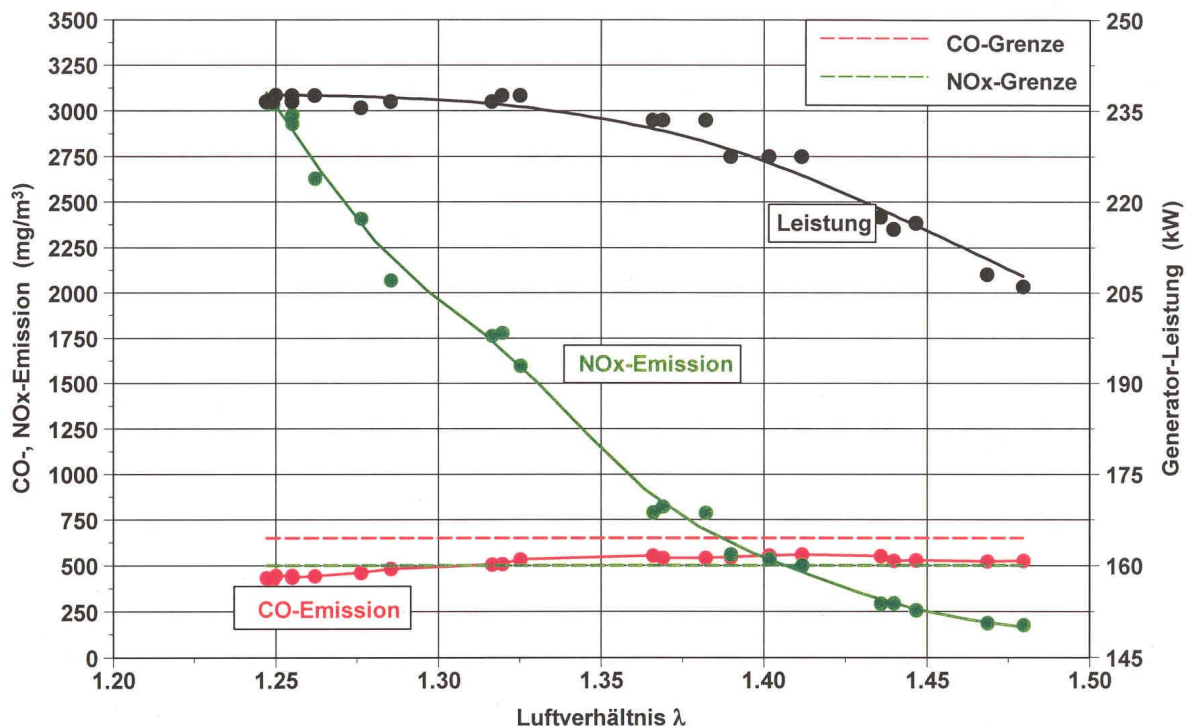
- **Gas-Ottomotoren**

An dieser Anlage wurde die Möglichkeit genutzt, das Luftverhältnis zu variieren, um einerseits den Einfluss auf die Zielgrößen zu ermitteln und andererseits die Frage zu beantworten, ob es problemlos möglich ist, mit dem Gas-Otto-Motor sowohl den CO- als auch den NOx-Grenzwert gleichermaßen einzuhalten. Abbildung 4.19 zeigt die Ergebnisse der Variation des Luftverhältnisses.

Es ist ersichtlich, dass die angegebene Leistung von 240 kW nur bis zu einem Luftverhältnis von etwas über 1,3 realisiert werden kann. Darüber hinaus ist die Drosselklappe voll geöffnet und eine Verringerung des Biogasanteils führt zu einer Reduzierung der zugeführten Energie und damit zur Verringerung der abgegebenen Leistung.

Die NO_x-Emission wird erwartungsgemäß mit zunehmender Abmagerung verringert. Bei dem eingestellten Zündwinkel, der ebenfalls die motorischen Zielgrößen erheblich beeinflusst, wird der NO_x-Grenzwert ab einem Luftverhältnis von knapp über 1,4 unterschritten. Wird ein Sicherheitsabstand zur Grenze realisiert, dann beträgt die erreichbare Leistung nur noch ca. 210...220 kW anstatt der angegebenen 240 kW. Die CO-Emission liegt im gesamten Untersuchungsbereich unterhalb des Grenzwertes. Zusammenfassend kann hier festgestellt werden, dass die Einhaltung der Schadstoffgrenzen bei einem entsprechend großen Luftverhältnis möglich ist, wobei allerdings die abgegebene Leistung und der Wirkungsgrad sinken.

Abbildung 4.19 Einfluss des Luftverhältnisses auf die Schadstoffemission und die Generatorleistung (Gasmotor)

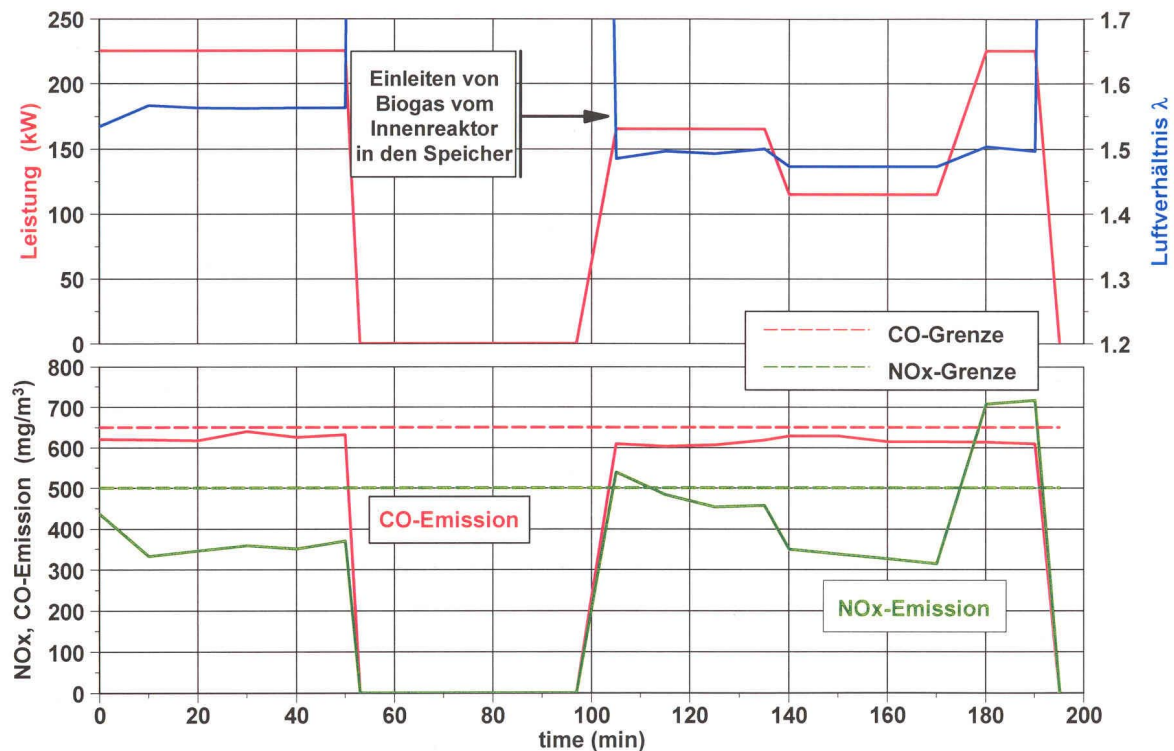


Weitere Messungen wurden an einer Anlage mit einem Gas-Otto-Motor ohne Lambda-Regelung durchgeführt. Die Messergebnisse sind in Abbildung 4.20 dargestellt. Zu Beginn der Messungen (Volllast) wurde der Grenzwert für die NO_x-Emission deutlich unterschritten. Nach einem Motorstillstand durch Biogasangel wurden zunächst reduzierte Leistungen eingestellt, wobei in diesen Betriebszuständen, abgesehen von einer Ausnahme, der NO_x-Grenzwert eingehalten wird. In der sich anschließenden Volllast wurde dagegen der NO_x-Grenzwert signifikant überschritten. Die durchgeführte Analyse des Biogases hat einen erhöhten Methananteil im Biogas ergeben, der zu einer Verringerung des Luftverhältnisses und dem damit verbundenen Anstieg der NO_x-Emission geführt hat. Nach Rücksprache mit dem Betreiber wurde festgestellt, dass während des Motorstillstands Biogas vom Innenreaktor in den beinahe geleerten Speicher geleitet wurde.

Die CO-Emission liegt praktisch unbeeinflusst von den Einflussgrößen unterhalb des TA-Luft-Grenzwertes.

Im Ergebnis dieser Untersuchung kann bestätigt werden, dass der Magerbetrieb ohne Lambda-Regelung nur stabile Zielgrößen (Schadstoffemission und Wirkungsgrad) erwarten lässt, wenn der Methangehalt im Biogas nahezu konstant ist.

Abbildung 4.20 Zeitliche Verläufe der Einstellgrößen und der Schadstoffemission eines Gas-Ottomotors



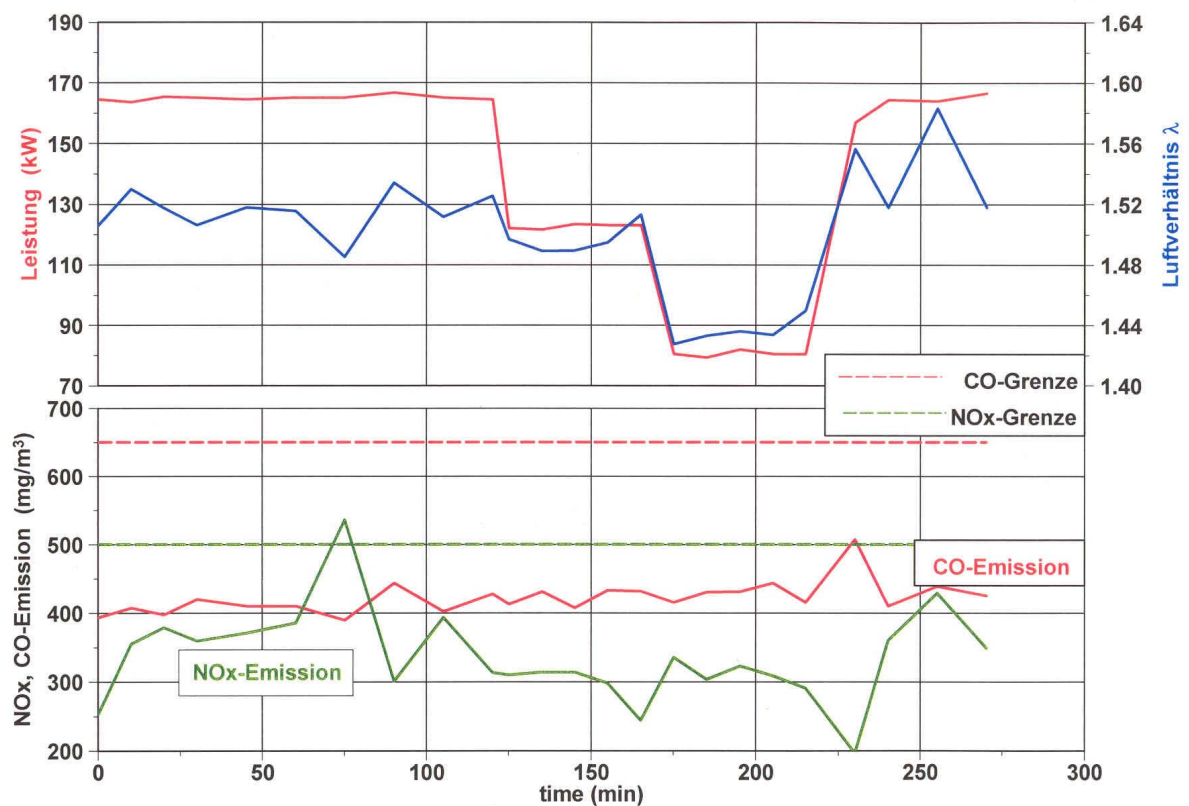
Zeitliche Verläufe der Einstellgrößen und der Schadstoffemission eines Gas-Ottomotors

In einer weiteren analysierten Biogasanlage sind Gas-Otto-Motoren mit Lambda-Regelung installiert.

Die an einem stellvertretend ausgewählten Aggregat ermittelten Schadstoffemissionen sind für unterschiedliche Leistungsstufen in Abbildung 4.21 dargestellt. Abgesehen von einer Ausnahme, die auf einen Regelvorgang zurückzuführen ist, wird der NOx-Grenzwert mit einem relativ großen Sicherheitsabstand zuverlässig eingehalten. Der sehr geringe Wert für die NOx-Emission bei einer Zeit von 230 s ist auf das Übergangsverhalten bei einem Lastwechsel zurückzuführen. Bezüglich der CO-Emission ist zu bemerken, dass auch der CO-Grenzwert auf einem im Vergleich zur TA-Luft-Grenze sehr niedrigen Niveau sicher eingehalten wird.

Ähnliche Ergebnisse zeigen Messungen an einem weiteren Aggregat. Bei diesem Aggregat wurde eine Einstellung realisiert, die zu NOx-Emissionen führt, die der Hälfte des NOx-Grenzwertes nach TA-Luft entsprechen. Durch diese Maßnahme ist der Abstand der CO-Emission zum Grenzwert etwas geringer geworden, wobei der Grenzwert jedoch noch sicher eingehalten wird. An dieser Stelle ist zu bemerken, dass trotz der NOx-optimierten Einstellung dennoch ein akzeptabler Wirkungsgrad erreicht wird.

Abbildung 4.21 Zeitliche Verläufe der Einstellgrößen und der Schadstoffemission an einem Biogas-Ottomotor (Aggr. 2)



Zeitliche Verläufe der Einstellgrößen und der Schadstoffemission an einem Biogas-Ottomotor (Aggr. 2)

4.5.7.2 Wirkungsgrad und Zuverlässigkeit

Die Tabelle 4.7 beinhaltet neben einer Übersicht zu den in den untersuchten Anlagen eingesetzten Motoren Aussagen zu den erreichten Wirkungsgraden (elektrisch) und den Extrakt der Einschätzungen der Betreiber zur Zuverlässigkeit der Anlagen.

Wird der Zündstrahlmotor bei einer erhöhten NO_x-Emission betrieben, dann werden relativ große Wirkungsgrade von über 35 % erreicht. Eine NO_x-reduzierte Einstellung führt dagegen zu geringeren Wirkungsgraden (elektr.) von nur 30...31 %, wobei allerdings die Größe des Motors selbst noch den Wirkungsgrad beeinflusst.

Bemerkenswert ist der relativ große Heizölanteil beim Betrieb der Zündstrahlmotoren, der nach Aussagen der Betreiber für die Realisierung der Standfestigkeit der Motoren erforderlich ist. Ist die Kühlung durch einen entsprechend großen Heizölanteil gewährleistet, dann wird von der Seite der Betreiber ein zuverlässiger Motorbetrieb bescheinigt.

Die Untersuchungen zum Einfluss des Luftverhältnisses haben ergeben, dass unter Einhaltung des Grenzwertes für NO_x ein vergleichsweise geringer Wirkungsgrad (elektr.) von etwa 28 % erreicht wird.

In einer der untersuchten Anlagen sind 3 Gas-Otto-Motoren mit unterschiedlichen Leistungsbereichen installiert. Die Ergebnisse repräsentieren auch die Weiterentwicklung der Gasmotorentechnik.

Mit den neueren Motoren werden trotz sehr geringer NO_x-Werte verhältnismäßig gute Wirkungsgrade (elektr.) von 32...34 % erreicht. Das ältere Aggregat weist dagegen nur einen geringeren Wirkungsgrad von 29...30 % auf. Laut Aussagen des Betreibers sind an den untersuchten Motoren keine nennenswerten Probleme aufgetreten.

Tabelle 4.7 Übersicht zu den eingesetzten Motoren, den erreichten Wirkungsgraden sowie Einschätzungen zur Zuverlässigkeit der untersuchten Anlagen

Motor/ Installierte Leistung	Wirkungsgrad (elektr.)	Zuverlässigkeit/Probleme
Zündstrahlmotoren 2 x 120 kW (elektr.)	35,1...35,3 % (Heizölanteil: 13...18 %)	nahezu unterbrechungsfreier Betrieb, ausreichend Biogas mit gleichbleibender Qualität, Standfestigkeit Einspritzdüsen bemängelt
Zündstrahlmotoren 2 x 75 kW (elektr.)	30...31 % (Heizölanteil: 20...21 %)	weitgehend unterbrechungsfreier Betrieb, ausreichend Biogas nur bei Zugabe von Reststoffen, Kolbenschäden aufgetreten
Gas-Otto-Motor 1 x 240 kW	28...28,1 % (Lambda-Regelung nicht in Betrieb)	auch bei ausreichender Gasmenge wird Anlage nicht ohne Unterbrechungen betrieben, nicht immer genügend Biogas vorhanden, Lambda-Regelung oft defekt
Gas-Otto-Motoren 1 x 240 kW 1 x 300 kW	***** (keine Messung wegen fehlender Gasuhr)	Schäden am Zylinderkopf aufgetreten (defekter Ventilbetrieb „Ventilstecken“)
Gas-Otto-Motoren 1 x 259 kW 1 x 171 kW 1 x 314 kW	29,3...29,8 % 33,2...33,8 % 32,1...32,6 %	laut Aussage des Betreibers keine nennenswerten Probleme aufgetreten

4.5.7.3 Zusammenfassung und Ausblick

An Biogasanlagen im Freistaat Sachsen wurden sowohl Abgas- als auch Wirkungsgradmessungen an Zündstrahl- sowie an Otto-Gas-Motoren durchgeführt. Durch diese Untersuchungen sollte geklärt werden, mit welchem Motorenkonzept die Schadstoff-Grenzwerte nach TA-Luft besser bzw. stabiler eingehalten werden und welche Wirkungsgrade bei der Einhaltung der Grenzwerte erreichbar sind. Außerdem sollten durch die Befragung der Betreiber Aussagen zur Zuverlässigkeit der Motoren getroffen werden.

Die ermittelten Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Die untersuchten Zündstrahlmotoren haben weder den Grenzwert für CO noch für NO_x erreicht. Zwischen diesen Schadstoffkenngrößen ist ein Zielkonflikt zu lösen, d. h. eine Nox-reduzierte Einstellung führt zu einem Anstieg der CO-Emission und auch zu einer signifikanten Verschlechterung des Wirkungsgrades. Wenn eine bestimmte Mindest-Einspritzmenge an Heizöl realisiert wird, dann verrichten die Zündstrahlmotoren zuverlässig ihren Dienst, auch bei niedrigem Methangehalt im Biogas.

Mit Gas-Ottomotoren nach dem Magerkonzept ist die Einhaltung der Grenzwerte nach TA-Luft bei entsprechender Wahl des Luftverhältnisses problemlos möglich. Die CO-Grenze wird im interessierenden Bereich des Luftverhältnisses generell unterschritten. Unter bestimmten Bedingungen kann sogar die Hälfte des Grenzwertes der TA-Luft für die Stickoxide erreicht werden.

Bei der neuen Generation von Gas-Otto-Motoren liegen dabei sogar noch vergleichsweise günstige Wirkungsgrade vor.

Ein sicherer Betrieb des Gas-Otto-Motors ist jedoch nur mit einer Lambda-Regelung möglich. Wenn sich z. B. die Biogaszusammensetzung ändert, dann wird das Mischungsverhältnis von Methan zu Luft entsprechend dem Sollwert angepasst, so dass einerseits die NO_x-Grenze eingehalten wird und andererseits kein Überschreiten der Magergrenze zugelassen wird. Allerdings ist zu beachten, dass bei einer Reduzierung des Methangehalts zwar die Biogasmenge angepasst wird, sich aber der Anteil an inertem CO₂ erhöht, was die Entflammungs- und Durchbrennbedingungen verschlechtert. Aus diesem Grund ist es beim Einsatz dieser Motoren für eine -in bestimmten Grenzen gleichbleibende- Biogasqualität zu sorgen. Abgesehen von Problemen mit der Lambda-Regelung einer Anlage und dem Ventilstecken an einem Motor in einer weiteren Anlage ist auch mit dem Gas-Otto-Motor ein weitgehend zuverlässiger Betrieb möglich.

Da noch nicht alle Fragen ausreichend beantwortet werden konnten, ist für die nähere Zukunft geplant, zur Bewertung der Motorenkonzepte Grundlagenuntersuchungen an einem Einzylinder-Motor durchzuführen. Dieses Einzylinderaggregat wird mit Hilfe von unterschiedlichen Verbrennungsausrüstungen zum einen als Zündstrahl- und zum anderen als Gas-Otto-Motor betrieben.

An diesen Motoren werden wesentliche Einflussgrößen separat und auch im Komplex variiert, um deren Auswirkungen auf die motorischen Zielgrößen tiefgründig zu untersuchen und damit einen umfassenden Vergleich zwischen den Motorkonzepten vornehmen zu können.

Neben der Bewertung von Zielgrößen wie Wirkungsgrad und Schadstoffemission erfolgt eine thermodynamische Analyse der Innenvorgänge (z. B. Ermittlung des Brennverlaufs) mit Hilfe von Indizieruntersuchungen.

4.5.8 Wirkungsgrade, Generatoren und Netzanbindung

Die Wahl des Generators wird maßgeblich davon bestimmt, ob die Ankopplung an ein öffentliches Stromnetz beabsichtigt ist oder nicht.

Der **elektrische Wirkungsgrad** eines BHKWs stellt eine entscheidende Kenngröße für die Effizienz einer Anlage dar und ist als das Verhältnis der zugeführten Energie des Motors zur dabei abgegebenen Energie des Generators definiert. Zur Umwandlung der Rotationsenergie in elektrische Energie dienen Synchron- oder Asynchrongeneratoren.

a) Synchronmaschinen:

Synchronmaschinen sind Ein- oder Mehrphasen-Wechselstrommaschinen, bei denen keine Relativedrehzahl des Läufers und des Drehfeldes auftritt, wenn die Maschine durch ein Gleichfeld erregt wird. Zur Erzeugung des Erregerfeldes muss an die Erregerwicklung eine Gleichspannung angelegt werden. In der Arbeitswicklung wird eine Wechselspannung induziert (Generatorbetrieb) oder es wird eine Wechselspannung angelegt (Motorbetrieb).

b) Asynchronmaschinen:

Die Asynchronmaschine ist die einzige rotierende elektrische Maschine bei der die Übertragung der elektrischen Energie auf den Läufer nicht elektrisch, sondern induktiv erfolgt. Ständer und Läufer der Asynchronmaschine sind vergleichbar mit den Teilen eines Transformators, dessen Sekundärteil drehbar gelagert ist.

Die Stromerzeugung im BHKW erfolgt über **Synchrongeneratoren** mit entsprechender Drehzahl- und Feldregelung sowie einer automatischen Synchronisierungseinrichtung oder mit Asynchrongeneratoren, d. h. mit Drehstrommotoren, die übersynchron angetrieben werden.

Hier ist ein taktgebendes Drehstromnetz für den Blindstrombedarf und die Frequenzhaltung erforderlich. Bei Netzausfall kann mit Synchrongeneratoren Notstrom- und Netzersatzbetrieb gefahren werden.

Die Formel zur Berechnung von η_{el} anhand der Generatorleistung, des CH_4 -Gehaltes und der verbrauchten Gasmenge ist im folgenden dargestellt.

$$\eta_{el} = \frac{P_{\text{Generator}} [\text{kW}] * 3,6 * 40 [\text{Vol}\%]}{14,3 \text{ MJ/m}^3 * C_{CH_4} [\text{Vol}\%] * \dot{V} [\text{m}^3/\text{h}]} \quad (\text{Otto-Gas-Motor})$$

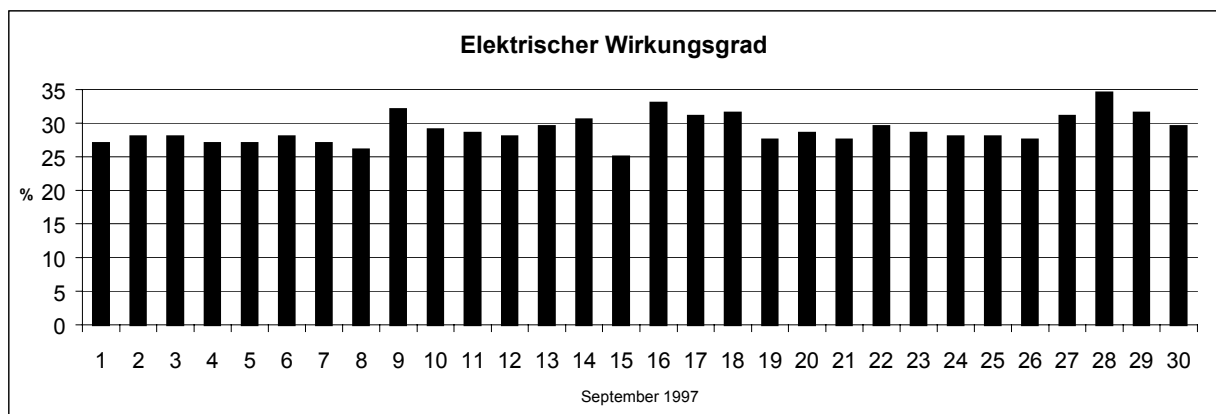
$$\eta_{el} = \frac{P_{\text{Generator}} [\text{kW}] * 0,85 * 3,6 * 40 [\text{Vol}\%]}{14,3 \text{ MJ/m}^3 * C_{CH_4} [\text{Vol}\%] * \dot{V} [\text{m}^3/\text{h}]} \quad (\text{Zündstrahlaggregat})$$

Ein **Zündstrahlaggregat** benötigt konstruktionsbedingt einen anteiligen Einsatz an Heizöl. Der Verbrauch kann durchschnittlich mit 5 l pro Stunde angegeben werden. Dieser Ermittlung liegen die Tankfüllmengen bezogen auf die Betriebsstunden zugrunde und entsprechen dem vom Hersteller deklarierten Wert. Der Leistungsanteil des Heizöles an der erzeugten Generatorleistung wurde für die Wirkungsgradberechnung der Monatsbilanzen mit 15 % angesetzt.

Als Spitzenwerte sind in dieser Beispielsanlage elektrische Wirkungsgrade bis 35 % erzielt worden, die damit unter der Herstellerangabe von 37 % liegen.

Zur Verdeutlichung der realistisch erzielten Wirkungsgrade eines repräsentativen Zeitabschnittes dient die Abbildung 4.22 mit den täglich ermittelten Werten (Mittelwerte) für September 1997.

Abbildung 4.22 Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades eines Zündstrahlaggregates im September 1997



Quelle: Westsächsische Hochschule Zwickau, Eichert, Ackermann, Schmidt

Der mittlere elektrische Wirkungsgrad beträgt für den in der Abbildung dargestellten Zeitraum 29,1 %. Durchschnittlich wurden in dieser Zeit 73,5 Nm³/h Biogas bei einem mittleren CH_4 -Gehalt von 63,7 % und 4,9 l/h Heizöl verbraucht. Daraus kann abgeleitet werden, dass ein Auslegungswirkungsgrad von 37 % nicht erreichbar ist, auch wenn die Auslegungsparameter (Gasverbrauch 75 Nm³/h, mittlerer CH_4 -Gehalt 65 % und durchschnittlicher Heizöleinsatz 5,4 l/h) nicht gänzlich erfüllt waren.

Die Wirkungsgrade von Otto-Gasmotoren werden von den Herstellern mit bis zu 33 % angegeben. Zusätzliches Heizöl ist bei ihrem Betrieb nicht nötig. Doch auch hierbei muss beachtet werden, dass der Motor nicht ständig im Volllastbereich gefahren wird. Dies liegt jedoch an der Auslegung und Planung der Gesamtanlage und der Betriebsweise!

Für Notstrom- und Inselbetrieb ohne Verbindung mit dem Stromnetz müssen Synchron-Generatoren eingesetzt werden, bei denen Spannung, Frequenz und Blindleistung durch eine entsprechende Regelung eingestellt werden müssen.

Im netzparallelen Betrieb können Asynchron-Generatoren verwendet werden. Dabei läuft das Blockheizkraftwerk automatisch immer mit Nennleistung und damit mit einem guten Wirkungsgrad. Spannung und Frequenz und damit die Drehzahl werden vom Netz aufgezogen. Die Erregung der Asynchronmaschine erfolgt durch Blindleistungsbezug aus dem Netz, die gemessen und verrechnet oder durch Kondensatoren kompensiert werden kann.

Asynchron-Generatoren sind preiswert und robust. Sie werden deshalb vorzugsweise bei kleineren Biogasanlagen eingesetzt. Der Asynchron-Generator kann sogar zum Starten des Motors verwendet werden. Bei größeren Leistungen, etwa von 150 kW aufwärts, werden nach Möglichkeiten keine Asynchron-Generatoren mehr verwendet. Sie haben einen sehr kleinen Luftspalt und bei größeren Generatoren kann es durch mechanische Schwingungen dazu kommen, dass der Rotor schleift und der Generator beschädigt wird.

Diese Gefahr besteht bei Synchron-Generatoren nicht, die deshalb in den höheren Leistungsklassen eingesetzt werden. Sie sind mit einem elektronischen Spannungs- und einem Leistungsfaktorregler ausgestattet und können im Drehstrom im Insel-, Netzparallel- und Notstrombetrieb liefern. Während Asynchrongeneratoren immer darauf angewiesen sind, dass die Erregerspannung vom Netz geliefert wird und bei Ausfall des Netzes nicht mehr arbeiten, sind Synchrongeneratoren universell einsetzbar.

Die Möglichkeit, das Blockheizkraftwerk gegebenenfalls auch als Notstromaggregat einzusetzen zu können, ist vor allem bei der Intensivhaltung von Hühnern und Schweinen bzw. bei größeren Milchviehbeständen von Nutzen, wo ein Stromausfall zu erheblichen Verlusten führen kann. Diese Betriebe bieten sich aber schon wegen der in großen Mengen anfallenden Gülle als Standort für eine Biogasanlage an.

4.5.9 Notkühlsystem, Fackel

Bei Ausfall der Wärmeabnehmer im Heizkreislauf muss die Kühlung des Motors sichergestellt werden, wenn aus betrieblichen Gründen eine Abschaltung des Blockheizkraftwerks nicht möglich oder nicht gewünscht ist. Durch die Einspeisung von Strom ins Netz erzielt das Blockheizkraftwerk Einnahmen, auf die nicht verzichtet werden sollte, wenn zeitweise kein Wärmebedarf vorhanden ist. Die Alternative wäre das Abfackeln des Biogases, die keinerlei Nutzen bringt.

In der ersten Stufe wird in der Regel der Abgaswärmetauscher, sofern vorhanden, durch Abgasklappen abgeschaltet. Damit wird die überschüssige Wärme mit dem Abgas abgeleitet.

Die Wärmemenge des Motorkühlwassers reicht für die Abdeckung des Wärmebedarfes zur Temperierung des Biogasreaktors aus. Überschüssige Wärme kann über einen in den Heizkreislauf eingeschalteten Luftkühler an die Umgebungsluft abgegeben werden. Es ist aber ebenso möglich, die Kühlkörper für die Notkühlung in ein Gewässer oder in einen Teich zu legen. Eine Biogasanlage in Bremervörde bringt damit im Sommer einen Teich, der von der Dorfjugend zum Baden genutzt wird, auf eine angenehme Wassertemperatur.

4.5.10 Überwachung der BHKW-Module

Die BHKW-Module werden mit einer eigenen Steuerung geliefert, die eine Fernbedienung ermöglicht und kritische Betriebszustände erkennt. Die Regelung sorgt für eine konstante Drehzahl und Einhaltung der Emissionsgrenzwerte bei Schwanken der Biogaszusammensetzung. Eine Kopplung mit den Regelkreisen der Biogasanlage, der Datenaustausch mit einem zentralen Leitsystem oder Datenfernübertrag per Telefonleitung, die auch zur Fern-diagnose durch den Hersteller genutzt werden, kann in den meisten Fällen realisiert werden.

4.6 Sonstige Verwertungsmöglichkeiten von Biogas

Die Verwertung von Biogas als Energieträger stellt den bedeutendsten Faktor für den wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage dar. Es soll deshalb andere Energieträger, die in der Regel zugekauft werden müssen, ersetzen und dadurch zu einer Verminderung des Verbrauchs anderer Brennstoffe, wie Erdgas, Flüssiggas oder Heizöl, führen.

In den meisten Fällen ist mit zusätzlichen Kosten für die Umstellung vorhandener Geräte auf das Biogas allein oder auf Zweistoffbetrieb zu rechnen. Der Verkauf des Biogases an Abnehmer außerhalb des eigenen Betriebs dürfte wegen der meist abgelegenen Lage landwirtschaftlicher Betriebe nur in Ausnahmefällen in Frage kommen.

4.6.1 Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz

• Rahmenbedingungen

Eine weitere Möglichkeit der energetischen Nutzung von Biogas aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen könnte zukünftig in der Einspeisung der gesamten gewonnenen Gasmenge ins Erdgasnetz liegen. Dies ergibt sich aus der Problematik der unzureichenden BHKW-Abwärmenutzung am Ort der Biogasgewinnung. Die bei der Verstromung des Gases im BHKW anfallende Wärme ist oft nicht nutzbar. In der Regel können bei der Vor-Ort-Nutzung von Biogas lediglich 20 % der nach dem Eigenverbrauch der Biogasanlage noch zur Verfügung stehenden Wärme genutzt werden. Dies resultiert hauptsächlich aus der häufig geringen Wärmenachfrage am Anlagenstandort. Besteht im Winter noch die Möglichkeit verschiedene Stallungs-, Wirtschafts- und evt. Wohngebäude zu heizen, so sinkt der Heizwärmebedarf im Sommer gegen Null. Lediglich die Bereitstellung von Warmwasser ist dann noch eine Option.

Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) hat sich 1992 in seinem Merkblatt G 262 erstmals mit der „Nutzung von Deponie-, Klär- und Biogasen“ befasst. In den Merkblättern G 260 I und II sowie G 262 wurde dabei festgelegt, welche Kriterien aus technischer Sicht erfüllt sein müssen, um Biogas einzuspeisen. Ein Neuentwurf (2002) des DVGW-Arbeitsblattes G 262 „Nutzung von regenerativ erzeugten Gasen“ beschreibt die Qualitätsanforderungen und Voraussetzungen nun noch detaillierter. Neu ist hierbei auch, dass im Entwurf nicht nur Gase, die durch die Vergärung organischer Substanzen entstehen, berücksichtigt werden, sondern auch solche, die durch thermische Prozesse aus nachwachsenden Rohstoffen erzeugt werden.

An der grundsätzlichen Konfiguration einer Biogasanlage ändert sich bei der beabsichtigten Einspeisung des Biogases im Vergleich zum KWK-Betrieb nichts. Jedoch könnte auf die Investition für das oder die Blockheizkraftwerk(e) verzichtet werden. Die Beheizung des Fermenters zur Aufrechterhaltung des Gärprozesses könnte dann z. B. über Heizkessel realisiert werden. Hierfür wäre dann ein Teilstrom des Biogases vorzusehen. Der benötigte Prozessstrom würde aus dem Netz bezogen. Eine weitere Alternative hierzu wäre der parallele Betrieb eines Blockheizkraftwerks, dessen Leistungsparameter lediglich nach dem Eigenbedarf (Strom und Wärme) der Biogasanlage ausgelegt sind. Hier entscheidet die standortspezifische Wirtschaftlichkeitsberechnung über die gangbare Variante.

Nach Deckung des Energiebedarfs der Anlage ständen rund 70 bis 80 % der erzeugten Biogasmenge zur Einspeisung und somit für eine energetische Nutzung anderenorts zur Verfügung.

• Technik

Aus technischer Sicht besteht für eine Einspeisung von Biogas die Notwendigkeit der Aufbereitung bzw. Reinigung (DVGW Richtlinie G 260), um die Qualität an die von Erdgas anzupassen.

Hierbei ist primär die Trocknung, Entfernung von Schwefelwasserstoff und die Trennung von Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2) durchzuführen. Aggregate mit denen diese Anforderungen zu erfüllen sind, werden z. Z. in sehr geringer Stückzahl vermarktet und sind somit relativ teuer. Hinsichtlich deren Energieverbrauch sowie eventueller Gas- bzw. Energieverluste während der Aufbereitungsprozesse liegen kaum Daten vor.

Des Weiteren ist für die Einspeisung des Gases der Anschluss der Anlage ans Erdgasnetz zu realisieren. Neben der Überwindung der Druckstufe ist hierbei der eigentliche Transport über Leitungen das ausschlaggebende Kriterium für eine wirtschaftliche Darstellung der Biogaseinspeisung. Ein Großteil der potenziellen Erzeuger von Biogas (landwirtschaftliche Betriebe) sind nicht an das Erdgasnetz angeschlossen. Somit entstehen zusätzliche Aufwendungen durch die teils beträchtlichen Entfernungen der Biogasanlage zum nächst gelegenen Einspeisepunkt. Genaue Erhebungen über die Anzahl von Gasanschlüssen im land- und forstwirtschaftlichen Bereich liegen nicht vor, werden aber auf bundesweit etwa 14.000 Kunden geschätzt.

- **Aufbereitungstechnik**

Eine Einspeisung von Klär-, Deponie- und Biogas in die öffentlichen Erdgasnetze ist aus technischer Sicht grundsätzlich möglich. In Deutschland müssen, wie bereits erwähnt, die in den DVGW-Merkblättern festgeschriebenen Anforderungen eingehalten werden. Bedingt durch o. g. Qualitätsanforderungen ergibt sich jedoch die zwingende Notwendigkeit, Biogas aufzubereiten.

Es wird zunächst einer Vorreinigung unterzogen. Das Ziel ist hierbei die Entfernung bzw. Reduzierung des Schwefelwasserstoffes mittels Trockenreinigung (Oxidation mit Eisenoxid), Nassentschwefelung (Oxidationsverfahren mit Katalysatorlösung) oder biologischen Verfahren (biologische Schütt- und Flüssigfilter).

Als nächster Schritt schließt sich eine Feinreinigung an. Hierbei werden z. B. Aktivkohleverfahren zur Schwefelwasserstoff- (H_2S)-Entfernung eingesetzt. Man unterscheidet dabei hauptsächlich die Adsorption (Physiosorption des H_2S - für mittlere bis hohe H_2S -Gehalte) und die Adsorptionskatalyse (Chemisorption des H_2S ; Umwandlung in Elementarschwefel mittels imprägnierter Aktivkohle - für niedrige bis mittlere H_2S -Gehalte).

Die Aufbereitung des Gases entspricht der einer Methananreicherung (Erhöhung des Methananteils von 60 auf 96 bis 98 %). Neben den klassischen Techniken wie der Gaswäsche (Absorption mittels Waschflüssigkeit), der Adsorption (Bindung an ein Adsorptionsmittel über elektrostatische Kräfte) und der Verflüssigung (Phasentrennung von z. B. flüssigem CO_2 und gasförmigem CH_4), stehen derzeit das nasse Membranverfahren (Abtrennung aufgrund unterschiedlicher Permeationsraten an einer Membran und Aufnahme durch eine Absorptionsflüssigkeit) und das trockene Membranverfahren (Abtrennung aufgrund unterschiedlicher Permeationsraten an einer Membran) zur Verfügung. Bis auf das Adsorptionsverfahren entfernen alle genannten Techniken lediglich das CO_2 . In Abbildung 4.23 sind einige Gasreinigungsverfahren nochmals zusammengefasst dargestellt.

Abbildung 4.23 Gasreinigungsverfahren

CH ₄ -Anreicherung durch Kohlendioxid-Abspaltung	Verfahrensprinzip	Physikalische Absorption	Verfahrensvariante	Lösen von Gasen in einer Flüssigkeit	Trenneffekt	Geeignet zur Gewinnung von
	Waschen		Druckwasserwäsche		CO ₂ physikalisch gelöst in Wasser.	L- und H-Gas
		Chemische Absorption	Monoethanolamin (MEA)	Chemische Reaktion (Bindung) von CO ₂ mit MEA.	L- und H-Gas	
	Trockenreinigungsverfahren	Adsorption	Druckwechsel-Adsorption mit Kohlenstoffmolekularsieb	Bei erhöhtem Druck adsorbiert CO ₂ am Kohlenstoffmolekularsieb besser und schneller als CH ₄ .	L- und H-Gas; H-Gas mit hohen Reinheitsanforderungen	
Gastrennung mittels Membranen		Polymermembran	Unterschiedliche Durchlässigkeit	Unter hohem Druck ist eine Polymermembran für CO ₂ durchgänglicher als für CH ₄ .	L-Gas	

L-Gas = Low-Gas: 10,5-14 kWh/m³; H-Gas = High-Gas: 12,8-15,7 kWh/m³

Die sich anschließende Übernahmestation misst und steuert die Menge und Qualität des Gases. Die Übernahmestation besteht aus dem Gasfilter (Schutz der Gasregelstrecke vor Unreinheiten), einer Verdichtereinheit (druckloses Biogas wird auf Einspeisedruck verdichtet), Gasqualitätsmessgerät (z. B. Gas-Chromatograph) sowie Absperrinrichtung und Druckregelung.

Abschließend erfolgt als Sicherheitsmaßnahme eine Odorierung gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 280. Gebräuchliche Verfahren sind Verdampfungsprinzip, Injektionsprinzip u. a.

In den Tabellen 4.8 und 4.9 sind die wichtigsten Parameter hinsichtlich der Gasqualität bei einer eventuellen Einspeisung zusammengestellt.

Tabelle 4.8 Parameter zur Gasqualität bei einer eventuellen Einspeisung

Brenntechnische Daten	Zeichen	Einheit	Netz mit „L“-Qualität	Netz mit „H“-Qualität
Wobbe-Index: Gesamtbereich	WS, n	MJ/m ³ MJ/m ³	37,8 – 46,8	46,1 – 56,5
Nennwert			44,6	54,0
Schwankungsbereich im örtlichen Versorgungsgebiet			+ 2,16	+ 2,52
Brennwert	HS, n	MJ/m ³	30,2 – 47,2	30,2 – 47,2

Tabelle 4.9 Produktgasqualität zur Einspeisung in das Erdgasnetz (Begleitstoffe)

Gasbegleitstoffe	Einheit	Richtwerte (max.)
Kondensationspunkt (Kohlenwasserstoffe)	°C	< Bodentemperatur*
Taupunkt (Wasser)	°C	< Bodentemperatur*
Nebel, Staub, Flüssigkeit		technisch frei
Volumenanteil von Sauerstoff:		
- in trockenen Verteilungsnetzen	%	3
- in feuchten Verteilungsnetzen	%	0,5
Gesamtschwefelanteil:		
- Jahresmittelwert (ohne Odorierungsmittel)	mg / m ³	30
- kurzzeitig	mg / m ³	150
Mercaptanschwefel	mg / m ³	6
- kurzzeitig	mg / m ³	16
Schwefelwasserstoff	mg / m ³	5
- in Ausnahmefällen kurzzeitig	mg / m ³	16

* beim jeweiligen Leitungsdruck

• Recht

Eine EU-Gasrichtlinie schreibt einen ungehinderten Zugang zum Gasnetz für jeden Gaslieferanten vor (Richtlinie zur Öffnung der Gasnetze für Biogase und Gas aus Biomasse; Europäisches Parlament; 13.03.2001), auf nationalen Ebenen fehlen jedoch für Erzeuger solcher Gase oft noch entsprechende Regelungen.

Aus rechtlicher Sicht wäre in Deutschland eine Einleitungs- bzw. Durchleitungsverordnung als Ergänzung des Energiewirtschaftsgesetzes notwendig. Eine solche Regelung (sogenanntes Gaseinspeisegesetz; GEG) in Verbindung mit einer Einspeisevergütung für Biogas fordern z. B. der Fachverband Biogas e. V. und einige weitere Interessengruppen. Die geforderte Mindestvergütung wird hierbei z. B. mit 0,05 EUR / m³ Methan (CH₄) angesetzt. Hiermit sollen die Kosten für Leitungsbau, Gasanschluss, Gasaufbereitung usw. abgedeckt werden. Durch die gesetzliche Einspeisevergütung analog der für die Einspeisung von Strom aus regenerativen Energien ins Stromnetz (EEG) wären Gasnetzbetreiber veranlasst, das gewonnene Biogas einzukaufen. Die entstehenden Kosten würden auf alle Gaskunden umgelegt werden. Die verschiedenen möglichen Auswirkungen dieser Vorgehensweise auf den eigentlichen Gaspreis werden hier nicht näher ausgeführt.

• Kosten

Die Angaben zu Investitionskosten für die Gasaufbereitung variieren einerseits aufgrund des jeweils eingesetzten Gasreinigungsverfahrens (siehe Aufbereitungstechnik) und andererseits hinsichtlich des spezifischen Volumenstroms des zu reinigenden Gases. Im Bereich vergleichsweise kleiner Volumenströme sind die spezifischen Aufbereitungskosten relativ hoch, da derartige Anlagen im Allgemeinen aufgrund des apparativen Aufwands eine gewisse Kostengrenze kaum unterschreiten können.

Bei den derzeit zur Verfügung stehenden Daten hinsichtlich aller Kosten für die Technik der Biogaseinspeisung (besonders denen für die Aufbereitung bzw. Reinigung) handelt es sich primär um Angaben, die aus dem Betrieb von Pilotanlagen bzw. aus den im europäischen Ausland realisierten Anlagen resultieren.

Der Großteil der verfügbaren Angaben zu Investitionskosten von Gasreinigungsanlagen beschränkt sich auf Gasvolumenströme zwischen 200 und 2.000 m³/h. Angaben zu geringeren Volumenströmen sind bisher kaum vorhanden. Die Investitionskosten können damit nur als grobe Schätzung angesehen werden. Für Gasreinigungsanlagen in der Größenordnung von 200 bis 2.000 m³/h Gas pendeln die Investitionskosten für verfügbare Technologien zwischen 0,25 und 0,9 Mio. EUR.

Aus diesen absoluten Angaben kann eine Korrelation der spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit des stündlich zu reinigenden Gasvolumenstroms erstellt werden. Dies erscheint jedoch aufgrund der geringen zur Verfügung stehenden Daten, die meist wiederum von Pilotanlagen stammen, als wenig aussagekräftig.

Die Angaben zu den Kosten der Kompression des Biogases zur Überwindung der Druckstufe basieren auf der Annahme, dass das Gas von einem Druck von etwa 1 auf rund 16 bar verdichtet werden muss, um das entsprechende Druckniveau am Einspeisepunkt zu erreichen. Die abgeschätzten Kosten für Kompressoren bzw. Verdichter liegen bei etwa 35.000 EUR ab einem Volumenstrom von 100 m³/h bis zu 220.000 EUR für 1.000 m³/h.

Die spezifischen Investitionskosten für Gasleitungen können auf der Basis von Investitionen für realisierte Gasleitungen bestimmt werden. Da die Kosten für Gasleitungen sehr stark von der vorliegenden Bodenbeschaffenheit sowie weiteren standortspezifischen Rand- und Rahmenbedingungen abhängen, variieren die Kostendaten der realisierten Gasleitungen selbst bei gleichen Längen z. T. erheblich. Daher haften den Korrelationen der spezifischen Investitionskosten mit denen der Gasleitungslängen gewisse Unsicherheiten an.

Im Durchschnitt werden die Investitionskosten mit etwa 220 bis 250 EUR pro Meter Gasleitung angenommen.

Die Betriebskosten z. B. für Bedienung, Reparatur, Wartung u. a. können entsprechend der Rahmenannahmen ähnlich strukturierter technischer Anlagen angenommen bzw. erhoben werden.

Zu Sicherung der Wirtschaftlichkeit neuer Referenzanlagen hinsichtlich der Gasgestehungskosten sollten neben den eigentlichen Kosten immer auch Fermentervolumina und die in der Biogasanlage eingesetzten Substrate beachtet werden. Aufgrund der vielfältigen standortspezifischen, anlagentechnischen u. a. Unterschiede der wenigen realisierten relevanten Anlagen sind die Ermittlungen der konkreten Kosten für die gesamte Bereitstellungskette meist Einzelberechnungen, deren Ergebnisse stark differieren. Somit erscheint eine Angabe von durchschnittlichen spezifischen Betriebs- und Gestehungskosten an dieser Stelle wenig sinnvoll.

Zusammenfassend kann aus der groben Analyse der Gestehungs- bzw. Erzeugungskosten auf der Basis oben genannter Annahmen für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz festgestellt werden, dass diese unter ökonomischen Gesichtspunkten (auf Grundlage derzeitiger Gasbezugskosten) derzeit lediglich für Biogasgroßanlagen mit Einsatz von Kosubstraten (höhere Gaserträge und ggf. Entsorgungserlöse) Erfolg versprechend und somit gegeben ist.

In diesem Zusammenhang ist auch besonders auf den erheblichen Anstieg der Gasgestehungskosten mit der Entfernung des Standortes der Biogasanlage zum nächst gelegenen Einspeisepunkt hinzuweisen.

Daraus resultiert der Schluss, dass ein Teil potenzieller landwirtschaftlicher Standorte hinsichtlich ihrer Entfernung zur nächsten Erdgasleitung sowie infolge der limitierten Anzahl von Großbetrieben für die Einspeisung von Biogas nur bedingt bzw. nicht geeignet sind.

Das Für und Wider der Einspeisung von Biogas in die vorhandenen Erdgasnetze kann des Weiteren wesentlich von der Energie- besonders der Wärmenachfrage am Anlagenstandort bestimmt werden.

Besteht im Jahresverlauf eine kontinuierlich hohe Nachfrage bezüglich Heiz- und Prozesswärme (Trocknungsprozesse u. ä.), dürfte die Motivation der Anlagenbetreiber, auch bei möglicherweise guten Voraussetzungen für die Einspeisung, eher gering sein. Besteht jedoch nur eine sehr geringe oder keine Wärmenachfrage (über die Aufrechterhaltung des Biogasprozesses hinaus) und ist der Gasanfall sehr hoch, könnte das Biogas nahezu vollständig nach Abzug des Eigenverbrauchs in das Gasnetz eingespeist werden. Eine grundsätzliche Aussage ist somit an dieser Stelle nur bedingt möglich.

- **Zusammenfassung**

Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ist grundsätzlich möglich. Der Energiegehalt des Biogases könnte in einem weitaus höherem Maße (70 bis 80 %) genutzt werden, als dies beim stromgeführten KWK-Betrieb möglich ist.

Aufgrund der derzeitigen sehr hohen Investitionskosten für die erforderlichen Biogas-Aufbereitungstechniken besteht hier ein nicht unbeträchtlicher technischer Nachholbedarf. Ein weiteres Problem stellen die oft erheblichen Entfernungen vieler potenzieller Erzeugerstandorte (landwirtschaftliche Betriebe) für Biogas zum nächsten Einspeisepunkt dar. Die Errichtung von Gasleitungen ab bestimmten Abmessungen bzw. Trassenlängen ist wirtschaftlich auch unter Berücksichtigung der pro Standort maximal möglichen Biogasbereitstellung oft nicht mehr darstellbar. Inwieweit die Einführung einer Mindestvergütung von Biogas die angeführten Kosten ausgleichen kann wurde bis jetzt nur in wenigen Arbeiten und dann nur in Ansätzen ausreichend untersucht.

Grundsätzlich stellt die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz für den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien eine wichtige Option dar. Die Aufbereitungs-, Kompressions- und Transporttechnik kann die Anforderungen, die an die Gasqualität gestellt werden, umsetzen und wird sich trotz der derzeit noch hohen Kosten langfristig nicht hemmend auf eine Biogaseinspeisung auswirken. Es existieren jedoch erheblich weniger potenzielle Standorte (landwirtschaftliche Betriebe), an denen eine Biogaseinspeisung Erfolg versprechen kann bzw. wirtschaftlich darstellbar ist, als solche, an denen die Biogasnutzung mittels BHKW möglich ist. In der Summe jedoch lässt sich daraus ein bedeutendes energiewirtschaftliches Potenzial ableiten. Aus diesem Zusammenhang ergibt sich weiterhin auch ein nicht unerheblicher Beitrag zur Senkung der Emission von Treibhausgasen und somit zur Erreichung der nationalen und internationalen Klimaschutzziele.

Entscheidend für die zukünftige Verwirklichung solcher Anlagenkonfigurationen wird nicht zuletzt die Entwicklung der rechtlichen Rand- und Rahmenbedingungen sein.

Unter der gegebenen und in den kommenden Jahren zu erwartenden Entwicklung der Erdgaspreise ist eine Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz nur mit der Einführung einer Einspeisevergütung einschließlich der Abnahmeverpflichtung durch die Gasnetzbetreiber - analog der Stromeinspeisung im Rahmen des EEG - durchführbar.

- **Realisierte Pilotprojekte**

Im Rahmen eines EU-Demonstrationsvorhabens wurde von 1985 an in Stuttgart- Mühlhausen Klärgas in das Erdgasnetz eingespeist. In dieser Anlage wurde das erzeugte Biogas gereinigt, entwässert und in einem Nieder- bzw. Mitteldruckgasspeicher zwischengelagert. Anschließend strömte das Gas zu einer CO₂- und H₂S-Absorptionsanlage. Diese arbeitete mit einer schwach organischen Lauge bei Raumtemperatur. Das gereinigte Gas wurde anschließend auf 4 bar verdichtet und getrocknet. Um den geforderten Heizwert einzuhalten, war es teilweise erforderlich, das Gas mit Propan anzureichern. Die Anlage arbeitete nach Angaben der Betreiber problemlos. In Folge der Überwindung von „Kinderkrankheiten“ nach der Inbetriebnahme kam es praktisch zu keinen größeren betriebstechnischen Problemen. Die Außerbetriebnahme der Anlage war begründet im Umbau des Klärwerkes. Zusätzlich dazu gibt bzw. gab es weitere Projekte, die eine Deponiegasaufbereitung zum Gegenstand hatten.

Beispielsweise wurde in den 80iger Jahren von der Firma EVT-Mahler eine Deponiegasaufbereitungsanlage für den Niers-Verband gebaut, in der das Biogas mit Hilfe einer CO₂-Abscheidung durch eine Druckwasserwäsche auf die Erdgasqualität L aufbereitet wurde.

Eine Vorreiterrolle bei der Einspeisung von biogenen Mischgasen ins Erdgasnetz spielen die Niederlande (vorrangig Deponiegas). Im Rahmen mehrerer Projekte wird hier Deponiegas in das Erdgasnetz eingespeist.

Von den geschätzten 760 Mio. m³ an Deponiegasaufkommen im Jahre 1993 in den Niederlanden wurden 123 Mio. m³ extrahiert und 85 Mio. m³ energetisch genutzt.

Zu Erdgasqualität aufbereitetes Biogas wird im Rahmen mehrerer Projekte auch in der Schweiz - regional auf den Großraum Zürich konzentriert - erzeugt und für die energetische Nutzung bereitgestellt.

Die Einspeisung von Biogas in Erdgasqualität basiert hier hauptsächlich auf der Vergärung von Grünabfällen. Darüber hinaus gibt es auch einige Projekte, im Rahmen derer aufbereitetes Biogas zur Verwendung als Fahrzeugtreibstoff bereitgestellt wird. Dieser Ansatz ist deshalb ökonomisch tragfähig, weil dieser Fahrzeugtreibstoff in der Schweiz von der Mineralölsteuer befreit ist.

Beispielsweise wurde in Samstagen 1995 die erste Grüngut-Vergärungsanlage, die nach dem Kompogas-Verfahren arbeitet, an das öffentliche Gasversorgungsnetz angeschlossen. Dort werden 10.000 t organischer Hausmüllabfälle pro Jahr vergoren und dabei ca. 1 Mio. Nm³ Biogas produziert. Nach Deckung des Energiebedarfs der Anlage verbleiben rund 70 % der erzeugten Biogasmenge für eine energetische Nutzung. Infolge der saisonal variierenden Menge an Biogas werden nur ca. 50 % (absolut rund 210.000 m³) davon auf Erdgasqualität aufbereitet und ins Netz eingespeist. Die restlichen 50 % werden direkt in einem Blockheizkraftwerk verwertet.

4.6.2 Treibstoff für Fahrzeuge

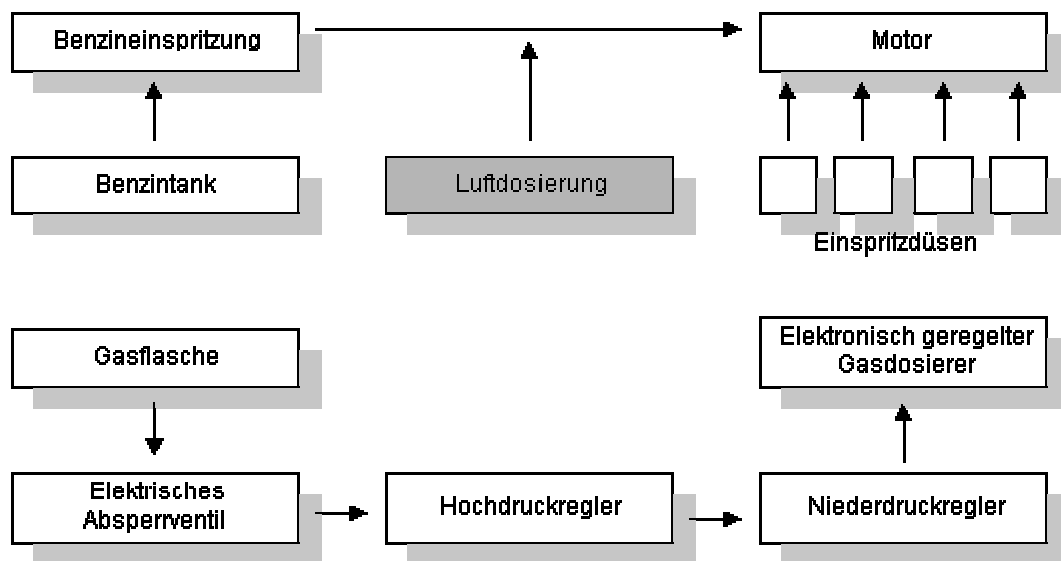
Die Verwendung von Biogas für den Betrieb von Verbrennungsmotoren hat eine lange Tradition. Aus Südamerika und China ist als Notlösung die Verwendung von großen Gasensäcken mit Erd- oder Biogas zum Betrieb von Omnibussen dokumentiert. Mit unkomprimiertem Biogas, von dem ungefähr 2 m³ einen Liter Benzin ersetzen können, ist wegen der beträchtlichen Volumina in Straßenfahrzeugen keine nennenswerte Reichweite zu erzielen.

Da Biogas als regenerative Energie von der Mineralölsteuer befreit ist, stellt sich die Verwendung als Treibstoff besonders interessant dar.

In Großserie hergestellte Fahrzeugmotoren (PKW, LKW, Busse) können so angepasst werden, dass sie sowohl mit herkömmlichen Kraftstoffen als auch mit Biogas betrieben werden können.

Derzeit wird das Gas in einer Gasdruckflasche im Heck von Fahrzeugen gespeichert. Eine Tankfüllung reicht ca. 250 km (VW Golf bivalent). Auf längeren Strecken kann während der Fahrt jederzeit auf Benzinbetrieb umgestellt werden. Das Gas wird aus den Druckflaschen mit etwa 200 bar über ein Magnetventil zugeführt. Ein Hochdruckregler entspannt das Gas auf 7 bar und ein nachgeschalteter Niederdruckregler weiter auf Umgebungsdruck. Die Zuführung zum Motor erfolgt über einen schrittmotorgesteuerten Verteiler, der das Gas über separate Düsen jedem Zylinder einzeln zuführt. Ein Steuergerät regelt die Gasdosierung vollelektronisch.

Abbildung 4.24 Funktionsprinzip Bivalentmotor



Quelle: Westharzer Kraftwerke GmbH (WKO)

Damit das Fahrzeug einen akzeptablen Aktionsradius erhält, muss das Biogas auf rund 200 bar komprimiert werden. Parallel dazu ist eine weitgehende Reinigung notwendig. Kritische Komponenten wie Kohlendioxid, Stickstoff, Sauerstoff (CO_2 , N_2 , O_2) und Wasserdampf müssen ebenso entfernt werden wie Schwefelwasserstoff (H_2S). Neben der Giftigkeit von H_2S ist besonders die stark korrosive Wirkung in Verbindung mit Wasser hervorzuheben.

Dies gilt in abgeschwächter Form auch für CO_2 , welches zusätzlich den Brennwert des angestrebten Erdgas substitutes senkt. N_2 -/ O_2 -Gehalte führen in überhöhter Konzentration ebenfalls zu einer Herabsetzung des geforderten Brennwertes.

Die Verwendung des Biogases als Fahrzeugtreibstoff erfordert noch weitere Prozessschritte. Zwecks Lagerung und Transport muss das Gas nachverdichtet und in Druckgasflaschenbündel gespeichert werden.

Befindet sich die Biogastankstelle direkt im Nahbereich der Biogasanlage, sind die Voraussetzungen optimal. Eine Logistikkette zum Transport von Flaschenbündeln zu Erdgastankstellen ist nicht nur mit Zusatzkosten verbunden, sondern auch mit Gefahren beim Handling der Druckgasflaschen.

Eine vielversprechende Option der Biogasnutzung im Traktionsbereich stellt der Gasbetrieb von Entsorgungsfahrzeugen dar. Da sie zum Entladen ohnehin regelmäßig Vergärungsanlagen anfahren, könnte eine Betankung, z. B. der Flotte eines Entsorgungsbetriebes, dort lokalisiert und realisiert werden. Alle Transportwege und die Einrichtung eines neuen Verteilungsnetzes würden damit wegfallen. Neben der Nutzung des Biogases als Fahrzeugkraftstoff könnte mit dieser Alternative, eine entsprechende Fahrleistung der Fahrzeugflotte vorausgesetzt, die Nutzung des gesamten anfallenden Biogases der Anlage sichergestellt werden.

Die Folge wäre eine wesentliche Steigerung des Systemnutzungsgrades der Anlage im Vergleich zur ausschließlichen Stromerzeugung über ein BHKW.

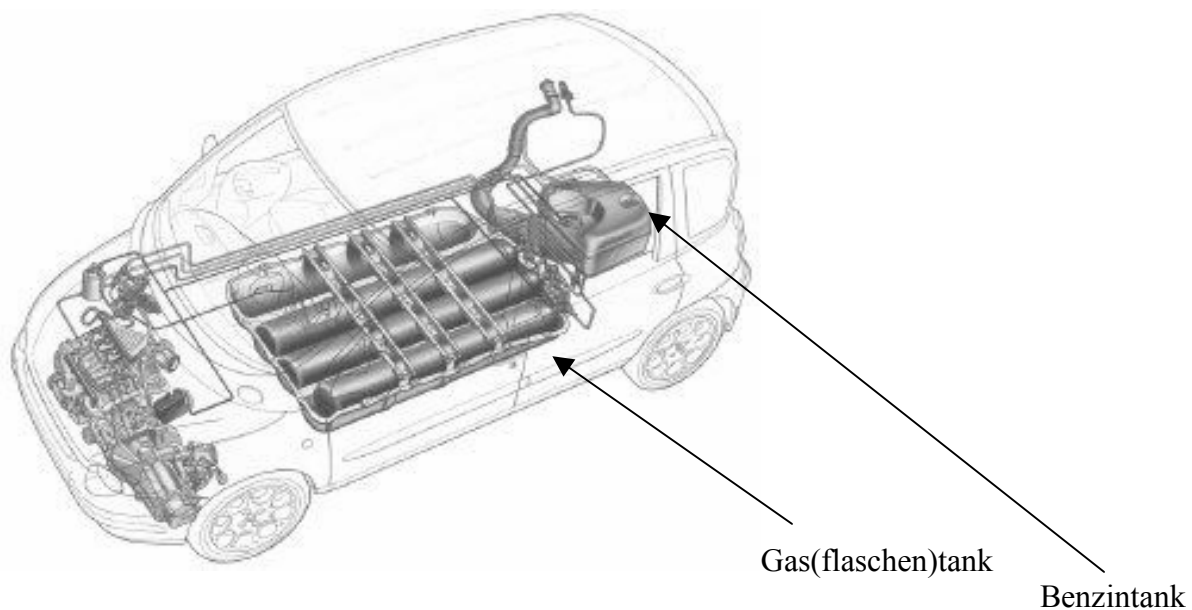
Tabelle 4.10 Bio-Erdgasqualität zur Fahrzeugbetankung

Vorhandene Komponenten	Geforderter Anteil
CH ₄	≥ 96 %
CO ₂	≤ 3 %
O ₂	≤ 0,5 %
N ₂	./.
Gesamt - Schwefel (S)	≤ 120 mg / Nm ³
Mercaptane	≤ 15 mg / Nm ³
H ₂ S	≤ 5 mg / Nm ³
Feuchte	≤ -10 bis -30°C Drucktaupunkt *
Staub	technisch frei ≤ 1 μm
Öl	100 – 200 ppm

* die Restfeuchte ist so zu wählen, dass es bei den niedrigst auftretenden Umgebungstemperaturen zu keinen Kondensationseffekten bzw. zu Ausfrierungen von H₂O kommt

Quelle: ISO7DIS 15403, DVGW – G 260, OEM- Erfahrungen

Abbildung 4.25 Beispiel für ein bivalentes Fahrzeug: Multipla Fiat Biopower 1,6 Liter-Vierzylinder-Vierventilmotor (Erd- bzw. Biogas/Super Bleifrei)



Sind alle technischen Voraussetzungen für den Betrieb von Fahrzeugen mit Bio-Erdgastreibstoff erfüllt, ergeben sich Vorteile wie bei der Nutzung von Erdgas:

- bis zu 50 % weniger CO₂- Emissionen,
- bis zu 80 % weniger NO_x- Emissionen,
- bis zu 90 % weniger SO₂- Emissionen,
- geringere Motorlärmentwicklung,
- keine Geruchsbelästigungen,
- extrem geringer Partikelaustritt,

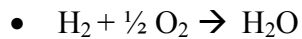
und zusätzlich

- nahezu CO₂ - neutraler Betrieb,
- geringere spez. Kraftstoffkosten (40 % günstiger als Dieselfahrzeuge und 60 % günstiger als Benzinfahrzeuge), mineralölsteuerbefreit bei ausschließlicher Nutzung von Biogas aus Biomasse

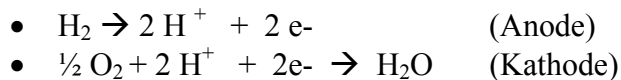
4.6.3 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen ermöglichen die direkte Umwandlung der chemischen Energie des Methans in elektrischen Strom. Sie liefern Gleichstrom, der mit Halbleiterschaltungen in Wechselstrom umgeformt werden muss.

Die Bruttoumsetzung des Wasserstoffs in der Brennstoffzelle folgt der Knallgasreaktion:



In der Brennstoffzelle teilt sie sich auf in eine Anoden- und Kathodenreaktion:

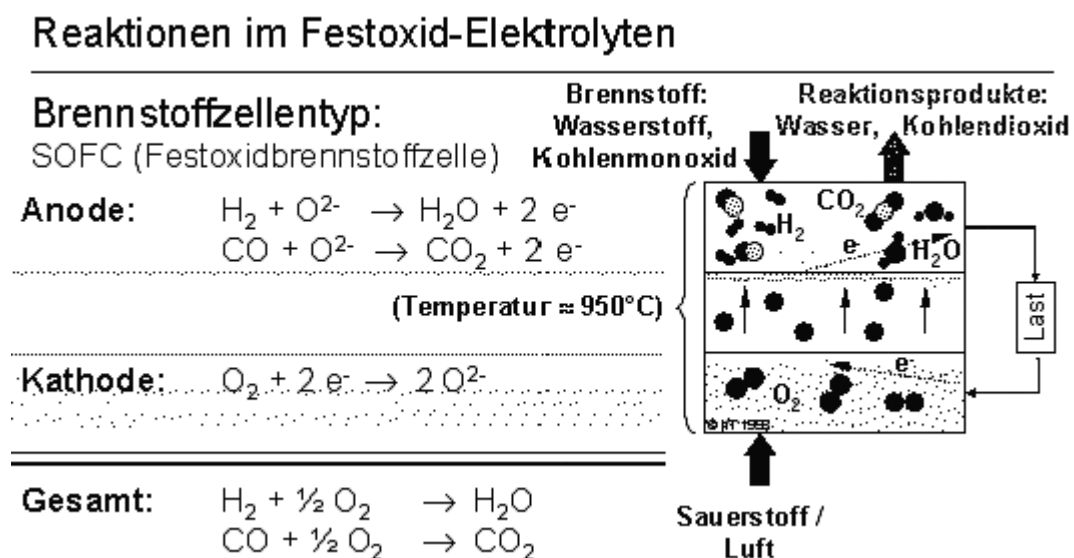


Der Betrieb von Brennstoffzellen (Hochtemperaturbrennstoffzellen) mit Erdgas kann als Stand der Technik betrachtet werden. Die breite Markteinführung für Kleinverbraucher steht jedoch erst für die Jahre 2004/2005 an. Durch die Gasnutzung in Brennstoffzellen können im Grundsatz auch in kleinen Einheiten und im Teillastbetrieb hohe elektrische Gesamtwirkungsgrade von 25 bis 50 % erreicht werden.

Weiterhin sind sie aufgrund ihres modularen Aufbaus für lokale Energieversorgungskonzepte geeignet. Darüber hinaus ist bei der flammenlosen Energieumwandlung mit erheblich geringeren Emissionen an NO_x , CO und Kohlenwasserstoffen zu rechnen als bei thermomechanischen Verfahren.

Die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC) und die Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC) sind aus gegenwärtiger Sicht für eine kombinierte Kraft-Wärme-Kopplung besonders interessant. Da sie die Fähigkeit der internen Reformierung besitzen, können prinzipiell auch biogene Mischgase aus der Biomassevergärung und -vergasung genutzt werden. Die Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC) arbeitet mit Luftsauerstoff und Wasserstoff. Ihre Betriebstemperatur liegt im Bereich von 800 bis 1.000 °C. Diese hohen Temperaturen erlauben die zellinterne Teilreformierung von Erd- oder Biogas zu Wasserstoff. Der Aufwand für die Wasserstoffherzeugung sinkt damit erheblich.

Abbildung 4.26 Funktionsprinzip einer SOFC-Brennstoffzelle



Die SOFC wird nicht nur in Platten- sondern auch in Röhrenform hergestellt. Kathode, Elektrolyt und Anode sind dabei auf der Innenseite eines Keramikrohrs aufgebracht. Das Brenngas wird durch das Rohrrinnere geleitet, der Luftsauerstoff an der Außenseite entlang. Haupteinsatzgebiet der SOFC ist die dezentrale Energieversorgung mit einer Leistung ab 100 kW.

MFCs arbeiten bei Betriebstemperaturen von ca. 650 °C, das bedeutet, dass die Wärmeenergie ebenfalls für die Reformierung von Methan genutzt werden kann. Dies bewirkt die angesprochene weitere Effizienzsteigerung.

Trotz der Vorteile und der bisher erreichten Fortschritte müssen bei fast allen Brennstoffzellentypen noch z. T. erhebliche technische Probleme überwunden werden. Alle bisher bekannten Systeme sind empfindlich gegen Schwefelwasserstoff, was die Verwendung von Biogas sehr behindert.

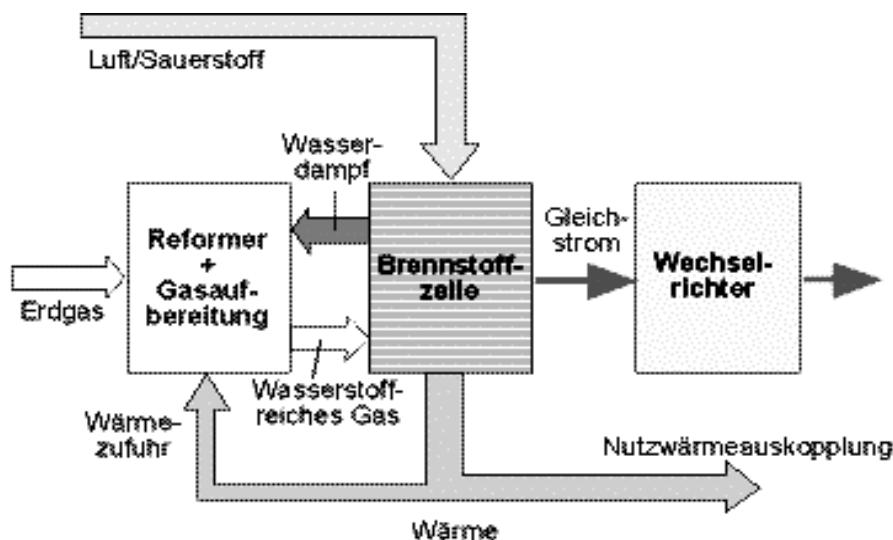
Erste Versuche mit synthetischem Biogas in einem SOFC-Stapel verlaufen aussichtsreich.

Bei zukünftigen Probeläufen unter realen Bedingungen in einer Biogasanlage in Lausanne werden verschiedene Filter eingebaut.

Ihre Wirkung richtet sich hauptsächlich gegen Schwefel, Halogene und Siloxane. Die Filter sind so geschaltet, dass das Gas sie umgehen kann, wodurch getestet werden soll, welche Gasreinigungsschritte für einen reibungslosen Betrieb notwendig sind. Die Versuche könnten in ihrem Ergebnis zu kleinen Biogasnetzen für Wohnsiedlungen mit Brennstoffzellen als dezentralem Heizsystem führen.

Weiterhin ist unklar, welches Maß an produkt- bzw. biogasspezifischen Gasverunreinigungen die Brennstoffzellentypen hinsichtlich des Wirkungsgrades ohne Einschränkungen (auch im Dauerbetrieb) tolerieren können. Erst wenn Mengen und Auswirkungen der Gasverunreinigungen bekannt sind, kann eruiert werden, welche Verfahren der Roh- bzw. Feingreinigung die besten Ergebnisse erzielen.

Abbildung 4.27 Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle als BHKW



4.6.4 Sonstige Verwertungsmöglichkeiten

4.6.4.1 Gasturbine

Bei Gasturbinen wird ein gasförmiger oder flüssiger Brennstoff in einer Brennkammer verbrannt. Die heißen Abgase treiben die Schaufeln einer zwei- oder dreistufigen Axialturbine, die auf der gleichen Welle sitzt, wie der zweistufige Radialverdichter.

Als Brennstoffe kommen Erdgas, Heizöl oder Diesel, aber auch Biogas in Frage. Zwischen den Brennstoffen kann umgeschaltet werden.

Mit Gasturbinen können unter Vollast ca. 25 % der Primärenergie des Brennstoffs in elektrischen Strom umgesetzt werden. Weitere 61 % können als Wärme auf einem hohen Temperaturniveau entnommen werden. Die Abgastemperatur liegt bei 525 °C und kann in einem Kessel zur Dampferzeugung genutzt werden. Im Gegensatz zu Verbrennungsmotoren fällt kein Kühlwasser im Niedertemperaturbereich an.

Bei Teillast kann der Wirkungsgrad sehr stark abfallen. Deshalb liegt der Regelbereich für einen effizienten Einsatz nur zwischen 80 und 100 % der Nennleistung.

Als Vorteile können die kompakte Bauweise, der geringe Bedienungsaufwand, die lange Lebensdauer und Verfügbarkeit und die geringen Anschaffungskosten genannt werden. Dem stehen als Nachteile die hohe Geräusentwicklung und das schlechte Teillastverhalten entgegen.

Für die Verwendung in Gasturbinen muss das Biogas auf 10 bis 16 bar verdichtet werden. Verdichter dieser Druckstufe sind teuer und benötigen eine spezielle Gasaufbereitung.

4.6.4.2 Stirling-Motor

Der Stirling-Motor arbeitet nicht mit explosionsartiger innerer, sondern mit kontinuierlicher äußerer Verbrennung. Davon verspricht man sich einen geräuscharmen Lauf, eine einfache Bauweise, schadstoffarme Verbrennung, den Wegfall von Zünd- oder Einspritzanlage und Ventilen. Obwohl das Prinzip schon seit Anfang des letzten Jahrhunderts bekannt ist, gibt es bis heute keine praxisreifen Modelle. Prototypen existieren für Leistungen bis 40 kW elektrischer Leistung.

4.6.4.3 Nutzung für Heizzwecke

Die heute zum Einsatz gelangenden Gasgeräte sind Allgasgeräte, die auf verschiedene Brennstoffe umgestellt werden können. Dazu muss lediglich der Brenner an die Eigenschaften von Biogas angepasst werden.

Atmosphärische Geräte für die Raumheizung beziehen die Verbrennungsluft durch Selbstan-saugung aus der Umgebung. Der Gasvordruck liegt bei 8 mbar und muss von der Biogas-anlage erzeugt werden.

Beim Gebläsebrenner wird die Verbrennungsluft durch einen Ventilator angesaugt und dem Brennerkopf zugeführt. Gebläsebrenner benötigen einen Vordruck von mindestens 15 mbar.

Probleme ergeben sich durch den Schwefelwasserstoffgehalt des Biogases. Bei Geräten, die Teile aus Buntmetallen oder niedriglegierten Stählen enthalten, ist mit Korrosion zu rechnen. Nicht bewährt haben sich beispielsweise Wandgeräte mit Kupferlamellenwärmetauscher, während Heizkessel aus Gusseisen, vor allem wenn einfach und solide gebaute Geräte gewählt werden, eine befriedigende Haltbarkeit aufweisen.

Durch die Bildung von Schwefeldioxid erhöht sich der Taupunkt der Abgase, der bei Methan bei etwa 60 °C liegt. Bei 0,2 % Schwefelwasserstoff kann er über 120 °C liegen. Die Kondensate sind stark korrosiv.

Heizkessel können so ausgerüstet werden, dass Biogas zusätzlich zu anderen Brennstoffen (Öl, Erdgas, Flüssiggas) zugefeuert werden kann. Damit kann ggf. das Biogas genutzt werden, das im Blockheizkraftwerk momentan nicht genutzt werden kann und das ansonsten nutzlos abgefackelt werden müsste.

Mit Strom oder Flüssiggas betriebene *Infrarotstrahler* werden bei der Jungtieraufzucht eingesetzt. Entsprechende Ausführungen für Biogas sind auf dem Markt und arbeiten mit einem Gasdruck von 20 mbar.

4.6.4.4 Stoffliche Nutzung von Methan

Methan bildet die Basis eines speziellen Zweigs der petrochemischen Industrie, die ein breites Spektrum von Chemikalien zu liefern vermag. Die bisher gebräuchlichen Katalysatoren sind überaus empfindlich gegen Schwefelverbindungen, so dass ungereinigtes Biogas nicht verwendet werden kann. Praxisreife Systeme, die für die stoffliche Verwertung von Biogas aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen geeignet wären, sind nicht bekannt.

4.7 Technik der Kältebereitstellung aus Abwärme

In Kältemaschinen wird ein Kältemittel (KM) bei tiefer Temperatur und niedrigem Druckniveau verdampft. Dabei nimmt das Kältemittel Wärme auf und führt so eine Kühlung herbei. Anschließend wird das Kältemittel verdichtet. Auf nunmehr hohem Druck- und Temperaturniveau kondensiert es. Die Wärme wird über einen Kondensator durch ein Rückkühlmedium entzogen. In Absorptionskältemaschinen wird das verdampfte Kältemittel (NH_3 für Tieftemperaturtechnik oder LiBr für Nutzttemperaturen über 0°C) von einer Lösungsmittel-flüssigkeit (meist H_2O) absorbiert und mittels Pumpen auf hohen Druck gebracht.

Ein Vorteil der Absorptionskältemaschine beruht auf der Tatsache, dass sie ein relativ niedriges Niveau an Wärme (ca. 85°C bis 160°C) braucht und nicht wie die Kompressionskältemaschine hochwertigen elektrischen Strom. Somit kann Abwärme genutzt bzw. die Laufzeiten von BHKW's verlängert werden. Es findet bei der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung eine größtmögliche Ausbeute der Primärenergie statt. Dadurch sinkt der CO_2 -Ausstoß.

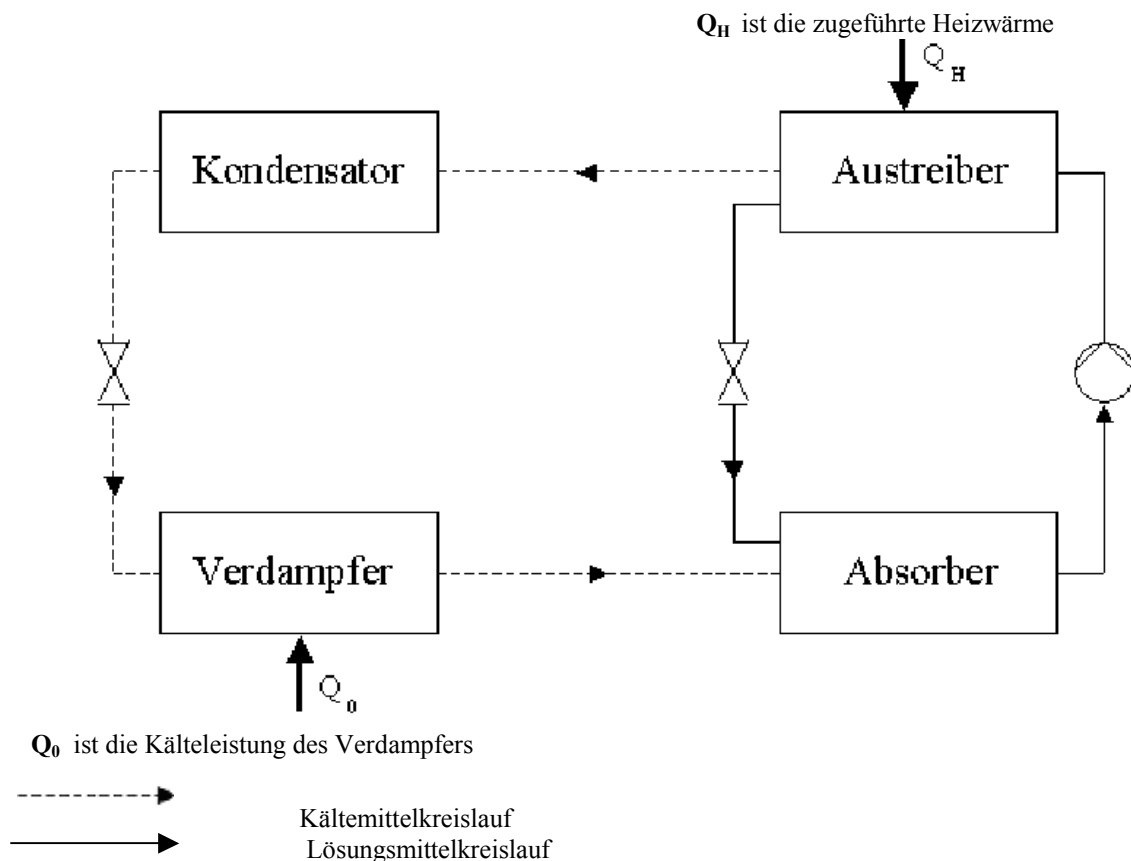
Ein weiterer Vorteil ergibt sich durch das Minimum an beweglichen Teilen (nur die Lösungsmittelpumpe) und der daraus folgenden ruhigen Arbeitsweise. Auch die Wartungs- und Instandhaltungskosten sind kleiner als bei der Kompressorkältemaschine. Durch die Stromersparungen entsteht ein weiterer wirtschaftlicher Vorteil.

Nicht unerwähnt bleiben soll die Diskussion um die verschiedenen Kältemittel. Die in den Kompressionsmaschinen verwendeten Mittel sind zum größten Teil stark umweltgefährdend und schädigen die Ozonschicht. FCKW sind inzwischen verboten und der Umstieg auf die FKWs ist bei älteren Anlagen nur mit Umbaumaßnahmen zu erreichen. Doch auch die FKWs haben ein nicht zu vernachlässigendes Ozongefährdungspotential.

Die Absorptionskältemaschinen werden größtenteils mit der Mischung LiBr/ H_2O betrieben. LiBr/ H_2O ist weder für die Umwelt, noch für die Ozonschicht gefährlich. Als zweite Möglichkeit steht Ammoniak in Verbindung mit H_2O , zur Verfügung. Ammoniak ist aufgrund seiner Brennbarkeit und seiner versauernden Wirkung in der Umwelt ein gefährlicher Stoff.

Nachteilig wirken sich die höheren Investitionskosten und die Größe der Anlagen aus. Dies hat seine Ursache in den größeren Massenströmen für Heiz- und Kühlwasser. Je nach verwendetem Arbeitspaar, LiBr/ H_2O oder $\text{NH}_3/\text{H}_2\text{O}$, sind die Anlagen in ihrer Kaltwassertemperatur eingeschränkt.

Abbildung 4.28 Schema einer Absorptionskältemaschine (AKM)



Im Kapitel 5.4 werden Beispiele genannt, die allesamt sinnvolle Nutzungsmöglichkeiten einer Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung darstellen.

Die Rahmenbedingungen, unter denen Biogasanlagen meist ausgeführt werden, erlauben keine Standardisierung der Abwärmenutzung. Sie setzt immer eine detaillierte Konzeption voraus. Die Auslegung und Dimensionierung wird für den einzelnen Anwendungsfall entwickelt und erfordert genaue Erhebungen des lokalen und temporären Wärme- und Kältebedarfs.

4.8 Sicherheit von Biogasanlagen

In Biogasanlagen entsteht ein brennbares Gasmisch, das mit Luft explosionsfähige Gemische bilden kann. Bei den gelegentlich auftauchenden Gerüchten über Gasexplosionen in landwirtschaftlichen Betrieben stellte sich meist Flüssiggas oder Erdgas als Ursache heraus. Es gibt auch immer wieder Explosionen in abgedeckten Güllelagern, bei denen unkontrolliert Biogas entsteht. Da es sich nicht um Biogasanlagen handelt, werden auch die für Betreiber von Biogasanlagen selbstverständlichen Sicherheitsregeln nicht beachtet.

4.8.1 Zündfähige Gemische

Die untere Zündgrenze liegt bei 7,7 Vol % Biogas in Luft und die obere bei 23 Vol % Biogas in Luft. Ein Gemisch aus Biogas und Luft ist explosionsfähig, wenn der Methananteil etwa zwischen 5 und 12 % liegt. Die Selbstentzündungstemperatur liegt bei etwa 600°C. Biogas allein kann nicht explodieren.

Auch kleine Mengen Luft, wie sie vor allem bei der biokatalytischen Abscheidung von Schwefelwasserstoff zugegeben werden, führen nicht zu einer Explosionsgefahr.

Explosionsfähige Gemische können sich vor allem beim unkontrollierten Ausströmen von Biogas in geschlossene Räume bilden. Die Zündung wird durch eine offene Flamme, den Schaltfunken eines Elektrogeräts, Blitzschlag, heiße Oberflächen oder statische Elektrizität ausgelöst.

Liegt die Zusammensetzung des Gemischs oberhalb der Explosionsgrenze, kommt es zu Bränden.

4.8.2 Giftigkeit

Biogas ist wegen des Gehaltes von Schwefelwasserstoff (H₂S) hochgiftig. Toxische Konzentrationen werden in Biogasanlagen regelmäßig erreicht. Dies gilt auch bei Verwendung der üblichen Entschwefelungsverfahren. Die Atemluftgehalte, entstanden durch Leckagen und Diffusionen, sind nicht zu vernachlässigen. Die Verwendung von personenbezogenen Gaswarngeräten ist deshalb vorgeschrieben. Methan und Kohlendioxid können außerdem tödlich wirken, weil die Atemluft verdrängt wurde.

Kohlenstoffdioxid ist schwerer als Luft und sammelt sich an tiefergelegenen Stellen von Räumen oder in Behältern an. Da Biogas eine Dichte von durchschnittlich 1,15 kg pro Nm³ besitzt, ist es schwerer als Luft und kann sich in Bodenvertiefungen ansammeln.

Tabelle 4.11 Toxische Wirkung von Schwefelwasserstoff (H₂S) - Grenzwerte für Atemluftgehalte

MAK-Wert*	10 ppm
Erträglichkeitsschwelle für max. 1 Stunde Einwirkungsdauer	200 ppm
Toxische Wirkung ab 30 min Einwirkungsdauer	400 ppm
Tödliche Wirkung nach 5 min Einwirkungsdauer	800 ppm

* maximale Arbeitsplatzkonzentration

4.8.3 Einhalten von Sicherheitsabständen

Bei der Auswahl des Standorts einer Biogasanlage müssen bestimmte Sicherheitsabstände eingehalten werden, die bei der Planung berücksichtigt werden müssen. Weitere Anforderungen ergeben sich aus hygienischen Erfordernissen bei der Verwertung von Kosubstraten. Die Sicherheitsabstände betreffen vor allem die Anordnung der Biogasspeicher und sind von der darin gespeicherten Biogasmenge abhängig. Dies ist zu berücksichtigen, wenn die Kapazität der Biogasanlage zu einem späteren Zeitpunkt vergrößert werden soll.

Der Umkreis von 1 m um Gasanschlüsse an Biogasreaktoren, an Biogasspeichern und um die Mündung von Gasauslassleitungen gilt als Bereich der Zone I, in dem gelegentlich gefährliche, explosionsfähige Gemische auftreten können. Alle elektrischen Installationen in dieser Zone müssen explosionsgeschützt ausgeführt sein. In dieser Zone muss auch eine schwerentflammbare Wärmeisolierung (B1) vorhanden sein.

In diesem Bereich sind Rauchen und offenes Feuer verboten. Es müssen gelbe Hinweisschilder mit schwarzer Schrift aufgestellt werden.

Die Sicherheitsabstände können durch feuerhemmende Schutzwände verkleinert werden.

4.8.4 Konstruktive Maßnahmen

Beim Bau der Biogasanlage ist durch die Auswahl geeigneter Materialien darauf zu achten, dass die Gasdichtheit im Betrieb immer gewährleistet ist und auch unvorhergesehene Vorkommnisse nicht zu gefährlichen Situationen führen.

Alle Teile, die mit dem Biogas in Berührung kommen, müssen korrosionsbeständig sein. Damit wird die Wahrscheinlichkeit vermindert, dass Lecks oder undichte Stellen entstehen, an denen unbemerkt Gas ausströmt. Kunststoffteile die mit Biogas in Berührung kommen, müssen gegen elektrostatische Aufladung geschützt bzw. ausgerüstet sein, um einer Funkenquelle vorzubeugen.

Buntmetalle sind grundsätzlich nicht beständig gegen Biogas und dürfen auf keinen Fall in entsprechenden Leitungen, Armaturen und Apparaten verwendet werden. Alle gasführenden Teile sind auf die Nenndruckstufe PN 1 auszulegen und müssen regelmäßig kontrolliert werden.

- **Rohrleitungen**

Als Materialien für Rohrleitungen können Stahl, verzinkter Stahl, Edelstahl, Polyäthylen (PD-HD) und PVC verwendet werden. Stahlrohre sollten bevorzugt werden. Kunststoffleitungen müssen zusätzlich gegen mechanische Beschädigung gesichert werden.

Buntmetalle sind mit Ausnahme von Messing und Rotguss nicht beständig gegen Biogas und sollten deshalb keine Verwendung finden.

Die Rohrleitungen für Biogas müssen nach DIN 2403 mit der Farbe "Gelb", der Durchflussrichtung und dem Durchflusstoff "Biogas" oder "Methangas" gekennzeichnet werden.

- **Armaturen**

Für die Auswahl der Werkstoffe gelten die selben Prinzipien wie für die Rohrleitungen. Alle Schieber müssen mindestens einmal pro Monat betätigt werden, damit einem Festsitzen vorgebeugt wird.

4.8.5 Anweisungen an das Betriebspersonal

Für das Verhalten bei Störung müssen Anweisungen erstellt und in den Betriebsräumen aufgehängt werden.

4.8.6 Sicherheitsregelwerke für Biogasanlagen

Die Ausführungen in den Kapiteln 4.8.1 bis 4.8.5 sind Auszüge aus dem bisher einzigen gebräuchlichen Sicherheitsregelwerk „**Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen**“, das vom Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften und dem Fachverband Biogas e. V. erarbeitet wurde (Arbeitsblatt für den technischen Aufsichtsdienst: Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen / Arbeitsunterlage Nr. 69). Das bewährte Arbeitsblatt enthält hauptsächlich sicherheitstechnische Hilfen zum Bau und Betrieb (Anlagen- und Arbeitssicherheit) von landwirtschaftlichen Biogasanlagen im unteren bis mittleren Leistungsbereich.

Im Anhang des Regelwerks befinden sich neben Mustern von Abnahme- und Betriebsprotokoll auch Anleitungen für die In- und Außerbetriebnahme, den Normalbetrieb sowie das Verhalten bei Störungen von Biogasanlagen. Alle zu beachtenden Regelwerke, die für die Errichtung und den Betrieb relevant sind, werden benannt.

Hierzu zählen z. B.:

- Unfallverhütungsvorschriften (UVV) der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften
- Explosionsrichtlinien (Ex-RL) ZH 1/10 des Hauptverbandes der gewerblichen BG
- DIN- Normen (z. B. DIN 2403 „Kennzeichnung von Rohrleitungen“; DIN 3380 „Gas-Druck-Regelgeräte bis 100 mbar“)
- VDE- Bestimmungen (z. B. DIN VDE 0165 „Errichten elektrischer Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen“)
- DVGW- Regelwerk (z. B. G 262 „Nutzung von Deponie- und Klärgas“)

Die Sicherheitsvorschriften des Fachverbandes Biogas e. V. werden vielerorts als völlig ausreichend empfunden. Beinhalten sie doch die wichtigsten Vorgaben hinsichtlich der Genehmigungsaufgaben, der Inbetriebnahme und des Betriebs von landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

Weiterhin sind alle Anforderungen an eingesetzte Bauelemente, Aufstellräume für BHKW und an Brandschutzeinrichtungen dargelegt.

Die Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen werden ständig aktualisiert bzw. weiterentwickelt, so dass diese dem Stand der Technik entsprechen. Die momentane Überarbeitung erfolgt zusätzlich in Zusammenarbeit mit zuständigen Stellen der Bundesländer Niedersachsen und Baden-Württemberg sowie dem TÜV.

Seit April 2001 existiert das **RAL-Gütezeichen für den Biogas-Anlagen-Bau (RAL-GZ 629)**.

Der RAL (RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e. V.) erarbeitet federführend gemeinsam mit staatlichen Behörden, Verbraucherverbänden, Prüfinstituten sowie Herstellern Qualitätskriterien für verschiedenste Produkt- und Dienstleistungsgruppen und vergibt Gütezeichen in Deutschland. Der RAL ist z. B. in Zusammenarbeit mit dem Umweltbundesamt (UBA) verantwortlich für alle Funktionen bei Durchführung und Betrieb des staatlichen Umweltzeichens „Blauer Engel“.

Entwickelt wurde das Gütezeichen für den Biogas-Anlagen-Bau von einem Güteausschuss, bestehend aus Vertretern der Fach- und Verkehrskreise. Hierzu zählen unter anderem der VDMA, Mitglieder des Fachverbandes Biogas e.V., FAL, KTBL und landwirtschaftliche Universitäten.

Die erarbeiteten Standards und Bestimmungen durchliefen ein einjähriges Anhörungsverfahren, wobei Einwendungen geprüft und ggf. ausgeräumt wurden.

An Unternehmen, die sich einer Qualitätsprüfung unterziehen, um das RAL-Gütezeichen zu führen, werden bestimmte Anforderungen gestellt. Die Erfüllung der Anforderungen wird durch ein sachkompetentes Prüfinstitut untersucht.

Abbildung 4.29 RAL-Gütezeichen für den Biogas-Anlagen-Bau



Es bestehen

- allgemeine Anforderungen (z. B. Nachweis einer Ausführungsplanung auf der Basis eines detaillierten Leistungsverzeichnisses, in dem die vereinbarten Anforderungen an die Anlage festgeschrieben sind; nachweispflichtiger Probebetrieb)
- technische Anforderungen (Anforderungsprofile für Anlagenkomponenten; Qualitätsanforderungen für eingesetzte Werkstoffe)
- Anforderungen an die Unternehmensorganisation (z. B. Nachweis der qualitätsorientierten Ausführung einer Anlage durch qualifiziertes Personal; Nachweis der technischen und terminlichen Machbarkeit eines Auftrages)

Auch die RAL-Güte- und Prüfbestimmungen werden zukünftig ständig überarbeitet. Die Weiterentwicklung der Technik soll nicht durch definierte Standards behindert werden. Hierfür sowie für die Begründung der Qualitätssicherung und die Organisation des Überwachungssystems zeichnet der Qualitätsverband Biogas e. V. (QBG) verantwortlich.

Ziel der nunmehr definierten Qualitätsstandards sollen die Schaffung eines professionelleren Branchenimages und die Förderung hin zu einer Biogas-Industrie sein.

Ein Gütezeichen für Biogasanlagen sorgt für einen Mindeststandard an Qualität und Technik. In diesem Punkt gehen die Güte- und Prüfbestimmungen des QBG über das reine Regelwerk vom Fachverband Biogas hinaus.

Das Gütezeichen stellt für Betreiber, Investoren und auch für Fördermittel bewilligende Stellen eine sehr gute Absicherung hinsichtlich der Anlagentechnik dar.

Das RAL-Gütezeichen stellt in diesem Zusammenhang nicht nur eine Ergänzung der bestehenden Sicherheitsregeln dar. Dies gilt besonders in Bezug auf Anlagen zur Vergärung organischer Abfallstoffe und anderer gewerblicher Biogasanlagen.

Zu Bedenken bleibt jedoch, dass sich die Absicherung auf die technischen Komponenten der Anlage bezieht. Der Biogasprozess ist jedoch weitaus vielschichtiger und kann als Gesamtkonzept (z. B. qualitativ und quantitativ gezielte Beschickung; Biogasausbeute) nur schwer abgesichert bzw. garantiert werden.

Die Ursachen für Fehlfunktionen von Biogasanlagen und eventuell damit verbundenen Unfällen liegen häufig nicht in der Qualität der Anlagentechnik, sondern bei menschlichem Versagen. Bedienungsfehler bei der Prozessführung werden somit erst nach getätigter Investition beim Betrieb der Anlage gemacht.

Ein nicht zu vernachlässigender Aspekt bezüglich eines sicheren Betriebs von Biogasanlagen ist also auch eine fundierte Schulung und Betreuung der Betreiber nicht nur in der Startphase. Diese kann während des Probebetriebes der Anlage durch qualifiziertes Personal des Herstellers mit RAL-Gütezeichen durchgeführt werden.

5 Energetische Aspekte der Biogasproduktion

Bearbeiter:	Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft	
	<i>Dipl.-Ing. agr. Kerstin Jäkel</i>	<i>Kap. 5.1,5.2,5.3.4,5.4,5.6,5.7</i>
	Westfälische Hochschule Zwickau	
	<i>Prof. Dr. Ing. Helmut Eichert</i>	
	<i>Dipl.-Ing. (FH) Jörg Ackermann</i>	
	<i>Dipl.-Ing. (FH) Michael Schmidt</i>	<i>Kap. 5.3.1-5.3.3,5.5</i>

5.1	Energiemarkt	3
5.2	Energieversorgung in Sachsen sowie Auswirkungen des neuen Energiewirtschaftsrechts	4
5.2.1	Situation der Energieversorgung in Sachsen	4
5.2.2	Aufbau des Allgemeinen Tarifsystems der Energieversorgungsunternehmen	6
5.2.3	Stromlieferungssonderverträge mit Musterpreisregelungen	7
5.2.4	Beispiel aus der Praxis - Energiemanagement in einer Agrargenossenschaft Sondertarifikunde mit ¼-Stunden-Leistungsmessung	8
5.2.5	Schlussfolgerungen zur Tarifgestaltung landwirtschaftlicher Betriebe	10
5.3	Energiebilanzen von Biogasanlagen	11
5.3.1	Energieerzeugung	11
5.3.2	Verwertung der elektrischen Energie	12
5.3.3	Verwertung der thermischen Energie	13
5.3.4	Gesamtenergiebilanz	13
5.4	Möglichkeiten der Abwärmenutzung von Biogasanlagen	15
5.5	Optimales Stromeinspeise- und Abnahmeverhalten	19
5.6	Übersicht über die Möglichkeiten der Energieeinsparung in der Landwirtschaft	24
5.7	Energieeinheiten, Umrechnungsfaktoren und Heizwerte	25

5 Energetische Aspekte der Biogasproduktion

5.1 Energiemarkt

Mit der Liberalisierung des Strommarktes entfielen geschlossene Versorgungsgebiete als Wettbewerbshemmnis. Somit wurde es möglich, in gewissen Grenzen selbst Einfluss auf den Strompreis nehmen zu können. Der Strompreis setzt sich aus folgenden Bestandteilen zusammen:

Kostenursache	Bestandteil
Kraftwerk	- Stromerzeugung und Einkauf
Netzbetreiber	- Netznutzung und -dienstleistungen - EEG-Abgabe - KWK-Abgabe - Konzessionsabgabe
Staat	- Stromsteuer - Mehrwertsteuer

Die Stromkosten des Kunden sind wiederum abhängig von:

- den Strompreisen,
- den speziellen Tarifbedingungen (Leistungsmessung, Schwachlastzeit, Saison u. a.),
- dem Verbrauchs- und Abnahmeverhalten,
- dem Gesamtstrombedarf.

Die Koordinierungskosten für die Dreiecksbeziehung Kunde-Netzbetreiber-Lieferant sind zur Zeit für die Versorgungsunternehmen noch erheblich, so dass vorerst hauptsächlich nur Großkunden mit hohem Elektroenergieverbrauch kostengünstig durch andere Versorgungsgebiete durchgeleitet werden können. Die kleineren Tarifkunden, wozu zum größten Teil die Landwirtschaftsbetriebe gehören, konnten nicht in gleicher Höhe wie die Großkunden von der Liberalisierung des Strommarktes profitieren.

In den neuen Bundesländern gibt es noch die sogenannte **Braunkohleschutzklausel**, die zwar Arbeitsplätze in den lausitzer und mitteldeutschen Tagebauen sichert, aber ungleiche Verhältnisse gegenüber den alten Bundesländern schafft. Der Strom, der in den Kraftwerken der Vereinigten Energiewerke AG (VEAG) erzeugt wird (zurzeit Umstrukturierung zur Vattenfall-Europe-Gruppe; siehe unter www.vattenfall.de), ist teurer als der Strom aus anderen Kraftwerken. Um getätigte Investitionen in Braunkohlekraftwerken in den neuen Bundesländern (einschließlich Berlin) nicht zu gefährden, enthält das neue Gesetz eine Braunkohleschutzklausel. Ziel dieser Klausel ist die ausreichend hohe Verstromung von Braunkohle. Ist dieses Ziel nicht gewährleistet, kann die Durchleitung in die genannten Gebiete verweigert werden, was derzeit am Energiemarkt auch erkennbar ist. Die Klausel gilt vorerst bis zum 31.12.2003.

Wer den Spielraum des Strommarktes ausloten will, muss aktiv werden und sich die Angebote der einzelnen Anbieter und Lieferanten einholen und miteinander vergleichen. Für jeden Anbieter müssen dabei alle Kosten der Stromlieferung bis zum Verbraucher ermittelt und verglichen werden. Es gehört dazu, möglichst genau den tatsächlichen Bedarf an elektrischer Energie für den eigenen Betrieb zu kennen. Neben der elektrischen Arbeit (kWh) ist auch der Lastverlauf von Bedeutung. Ein aussagekräftiger Vergleich kann durch eine Ausschreibung der Stromlieferung erfolgen.

Folgende Mindestangaben sind dabei notwendig:

- Anschrift und Standort des Stromkunden
- Versorgungsspannung
- Jahresstrombedarf
- Tages- und Nachtstrombedarf (HT von 6.00 bis 22.00 Uhr, NT meist 22.00 bis 6.00 Uhr)
- maximale Leistungswerte des letzten Jahres, möglichst monatlich
- Verrechnungsleistung (¼-Stunden-Leistungsmessung, kW)

Durch die Liberalisierung des Strommarktes gibt es noch die Möglichkeit, dass sich Kunden mit mehreren Zweigbetrieben, unabhängig von der örtlichen Lage in Deutschland, eine gemeinsame Rechnung stellen lassen können. Weiterhin wird sich die Bildung von Einkaufsgemeinschaften kostengünstig auswirken, da Mengenrabatte fällig werden. Es entsteht eine bessere Verhandlungsposition für den Kunden.

Ab August 1999 (Sachsen - ab 11/1999) gibt es bereits Stromgemeinschaften, die z. B. Kunden in der Landwirtschaft sammeln und dadurch bis zu 30 % billigeren Strom anbieten können. Diese Stromgemeinschaften helfen bei der Vertragskündigung und beim neuen Vertragsabschluss.

5.2 Energieversorgung in Sachsen sowie Auswirkungen des neuen Energie-wirtschaftsrechts

5.2.1 Situation der Energieversorgung in Sachsen

Die Aussagen zu diesem Kapitel wurden dem Energiebericht des Jahres 2001 des Staatsministeriums für Wirtschaft und Arbeit entnommen.

Die sächsische Energiewirtschaft durchläuft gegenwärtig eine Phase tiefgreifender Strukturveränderungen, wobei die Schaffung eines ausgewogenen Energiemixes im Vordergrund steht. Dabei soll auch die Erschließung wirtschaftlicher Potentiale zur Nutzung erneuerbarer Energien eine Rolle spielen.

Die Struktur des Primärenergieverbrauchs wird in Sachsen nach wie vor durch die dominierende Rolle der Braunkohle (1997 - 47,5 %; 1999 - 25,9 %; 2000 - 34,9 %) geprägt. Die neu gebauten Grundlastkraftwerke Lippendorf und Boxberg mit einem Wirkungsgrad von über 42 % sind im Jahr 2000 vollständig ins Netz gegangen.

Der Endenergieverbrauch in Sachsen betrug im Jahr 2000 347,8 PJ.

Die Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch teilen sich etwa wie folgt auf:

Mineralöl	43,0 %
Gas	27,5 %
Strom	19,0 %
Fernwärme	8,7 %
Braunkohle	1,3 %
Steinkohle	0,4 %
sonstige Energieträger	0,1 %

Die Bruttostromerzeugung in Sachsen betrug 2000 insgesamt 27.790 GWh, verbraucht wurden 18.385 GWh. Im Jahr 2000 konnte erstmals seit 1997 wieder Strom in andere Bundesländer exportiert werden.

Auf die sonstigen Energieträger, die auch die erneuerbaren Energien enthalten, entfällt nur ein sehr geringer Anteil. Die Anteile am eingespeisten Strom aus erneuerbaren Energien betragen im Jahr 2000 - 3,75 %. Es wurden 690 GWh in das öffentliche Netz eingespeist. Das entspricht einem Zuwachs von 26 % gegenüber dem Vorjahr. Etwa ein Zehntel davon haben die Energieversorgungsunternehmen in eigenen Anlagen erzeugt und zwar ausschließlich in Wasserkraftanlagen. Die restlichen neun Zehntel wurden von privaten Einspeisern erzeugt. Ein Zuwachs war vor allem bei Windkraftanlagen und bei Anlagen zur Nutzung von Biomasse / -gas zu verzeichnen.

Die Anteile der einzelnen EE an der Stromeinspeisung betragen (die %- Angaben in Klammern entsprechen dem Anteil am Gesamtstromverbrauch aus dem Netz der allgemeinen Versorgung):

- Wind	64,9 %	(2,4 %)
- Wasserkraft	40,7 %	(26,2 %)
- Biomasse/-gas	8,8 %	(0,3 %)
- Fotovoltaik	0,04 %	(0,002 %)

Bei diesen Angaben ist zu beachten, dass ein nicht unbeträchtlicher Anteil des in Wasserkraft- und Biomasseanlagen erzeugten Stromes nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist, sondern direkt verbraucht wird (bei den sächsischen Wasserkraftanlagen 6 - 7 %).

Von der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entfielen 1997 auf

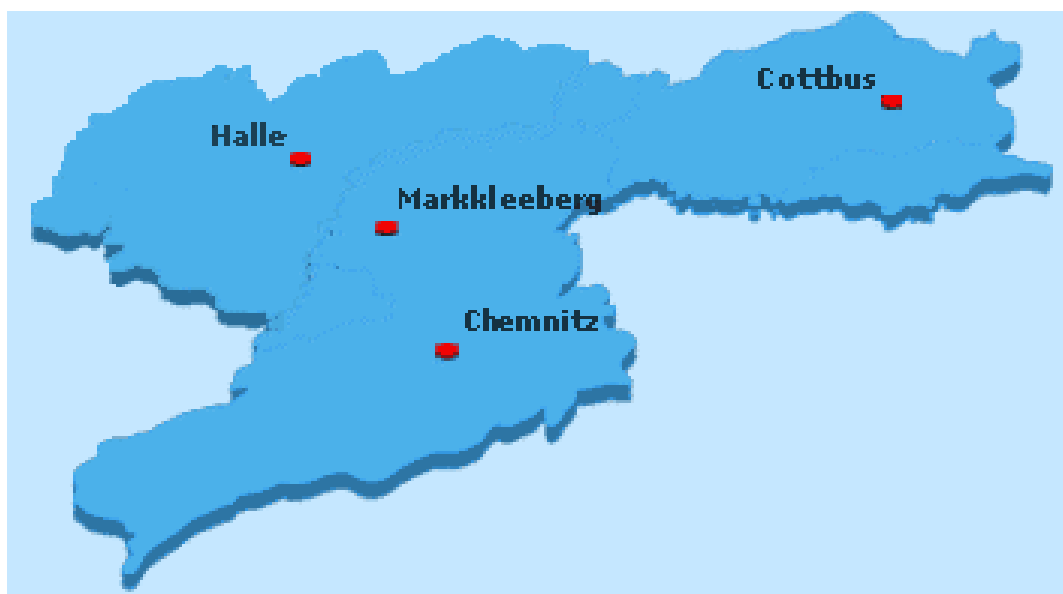
- den Regierungsbezirk Chemnitz 61 %,
- den Regierungsbezirk Dresden 19 %,
- den Regierungsbezirk Leipzig 20 %.

In der Stromversorgung Sachsens gibt es nunmehr zwei große Regionalversorger

- envia Mitteldeutsche Energie AG (enviaM)
- ESAG Energieversorgung Sachsen Ost AG und
- über 30 Stadtwerke.

Abbildung 5.1 Regionale Energieversorger

envia Mitteldeutsche Energie AG





5.2.2 Aufbau des Allgemeinen Tarfsystems der Energieversorgungsunternehmen

Jedes Energieversorgungsunternehmen (EVU) hat ein eigenes Tarfsystem mit unterschiedlichen Preisen, das entsprechend der Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt) und der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV) gestaltet ist. Das Stromentgelt setzt sich grundsätzlich aus den zwei Einzelpreisen **Verbrauchspreis** und **Verrechnungspreis** zusammen:

1. **Verbrauchspreis**

Das Arbeitsentgelt wird für die bezogene elektrische Arbeit, die in kWh gemessen wird, entrichtet. Ihr Wert wird vom Zähler abgelesen.

Im Rahmen des Allgemeinen Tarifs kann für den Bezug von Elektrizität während der Schwachlastzeit (meist liegt diese in der Nacht) die Schwachlastregelung genutzt werden.

Um einen entsprechenden Stromverbrauch von der Hauptbezugszeit in eine Zeit mit geringem Verbrauch zu verlagern, wird die Schwachlastregelung angeboten. Dabei wird während sechs bis acht Stunden in der Nacht ein geringerer Arbeitspreis pro kWh berechnet. Die Schwachlastregelung lohnt sich dann, wenn mindestens 15 - 20 % des gesamten Jahresstromverbrauches in die Nachtzeit verlagert werden kann.

Innerhalb des Allgemeinen Tarifs unterscheiden alle Energieversorger zwischen zwei, einige zwischen drei Bedarfsarten:

- Haushalt,
- Landwirtschaft (Landwirtschaftsbetriebe im Sinne des Bewertungsgesetzes) und
- gewerblicher, beruflicher und sonstiger Bedarf.

2. Verrechnungspreis

Der Verrechnungspreis wird von den EVU für Ablesen, Messen, Verrechnen und Inkasso erhoben. Da die Tarife im Allgemeinen Tarif ständig wechseln, sollte man sich stets neu bei verschiedenen Energieversorgungsunternehmen informieren.

Je nach Stromverbrauch sind Sonderpreisregelungen, die auf alle Bedarfsarten zutreffen (außer Haushalt), möglich. Auch sind Informationen vom jeweiligen EVU einzuholen. Die Preise des Allgemeinen Tarifs finden Sie im Internet unter:

- für envia Mitteldeutsche Energie AG: www.enviam.de
- für ESAG Energieversorgung Sachsen Ost AG: www.esag.de

5.2.3 Stromlieferungssonderverträge mit Musterpreisregelungen

Stromlieferungssonderverträge können in der Regel von Betrieben in Anspruch genommen werden, die etwa 100.000 kWh/Jahr oder eine Leistung von über 30 kW abnehmen.

Das Abnahmeverhalten eines Betriebes (Leistung und Zeit) ist jedoch entscheidend für die Eingliederung in den Sondertarif. Es muss für jeden einzelnen Betrieb erst geprüft werden, ob diese Eingliederung günstig ist. Die Tarife für Sonderverträge unterliegen nicht der Aufsicht der Länder und es besteht keine Veröffentlichungspflicht.

Ein Sondervertrag setzt ggf. die Entrichtung eines Baukostenzuschusses voraus. Dieser ist in der AVBEltV und in den ergänzenden Bestimmungen der Energieversorgungsunternehmen geregelt. Mit dem Baukostenzuschuss wird der Anschlussnehmer an den Kosten für die Erstellung bzw. Verstärkung der vorgelagerten Stromverteilungsanlagen beteiligt.

Voraussetzung für den Abschluss eines Stromlieferungssondervertrages ist die Vorbereitung des für die Erfassung notwendiger Verbrauchswerte erforderlichen Zählerplatzes. Im Sondervertragskundenbereich besteht der Messplatz aus einem Doppeltarif-Wirkzähler mit viertelstündiger Maximumanzeige, einem Doppeltarif-Blindzähler sowie einer Schaltuhr. Für die Errichtung des Zählerplatzes muss eine zugelassene Elektroinstallationsfirma beauftragt werden.

Für Sonderkunden ist die verbrauchte Strommenge in kWh und die in Anspruch genommene elektrische Leistung in kW entscheidend für die Höhe der Stromrechnung. Auch die Sondertarifkunden müssen auf eine gleichmäßige Energieabnahme achten. Unter bestimmten Voraussetzungen kann der Kunde zwischen mehreren Tarifen frei wählen.

Bestimmte Tarife können nicht von Eigenstromerzeugern gewählt werden. In diesen Tarifen wird keine Leistung bezahlt, dafür ist für die Arbeit in kWh wesentlich mehr zu entrichten. Günstig ist eine hohe Anzahl von Wochenstunden in der Niedrigtarifzeit, so hat der Landwirt bei diesen Unternehmen (enviaM; ESAG) bis zu 45 % mehr Zeit, seine Arbeiten in Niedrigtarifzeiten einzuordnen. Zusätzlich gibt es noch Abnahme-Sonderregelungen, wie Energiereserveleistung, Sommer-Mehrleistung, Nachttarif-Mehrleistung. Diese können bei besonderem Abnahmeverhalten zusätzlich kostensenkend wirken.

Deutlich wird, dass es in den Gebieten der einzelnen Energieversorger zu sehr unterschiedlichen Belastungen für landwirtschaftliche Betriebe kommen kann. Aber auch zwischen den einzelnen Tarifen eines Versorgers muss sehr exakt und möglichst unter Zuhilfenahme einer Beratungsstelle der günstigste Tarif berechnet werden. Unter Umständen sind dafür längere Strommessungen notwendig.

5.2.4 Beispiel aus der Praxis - Energiemanagement in einer Agrargenossenschaft Sondertarifikunde mit 1/4-Stunden-Leistungsmessung

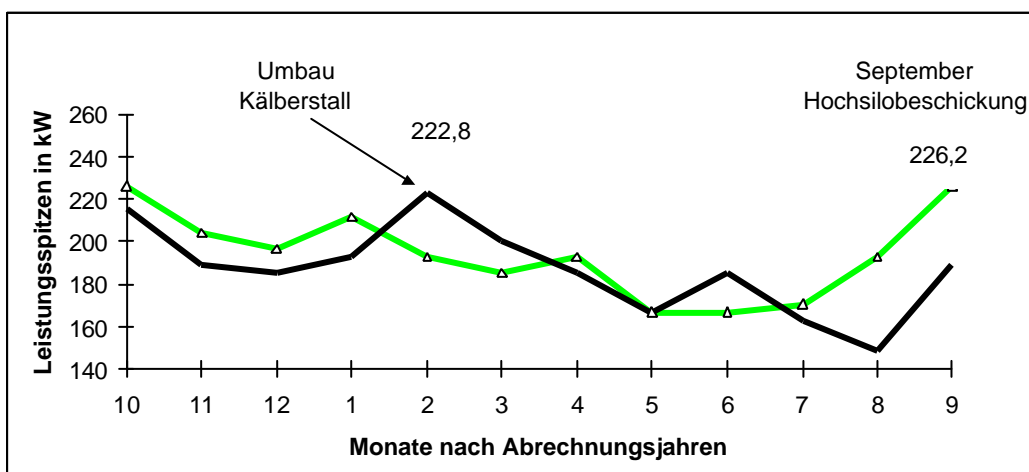
Das Praxisbeispiel wurde erfasst in einer Agrargenossenschaft mit ca. 1.800 ha LN, durchschnittlich 1.400 Milchkühen und 450 Jungrindern und Färsen sowie deren Nachzucht bis zum Alter von 8 Wochen. Die Milchleistung liegt etwa bei 6.000 l/ Kuh und Jahr. Für die Bewirtschaftung der gesamten Milchviehanlage müssen im Jahr etwa 96.000 EUR Stromentgelt aufgewendet werden. Die Agrargenossenschaft hat sich deshalb ausführlich beraten lassen. Es wurde eine Betriebsanalyse und ein Abschlussbericht vom Westsächsischen Bauernverband erstellt.

Das Agrarunternehmen hat einen Sondervertrag mit 1/4-Stunden-Leistungsmessung mit Schwachlastregelung. Für das Unternehmen ist dieser Tarif der günstigste. Welche Möglichkeiten ergeben sich für das Unternehmen, zusätzlich die Stromkosten zu senken? Die erste Überlegung ging dahin, Strom einzusparen. Im Jahr werden etwa 970.000 kWh verbraucht. Eine Einsparung von 10.000 kWh würde zu einer Kostenreduzierung von nur 677 EUR im Jahr führen. Zur Zeit werden 29 % der Energie in der Schwachlastzeit (nachts) verbraucht. Eine Erhöhung des Nachtstromanteils um 7 % auf 36 % würde die Kosten um 659 EUR im Jahr verringern. Doch diese Einsparungen sind zu gering für ein Unternehmen dieser Größenordnung.

Enorme Einsparungen ergeben sich jedoch bei der 1/4-Stunden-Messung, wenn die in Anspruch genommene Leistung gesenkt werden kann. Betrachten wir deshalb die Leistungsanspruchnahme der Agrargenossenschaft über zwei Jahre in Abbildung 5.2. Besonders hervorzuheben sind die Monatshöchstleistungen im September und im Oktober.

Diese Spitzen der Inanspruchnahme der elektrischen Leistung sind auf die Hochsilobeschickung zurückzuführen. Eine weitere Spitze im Februar kam durch den Umbau eines Kälberstalles zustande. Die höchste gemessene Leistungsabnahme betrug 226 kW. Der Messverlauf der Kurven zeigt, dass bei einer Glättung der Spitzen eine Leistung von 189 kW ausreichen würde, um die Genossenschaft ausreichend mit Strom zu versorgen. Wenn es dem Unternehmen gelingt, als Spitzenwert nur 189 kW in Anspruch zu nehmen, werden Energiekosten in Höhe von 5.968 EUR pro Jahr eingespart.

Abbildung 5.2 Leistungsabnahme der Agrargenossenschaft



Quelle: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, FB LB, Jäkel

Derzeit beträgt die bereitgestellte Leistung 270 kW. Als Jahreshöchstleistung müssen mindestens 70 % der vertraglich vereinbarten Leistung bezahlt werden. Wenn die Jahreshöchstleistung unter 189 kW liegt, sollte die bereitgestellte Leistung nach unten verändert werden. Das Unternehmen sollte seinen Energieversorger daraufhin ansprechen.

Ausgehend von der zur Benutzung anstehenden Technik (Tabelle 5.1) wurde von der Agrar-genossenschaft ein Lastverlauf erarbeitet und ein Maßnahmenplan zur Vermeidung von Leistungsspitzen aufgestellt.

Tabelle 5.1 Einzusetzende Technik in der Milchviehanlage der Agrar-genossenschaft

Verbraucher	kW
2 Futterförderbänder	60,0
Innenfutterband	60,0
Hochsilobeschickung mit Gebläse	55,0
Beleuchtung	50,0
Flüssigentmistung	48,5
Pumpwerk Abwasser	25,0
Milcherhitzer	24,0
4 Vakuumpumpen	20,5
Pumpwerk Frischwasser	16,0
Silosickersaftpumpe	15,0
Eiswasserkühlung	13,5
Kochendwasserreinigung	9,0
Milchpumpe	4,0
Zwangslüftung	4,0

Anhand der durchgeführten Leistungsmessung kann der Tagesverlauf der Leistungsabnahme exakt kontrolliert sowie Einschaltzeiten und Dauer von energieintensiven Verbrauchern dementsprechend abgestimmt werden. Zum Maßnahmenplan gehören folgende Punkte:

1. kein zeitgleiches Einschalten von Außen- und Innenfutterstrecke
2. Einschalten von leistungsstarken Antriebsmaschinen wie Güllepumpen, Silosickersaftpumpen, Zwischenpumpwerk für das Abwasser und Körmergebläse zu verbrauchsarmen Zeiten, insbesondere außerhalb der Melkzeiten
3. Reduzierung der Beleuchtung auf ein erforderliches Mindestmaß
4. Kälbermilcherwärmung während der Schichtpausen
5. besonders bei der Hochsilobefüllung auf eine gleichmäßige Leistungsabnahme durch Ausschalten größerer Verbraucher während der Beschickungszeit achten

Für diesen Betrieb ist es außerdem lohnend, ein Lastmanagement durchzuführen. Hierbei werden ab einer bestimmten Leistungsspitze einzelne vorher festgelegte Verbraucher automatisch außer Betrieb genommen.

5.2.5 Schlussfolgerungen zur Tarifgestaltung landwirtschaftlicher Betriebe

Auf der Grundlage der seit 1990 gültigen Bundestarifordnung Elektrizität sind bundesdeutsche Energieversorgungsunternehmen angehalten, ein im Tages- und Jahresverlauf ausgeglichenes Abnahmeverhalten von elektrischer Energie mit geeigneten Tarifstrukturen finanziell zu unterstützen. Jeder Betrieb sollte deshalb zuerst prüfen, ob er den für ihn günstigsten Tarif des jeweiligen Energieversorgungsunternehmens gewählt hat. In Betrieben mit Leistungsmessung können bei Vermeidung von Leistungsspitzen die Kosten erheblich gesenkt werden. Bedingt durch biologische Abläufe und saisonal unterschiedlichen Arbeitsanfall sind die Handlungsspielräume in der Landwirtschaft für eine gleichmäßige Gestaltung der Elektroenergieabnahme eingeschränkt. Handlungsspielräume ergeben sich durch die tariflichen Bedingungen der jeweiligen Energieversorgungsunternehmen. Möglichkeiten, die Energieabnahme gleichmäßig zu verteilen, ergeben sich aus der Kenntnis des Lastverlaufes der einzusetzenden Technik und ihrer Anschlusswerte. So können die einzelnen Verbraucher zu unterschiedlichen aufeinander abgestimmten Zeiten eingesetzt werden. Ein Lastmanagement trägt dazu bei, hohe Spitzen der Leistungsanspruchnahme zu verhindern. Auch eine Verlagerung der Energieabnahme in die Nachtstunden kann sinnvoll sein. Erst danach sollte über die weiteren vielfältigen Möglichkeiten zur Energieeinsparung nachgedacht werden. Dazu gehören zum Beispiel:

- die Auswahl elektrotechnisch günstiger Verfahren,
- die Nutzung von Abwärme, Speicherheizung und Wärmepumpen,
- die Verwendung alternativer Energien.

Das Energiemanagement in Tierproduktionsanlagen ist mit dem Betreiben von Biogasanlagen exakt abzustimmen, vgl. dazu Kapitel 5.5.

Grundsätzlich ist eine ausführliche Analyse des Verbrauchsverhaltens des Betriebes durchzuführen. Dazu sollte die intensive Beratung verschiedener Institutionen und der Energieversorgungsunternehmen genutzt werden. In Sachsen erfolgt eine **Beratung** insbesondere durch den **Regionalbauernverband Westsachsen e. V.** mit Sitz in Altmittweida, Außenstelle Glauchau, Abteilung Energiewirtschaft, ☎ **03763/52724**.

5.3 Energiebilanzen von Biogasanlagen

5.3.1 Energieerzeugung

Eine detaillierte realistische Berechnung von Energiekennzahlen kann nur erfolgen, wenn entsprechende Meßgeräte in Biogasanlagen installiert sind, die eine exakte Erfassung erlauben. Ein mehr oder weniger diskontinuierliches Betriebsverhalten des Gesamtsystems, hervorgerufen durch Störungen, Wartungen, energieabschaltungsbedingte Datenausfälle, defekte Meßwertnehmer und Umbaumaßnahmen, führt zu Erschwernissen bei der exakten Erfassung der Energieerzeugung und deren Verwertung. In den meisten bestehenden Anlagen steht eine detaillierte Meßwerterfassung aus Kostengründen nicht zur Verfügung. Somit können oft nur die reine Stromeinspeisung und der Strombezug vom Energiezähler abgelesen werden.

Die erzeugte elektrische Energie ist derjenige Energiemengenanteil, der mittels Generator mit der zum Einsatz gelangten Biomasse und eventuell zusätzlich verwendetem Heizöl (Zündstrahlmotor) erzeugt wurde. Die erzeugte thermische Energie stellt denjenigen Energiemengenanteil dar, der durch motorische Verbrennungswärme erzeugt und mittels Wärmeübertragungseinheiten dem hydraulischen System zugeführt wird. Der dabei erzielte Wirkungsgrad beider Energieumwandlungsprozesse spielt eine bedeutende Rolle für den Erfolg einer Anlage und für deren Wirtschaftlichkeit.

Die Tabelle 5.2 zeigt einige Energieerzeugungs- und Verbrauchswerte am Beispiel der Biogasanlage Oberlungwitz, eine entsprechende Meßwerterfassung wurde in der Anlage installiert. Am Standort in Oberlungwitz befinden sich etwa 1.000 GV Milchkühe. Die unter "Einspeisung ins öffentliche Netz" aufgelisteten Werte sind die gemäß Energieeinspeisezähler registrierten, in das öffentliche Energieversorgungsnetz eingespeisten Elektroenergiemengen. Im Gegensatz dazu wird unter "Einspeisung real" die um den Bezug der Elektroenergie aus dem öffentlichen Netz bereinigte Realeinspeisung in das öffentliche Netz verstanden. Der Eigenverbrauch stellt letztendlich die Differenz aus der Summe Erzeugung und Bezug abzüglich Einspeisung dar.

Die Laufzeit eines BHKW korreliert nicht unbedingt mit der Leistung des BHKW. Es gibt zum Beispiel Tage, in denen ein Aggregat eine fast 100%-ige Laufzeit besitzt, jedoch trotzdem nur im Teillastbetrieb betrieben wird. Das widerspiegelt auch den sehr diskontinuierlichen Lauf eingesetzter BHKW in Bezug auf die Laufzeit, sowie auch auf die durchschnittliche Leistung. Den besten Wirkungsgrad erzielt das Aggregat unabhängig von Typ und Leistungsklasse bei Vollast.

Tabelle 5.2 Energieverbrauchswerte für die Berechnung der Energiebilanz am Beispiel der Biogasanlage Oberlungwitz

Monat	Laufzeit in Tagen	Monatsauslastung	erzeugte elektr. Energie BHKW	Einspeisung ins öff. Netz	Bezug aus dem öff. Netz	Einspeisung real	Eigenverbrauch	erzeugte therm. Energie BHKW
	d	%	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Sep 95	24,8	82,7	115,84	67,14	11,79	55,35	60,49	keine Ang.
Okt 95	28,2	91,0	137,20	79,50	5,90	73,60	63,60	99,1
Nov 95	21,7	72,3	108,10	64,20	14,10	50,10	58,00	171,1
Jan 96	22,5	72,6	104,40	55,41	22,50	32,91	71,49	keine Ang.
Feb 96	27,5	94,8	119,50	58,87	5,34	53,53	65,97	145,9
Mär 96	30,3	97,7	107,70	49,61	3,21	46,40	61,30	202,3
Apr 96	29,4	98,0	132,60	77,26	1,91	75,35	57,25	187,9
Mai 96	30,1	97,1	141,60	86,74	2,42	84,32	57,28	218
Jun 96	27,9	93,0	141,20	73,60	4,06	69,54	71,66	188,7
Jul 96	29,1	93,9	123,44	63,15	4,10	59,05	64,39	231,4
Aug 96	30,8	99,3	154,48	87,21	0,83	86,38	68,10	keine Ang.
Sep 96	24,5	81,7	120,24	64,22	11,10	53,12	67,12	170
Okt 96	28,4	91,6	107,50	50,48	6,86	43,62	63,88	133,6
Nov 96	21,9	73,0	110,40	64,71	5,78	58,93	51,47	128,8
Dez 96	18,9	61,0	54,30	33,77	28,64	5,13	49,17	121
Jan 97	0	0,0	0,00	0,00	74,70	-74,70	74,70	Instandsetzungsarbeiten infolge der Brandhaverie
Feb 97	0	0,0	0,00	0,00	55,16	-55,16	55,16	
Mär 97	9,1	29,3	31,28	12,71	4,96	7,75	23,53	
Apr 97	25,0	83,3	104,67	52,85	8,40	44,45	60,22	
Mai 97	28,9	93,2	124,51	60,17	3,95	56,22	68,29	
Jun 97	29,5	98,3	125,90	64,02	1,60	62,42	63,48	122,2
Jul 97	28,8	92,9	111,40	50,54	4,79	45,75	65,65	110
Aug 97	30,3	97,7	122,20	59,98	1,80	58,18	64,02	122,8
Sep 97	28,7	95,7	126,30	64,42	2,66	61,76	64,54	113,6
Okt 97	27,8	89,7	124,60	76,31	0,69	75,62	48,98	112,3
durchschnittlich		79,2	106,0	56,7	11,5	45,2	60,8	103,1
Summe Gesamtverbrauch von September 1995 bis November 1997			2649,36	1416,87	287,25	1129,62	1519,74	2578,70

Quelle: Westsächsische Hochschule Zwickau, Eichert, Ackermann, Schmidt; LfL, FB LB, Jäkel

5.3.2 Verwertung der elektrischen Energie

Für die Auswertung einer Energiebilanz ist die Gegenüberstellung von Erzeugung, Bezug und Einspeisung elektrischer Energie schlechthin das Wirtschaftlichkeitskriterium. Bei vielen Biogasanlagen ist zu erkennen, dass selbst in Monaten mit relativ hoher Energieausbeute Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss. Dahinter verbirgt sich der Hinweis auf einen sehr unregelmäßigen Lauf des BHKW sowie auf Leistungsspitzen im Eigenverbrauch an elektrischem Strom.

Dies kann z. B. durch die Installation einer Lastabwurfregelung sowie durch das Betreiben eines zweiten Aggregates weiter verbessert werden. Ziel ist es, vor allem aus Kostengründen nach Möglichkeit unabhängig von der Energieversorgung zu werden. Auch das Betreiben eines Notstromaggregates kann dazu beitragen, auf das elektrische Stromnetz zu verzichten.

Diese Aussagen gelten nur für Anlagen, die den erzeugten Strom selbst nutzen. Seit dem EEG speisen fast alle Biogasanlagenbetreiber den Strom in das Netz und kaufen wie bisher Strom über einen Stromlieferungsvertrag zu.

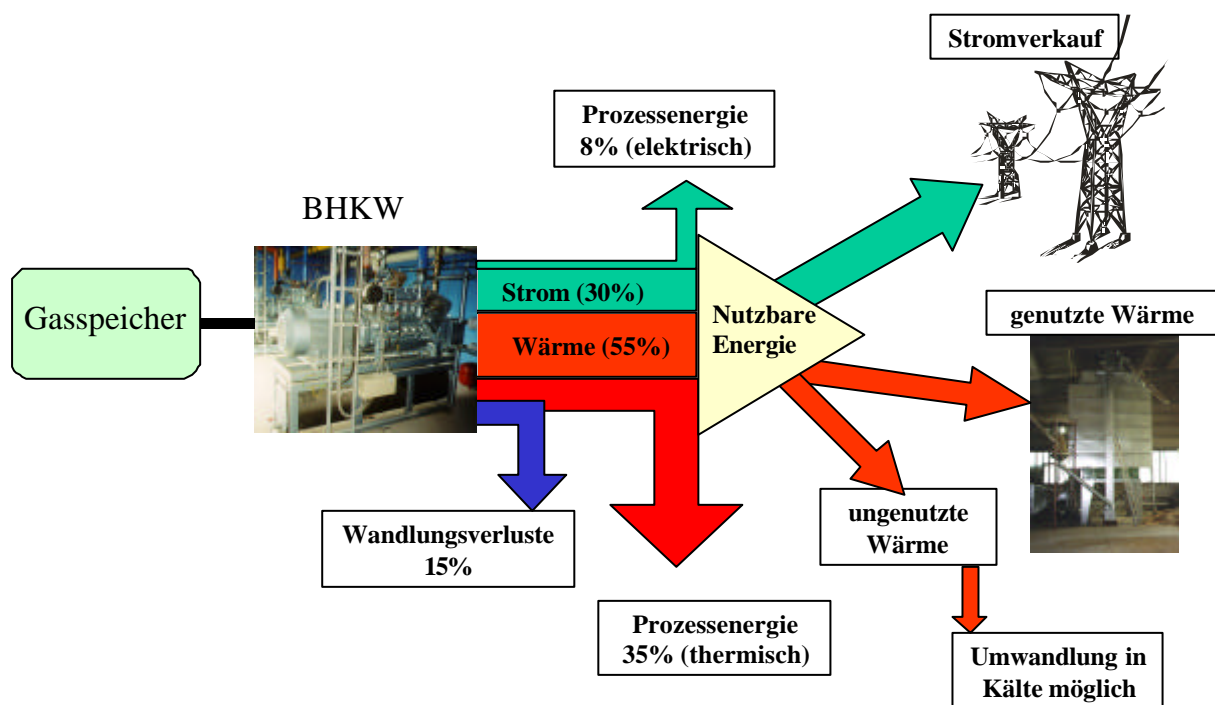
5.3.3 Verwertung der thermischen Energie

Die vom BHKW produzierte thermische Energie wird hauptsächlich für die Heizung der Fermenter sowie für die Stallungen und Wirtschaftsgebäude eingesetzt. Oftmals fällt besonders in Milchviehanlagen wesentlich mehr Wärme an, als verbraucht werden kann. Das Problem verschärft sich im Sommer, wenn für die Fermenterheizung und für die Milchviehanlage weniger Wärme benötigt wird. Deutlich treten die saisonalen Schwankungen hervor, was letztendlich bedeutet, dass im Sommer aufgrund der begrenzten Kühlkapazität eine Einschränkung der Vollastfahrweise bis hin zur Abschaltung eines Aggregates als Folge der thermischen Überdimensionierung eintreten kann. Es wäre wünschenswert, wenn dieses enorme Energiepotential zukünftig einer sinnvollen Nutzung zugeführt werden könnte. Unter diesem Aspekt sind besonders Trocknungsanlagen zu nennen, die im Sommer betrieben werden, wie z. B. die Getreide- und Futtertrocknung. Am besten passt die Biogasproduktion in Schweinezuchtanlagen, denn hier wird ganzjährig eine hohe Wärmemenge benötigt.

5.3.4 Gesamtenergiebilanz

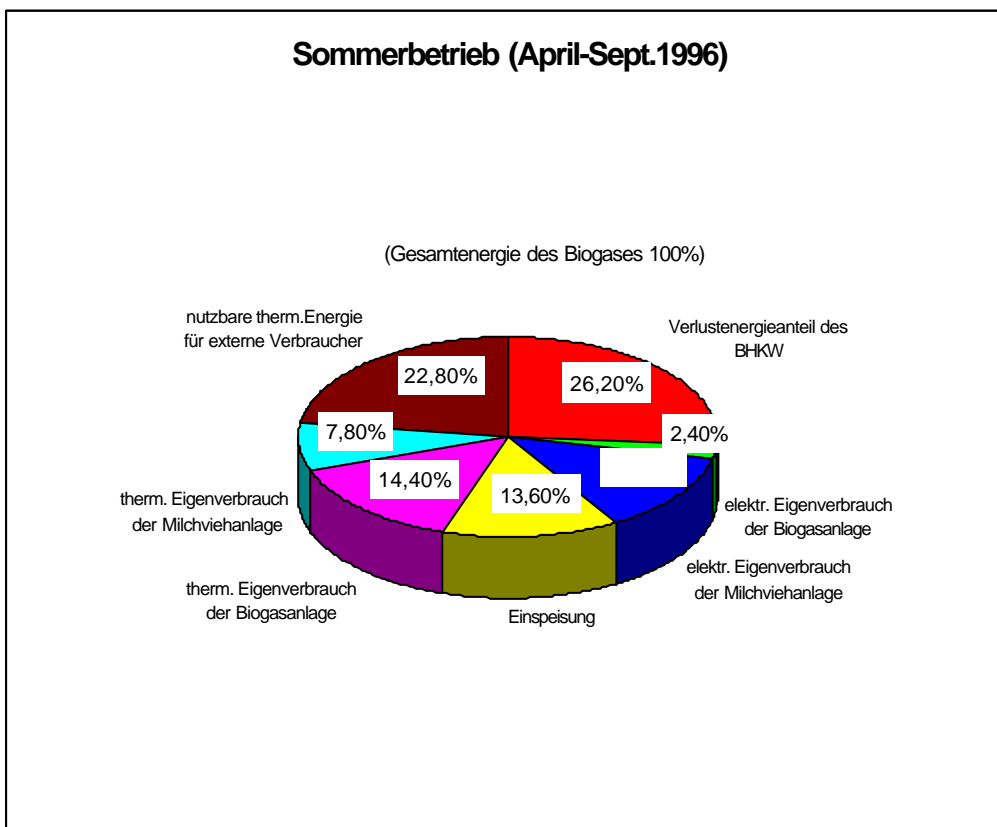
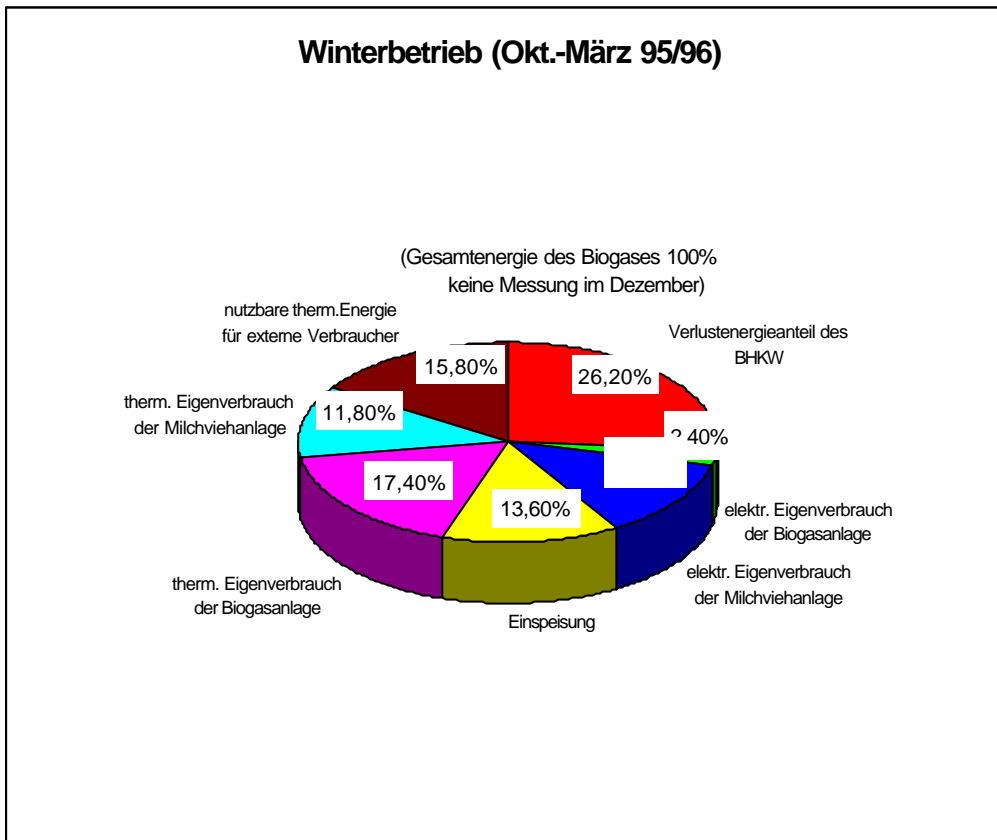
Die Gesamtenergiebilanz aller Biogasanlagen lässt sich mit folgender schematischer Darstellung (Abbildung 5.3) verdeutlichen.

Abbildung 5.3 Energieanfall und -aufteilung in Biogasanlagen



Einen Überblick über die Gesamtenergiebilanz der Biogasanlage Oberlungwitz vermittelt der in Abbildung 5.4 dargestellte Energiebedarf nach den jeweiligen Energieanteilen, getrennt nach Winter- und Sommerbetrieb.

Abbildung 5.4 Gesamtenergieverbrauch der Biogasanlage bei Winter- und Sommerbetrieb



Quelle: LfL, FB LB, Jäkel

Die Gesamtenergiebilanz in tabellarischer Form zeigt Tabelle 5.3. Durch die Netzeinspeisung treten bei der elektrischen Energie keine Nutzenergieverluste auf. Günstig wirkt sich auch der Verkauf an Dritte aus, wenn hierdurch ein höherer Preis erzielt werden kann.

Anders verhält es sich mit der thermischen Energie. Überschüssige Energie kann nicht genutzt werden, da keine Wärmeleitungsnetze vorhanden sind. Es ist deshalb beim Bau von Biogasanlagen unbedingt auf eine ausgewogene Wärmenutzung, besonders im Sommer, zu achten.

Tabelle 5.3 Gesamtenergiebilanz der thermischen und elektrischen Energie am Beispiel der Biogasanlage Oberlungwitz

Energiebilanz BHKW			thermische Energie	elektrische Energie
Motorleistung		kW	350	220
Motorwirkungsgrad		%	51	30
Energieanfall		kWh/d	6062	3883
Prozessenergie	Winter	kWh/d	2350 (39%)	322 (8,3%)
	Sommer	kWh/d	1942 (32%)	322 (8,3%)
Verbrauch	Winter	kWh/d	1586 (26%)	1709 (44%)
	Sommer	kWh/d	1052 (17%)	1709 (44%)
Verkauf an Werkstatt	Winter			21 (0,5%)
	Sommer			21 (0,5%)
Einspeisung *)		kWh/d		1831 (47,2%)
Ungenutzte Energie	Winter	kWh/d	2126 (35%)	
	Sommer	kWh/d	3068 (51%)	

*) Die Einspeisemenge wurde bereinigt mit der vom Netz bezogenen elektrischen Energie.

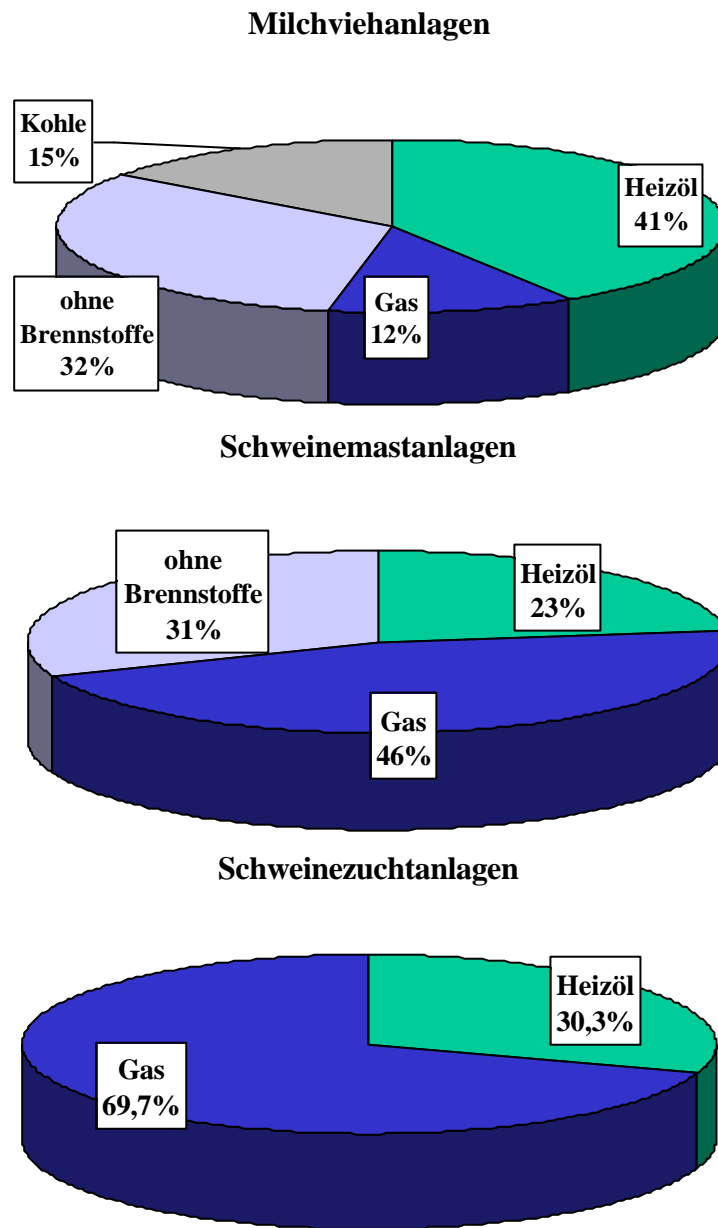
Quelle: LfL, FB LB, Jäkel

5.4 Möglichkeiten der Abwärmenutzung von Biogasanlagen

Die aus Klimaschutzgründen anzustrebende vollständige Nutzung der Abwärme des BHKW erfolgt bisher selten. Sie übersteigt vielerorts, vor allem in den Sommermonaten, den Bedarf des Betreibers (z. B. landwirtschaftlicher Betrieb) bei weitem. Doch gerade durch ein durchdachtes Wärmenutzungskonzept lässt sich die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage steigern. Die BHKW-Abwärme stellt ein Abfallprodukt dar und ist somit überaus kostengünstig verfügbar.

Einen Überblick über die Verwendung von Brennstoffen in Landwirtschaftsbetrieben gibt nachfolgende Abbildung. Es wird deutlich, dass 32 % der Milchviehanlagen und 31 % der Schweinemastanlagen keine Wärme durch Brennstoffe benötigen. In Milchviehanlagen wird mehr Heizöl und in schweinehaltenden Betrieben mehr Gas verbraucht.

Abbildung 5.5 Anteile verschiedener Brennstoffe an der Wärmezeugung in Sachsen (Erhebung 1999)



Eine relativ einfach umzusetzende Wärmenutzung ist nach wie vor die Beheizung von Büros, Sozial- und Wohnräumen sowie die (Vor-)Heizung von Stallungen. Kurze Entfernung zwischen Heizungsleitungen und BHKW-Standort und Nutzung bereits bestehender Heizkreise bewirken ein relativ geringes Investitionsvolumen.

Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über den Wärmebedarf und die Wärmekosten verschiedener Tierarten. Zu beachten ist allerdings bei diesen Zahlen, dass Werkstatt und Büro oftmals in den Zahlen enthalten sind und nicht getrennt erfasst werden können.

Tabelle 5.4 Wärmebedarf und Wärmekosten verschiedener Tierarten
Wärmekosten ca. 0,028 EUR/kWh

	Wärmebedarf in kWh/GV und Jahr	Wärmekosten*) in EUR/GV und Jahr
Milchkuh	286	8,00
Mastschwein (bei Läuferzukauf)	50	1,40
Mastschwein (bei eigener Läuferproduktion)	200	5,60
Sauenzuchtanlage	1100	30,80

Quelle: LfL, FB LB, Jäkel, Kühlewind

Im Folgenden werden die Möglichkeiten der **Wärmenutzung in Milchviehställen** zusammengefasst. Bei entsprechend großen Anlagen kann die Wärme auch wirtschaftlich in Kälte umgewandelt werden.

Tabelle 5.5 Wärmenutzung in Milchviehställen

Wärme	
Sanitäranlagen, Büro	ca. 100 W/m ²
Beheizung Melkstand/Milchkammer und zum Teil Werkstatt	ca. 80 W/m ² (abhängig vom Gebäude)
Reinigung der Melkanlage	erfolgt elektrisch (80 % der Leistung wird für die Wärmeerzeugung benötigt)
Direktvermarktung	Pasteurisierung der Milchprodukte, Schlachterein
Trocknungsanlage	Druschfrüchte/Grüngut
Kälte	
Direktvermarktung	Milchprodukte, Schlachterein
„Klimatisierung“ im Sommer	Ställe
Milchkühlung	besonders Eiswasserkühlung

In Milchviehanlagen ist lediglich die Beheizung von Melkständen und Milchkammern erforderlich. Trotz Einbindungen in bestehende Heizkreise, eventueller Abwärmenutzung zur Pasteurisierung von Milchprodukten oder der Reinigung der Melkanlage, beträgt die durchschnittliche Abwärmenutzung von BHKW's in Milchviehanlagen mit Biogasanlage lediglich durchschnittlich 20 %.

In Betrieben mit Milchviehhaltung kann die Nutzung der BHKW-Abwärme zur energieintensiven Reinigung und Desinfektion der Melkanlage (Zirkulationsanlage und Milchtanks) eine sinnvolle Alternative darstellen.

Aus der Abwärme vom BHKW steht Wasser mit einer Temperatur von 70 bis 80°C zur Verfügung. Basierend auf Hygienevorschriften wird Wasser mit Temperaturen von 55 (Zirkulationsreinigung) bis 77°C (sog. Kochendwasserreinigung) benötigt. Damit könnte folgender in Milchviehanlagen ermittelter Stromverbrauch (bzw. Leistung) für die **Reinigung und Desinfektion** der Melkanlagen zu 80 % ersetzt werden:

Leistung	7 kW/100 Kühe und Jahr
	4 kW/1000 kg Milch
elektrische Arbeit	40 kWh/ Kuh und Jahr
	7 kWh/1000 kg Milch

Bei einer wirtschaftlichen Umwandlung der Wärme in Kälte ließe sich auch bei der **Milchkühlung** einiges einsparen:

Leistung	4,4 kW/100 Kühe und Jahr
	2,3 kW/1000 kg Milch
elektrische Arbeit	121 kWh/ Kuh und Jahr
	17,8 kWh/1000 kg Milch

Für die **Wärmenutzung in Schweineställen** lassen sich folgende Nutzungsmöglichkeiten zusammenfassen:

Tabelle 5.6 **Wärmenutzung in Schweineställen**

Wärme													
Sanitäranlagen, Büro	ca. 100 W/m ²												
Beheizung Werkstatt	ca. 80 W/m ² (abhängig vom Gebäude)												
Vorheizen der Ställe auf 18-27°C	<table> <tr> <td>18°C</td> <td>Sauen</td> <td><u>260</u> kg</td> <td>95-100 W</td> </tr> <tr> <td>22°C</td> <td>Läufer</td> <td>8-<u>25</u> kg</td> <td>38 W</td> </tr> <tr> <td>27-30°C</td> <td>Ferkel</td> <td>5,5-<u>8</u> kg</td> <td>20 W</td> </tr> </table>	18°C	Sauen	<u>260</u> kg	95-100 W	22°C	Läufer	8- <u>25</u> kg	38 W	27-30°C	Ferkel	5,5- <u>8</u> kg	20 W
18°C	Sauen	<u>260</u> kg	95-100 W										
22°C	Läufer	8- <u>25</u> kg	38 W										
27-30°C	Ferkel	5,5- <u>8</u> kg	20 W										
Zusatzheizung für Ferkel, Läufer, Mastschweine bis 75 kg	<table> <tr> <td></td> <td>Sauen</td> <td><u>260</u> kg</td> <td>80 W</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Läufer</td> <td>8-<u>25</u> kg</td> <td>42 W</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Ferkel</td> <td>5,5-<u>8</u> kg</td> <td>35 W</td> </tr> </table>		Sauen	<u>260</u> kg	80 W		Läufer	8- <u>25</u> kg	42 W		Ferkel	5,5- <u>8</u> kg	35 W
	Sauen	<u>260</u> kg	80 W										
	Läufer	8- <u>25</u> kg	42 W										
	Ferkel	5,5- <u>8</u> kg	35 W										
direkt:	elektrisch (Heizstrahler, Ferkelnest) Flüssiggas (Gaskanone, Gasstrahler)												
indirekt:	Warmwasserheizung (Deltarohre, Fußbodenheizung)												
Kälte													
Stallklimatisierung im Sommer	Ställe												
Direktvermarktung	Schlachterein												

Bedingt durch den vermehrten Einsatz von Zusatzheizungen für Ferkel, Läufer und Mastschweine ist bei Biogasanlagen, die insbesondere an Sauenzuchtanlagen angegliedert sind, eine Wärmenutzung von bis zu 90 % gegeben.

Hinsichtlich der Nutzung von Abwärme spielt die **Trocknung von Druschfrüchten** eine zunehmende Rolle bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung für Biogasanlagen. Landwirtschaftliche Betriebe mit angegliederter Getreidetrocknung verbrauchen an thermischer Energie etwa 75 kWh/t Getreide. Körnermais hingegen benötigt dafür etwa 340 kWh/t an thermischer Energie.

Tabelle 5.7 **Wärmeverbrauch und -kosten für die Trocknung von Druschfrüchten**

	ME	Raps	Getreide	Körnermais
Heizölverbrauch indirekte Beheizung	l/t	10	7	32
benötigte thermische Energie 10,6 kWh/l Heizöl	kWh/t	106	74	340
Kosten des Energieverbrauchs bei 0,031 EUR/kWh	EUR/t	3,32	2,30	10,26
Trocknungshäufigkeit im Durchschnitt der Jahre	%	50	20	100

Trocknung von: **Raps** - 13 auf 9 % Feuchte; **Getreide** - 18 auf 14 % Feuchte; Körnermais - 30 auf 14 % Feuchte
Quelle: KTBL, LfL, FB LB

Neben der direkten Abwärmenutzung des Biogas-BHKW, z. B. zur Trink- und Heizwassererwärmung sowie der Trocknung von Getreide, besteht die Möglichkeit der indirekten Nutzung. So ist z. B. die **Kälteerzeugung** (vgl. Kapitel 4) durch eine abwärmegetriebene Absorptionskältemaschine (AKM) möglich. Eine solche Verbindung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Absorptionskältemaschinen kann deshalb aus technischer, wirtschaftlicher und energetischer Sicht äußerst sinnvoll sein und erlaubt eine flexible und somit bedarfsangepasste Auslastung der Anlage durch die Bereitstellung von Wärme und/oder Kälte. Genutzt werden kann die Kälte in der Landwirtschaft z. B. zur Klimatisierung von Büros und Wohnräumen, Viehställen, zur Getreidekühlung, zur Tiefkühlung (Lagerräume), zum Kühlen von Milch und Fleischprodukten (angegliederte Schlachtereien).

Die Klimatisierung der Ställe ist in der Milchvieh-, Schweine- und Geflügelhaltung in Betracht zu ziehen. Dadurch kann die Leistung der Ventilatoren, mit denen man im Sommer die Ställe belüftet, reduziert bzw. ersetzt werden. Diesbezüglich und hinsichtlich der Kühlung eines angegliederten Produktionsbetriebes laufen derzeit Modellversuche.

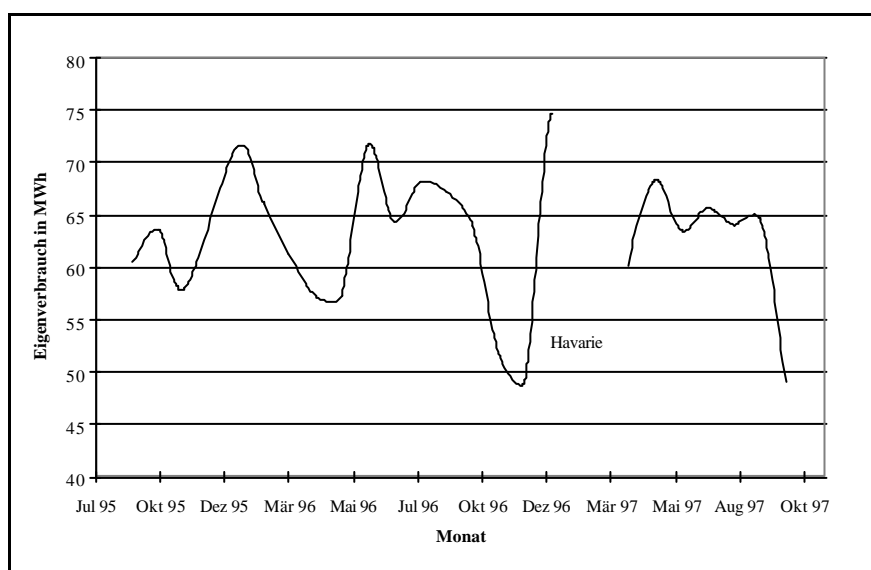
5.5 Optimales Stromeinspeise- und Abnahmeverhalten

Die nachfolgenden Ausführungen dieses Kapitels betreffen vor allem Biogasanlagen mit Eigennutzung des Stromes. Eigennutzung von Strom ist sinnvoll für Betriebe, die einen höheren Strompreis als die Einspeisevergütung (ca. 10 Cent/kWh) haben. Aber auch für Betriebe, die ihren Strompreis weiter drücken wollen, ist dieses Kapitel von Bedeutung.

Die Ausführungen beziehen sich auf ein Betriebsbeispiel und geben Auskunft über die Durchführung eines Teils des betrieblichen Energiemanagements.

Der in Abbildung 5.6 dargestellte Verlauf des Eigenverbrauchs an elektrischem Strom einer Milchviehanlage zeigt speziell in den Jahren 1995 und 1996 extreme Schwankungen. Die Dämpfung der Schwankungsamplituden im Jahr 1997 beruht auf der Optimierung des Eigenverbrauches, d. h. die beginnende Entkopplung der Hauptverbraucher bewirkt eine gleichmäßigere Lastverteilung. Betrachtet man die Periode mit der günstigeren Energieverwertung (ab Mai 1997), so lässt sich ein durchschnittlicher elektrischer Eigenverbrauch von 65 MWh im Monat ableiten.

Abbildung 5.6 Elektrischer Eigenverbrauch (Biogas- und Milchviehanlage)

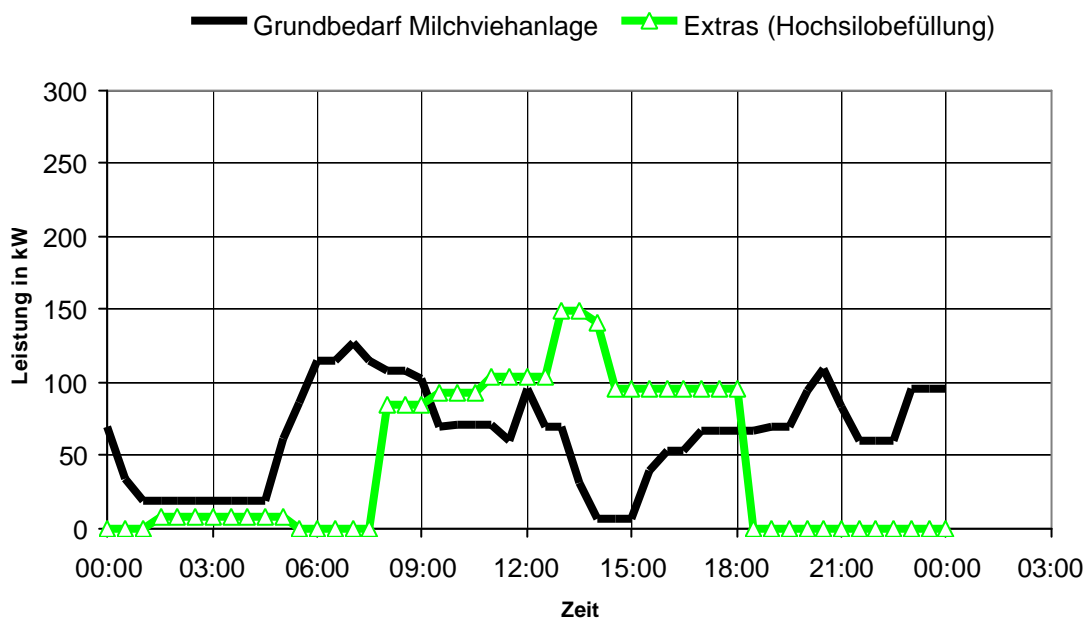


Quelle: Westsächsische Hochschule Zwickau, Eichert, Ackermann, Schmidt; LfL, FB LB, Jäkel

Lastschwankungen liegen in einem saisonalen Leistungsbedarf (z. B. Hochsilobeschickung), in Bau- bzw. Instandsetzungsmaßnahmen, aber auch in einer teilweise uneffizienten Energieverwertung begründet. Aus diesem Grund kann es passieren, dass selbst bei Volllastbetrieb des BHKW's kurzzeitig Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss (Abbildung 5.9). Entsprechend der für den Bezug von Energie aus dem Netz zu entrichtenden Gebühren, die für die in Anspruch genommenen kW zu entrichten sind, kann dies die finanzielle Rentabilität der Anlage drastisch beeinträchtigen.

Aus diesem Grund wurden Messungen und Analysen durchgeführt, die Aufschluss über den zeitlichen Verlauf des Leistungsbedarfes geben sollten. Zunächst wurden anhand einer Datenerhebung die theoretischen Verläufe der Leistungsaufnahme bei verschiedenen Betriebsbedingungen erfasst. In der Abbildung 5.7 wurde der Grundbedarf der Milchviehanlage dargestellt. Zusätzlich wurde die Leistungsanspruchnahme bei der Hochsilobefüllung (Abb. 5.8) eingezeichnet.

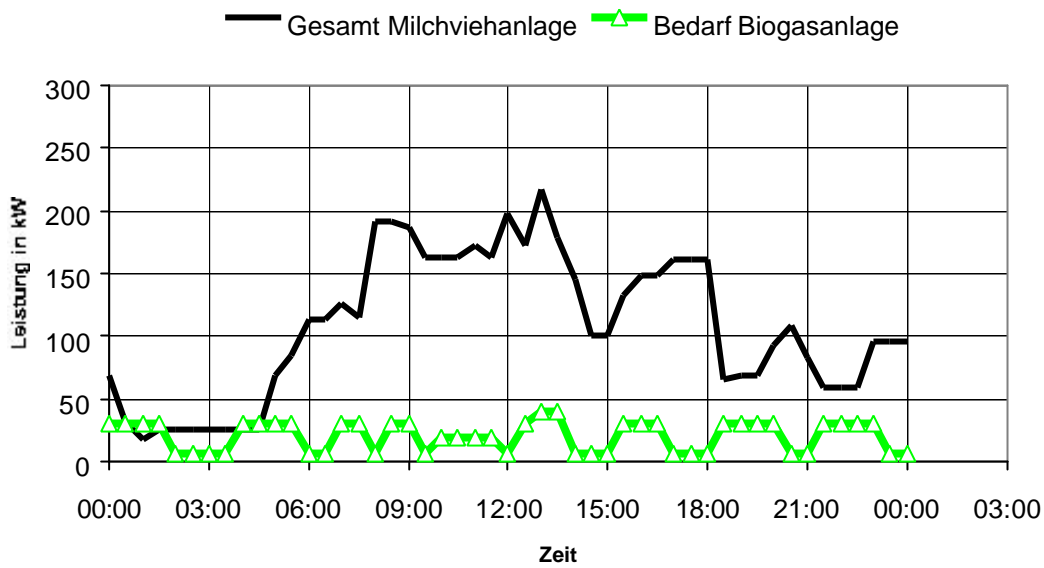
Abbildung 5.7 Leistungsgrundbedarf der Milchviehanlage und Zusatzbedarf durch die Hochsilobefüllung



Quelle: Westsächsische Hochschule Zwickau, Eichert, Ackermann, Schmidt; LfL, FB LB, Jäkel

Addiert man beide Kurven, so erhält man die Kurve in Abbildung 5.8. In diesem Diagramm ist zusätzlich der Bedarf der Biogasanlage eingezeichnet.

Abbildung 5.8 Leistungsbedarf der Milchviehanlage mit Hochsilobeschickung und Bedarf der Biogasanlage

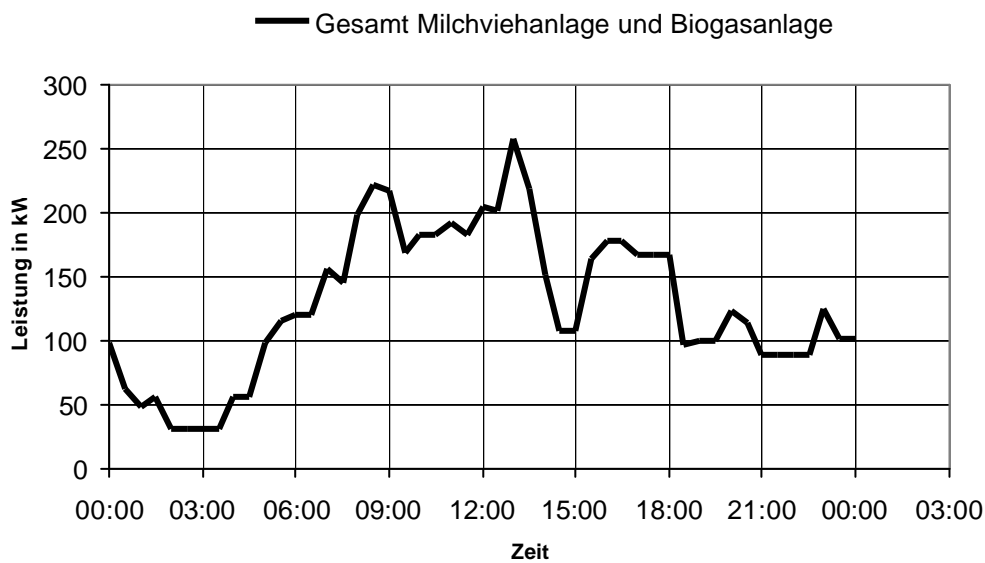


Quelle: Westsächsische Hochschule Zwickau, Eichert, Ackermann, Schmidt; LfL, FB LB, Jäkel

Aus beiden Kurven ergibt sich wiederum der Gesamtbedarf des Standorts, der in Abbildung 5.9 dargestellt ist. Aus dem Spitzenwert ist erkennbar, dass eine Leistung von 260 kW notwendig werden kann. Das BHKW in unserem Beispiel kann aber maximal eine Leistung von 216 kW bereitstellen.

Die Folge wäre ein Bezug aus dem Netz, was mit sehr hohen Kosten verbunden ist. Auf Grundlage dieser Verläufe konnten dann bestimmte Hauptverbraucher gegeneinander verriegelt bzw. ihr Betrieb in andere Zeiträume verschoben werden.

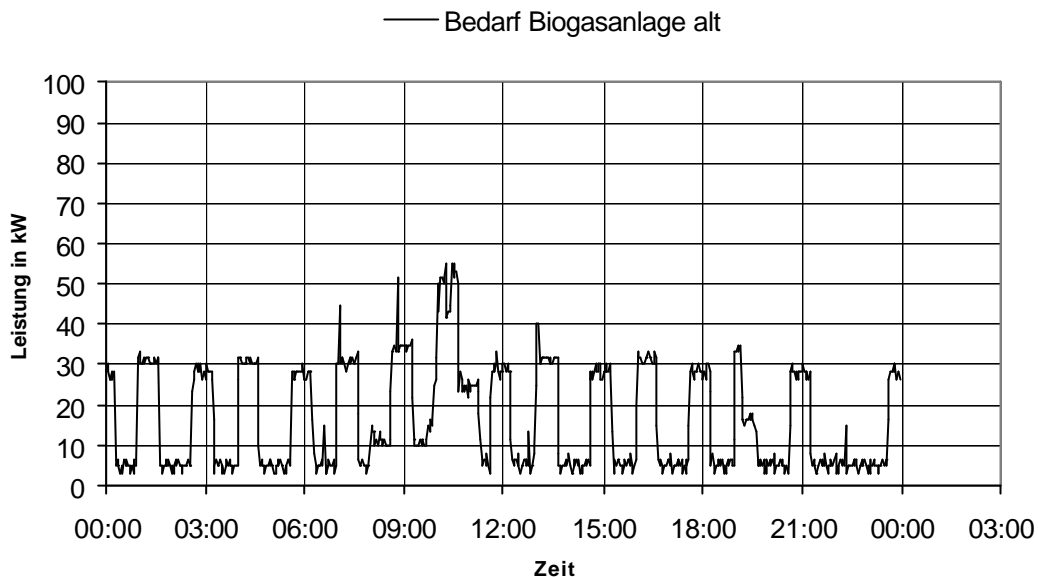
Abbildung 5.9 Gesamter theoretischer Leistungsbedarf des Standorts



Quelle: Westsächsische Hochschule Zwickau, Eichert, Ackermann, Schmidt; LfL, FB LB, Jäkel

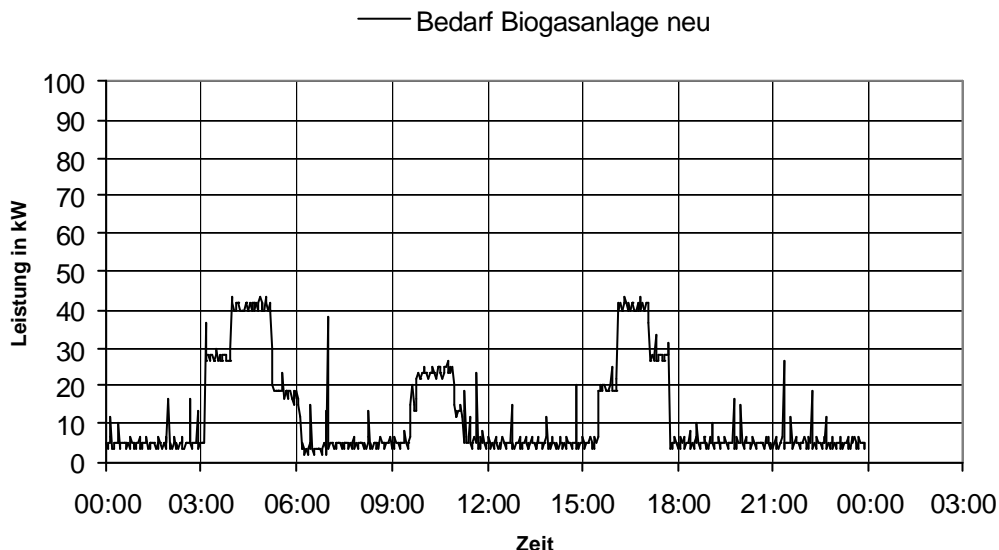
Ein Beispiel dafür ist der Eigenverbrauch der Biogasanlage. Abbildung 5.10 zeigt den bisherigen Verlauf mit dem Durchrühren der Reaktoren von etwa einer Stunde mit jeweils einstündiger Pause. In Abbildung 5.11 wurde der Betrieb der Rührwerke bzw. der Güllepumpen so organisiert, dass er nicht mehr mit Leistungsspitzen der Milchviehanlage zusammenfällt. Gerührt wird jetzt weniger häufig, dafür aber länger.

Abbildung 5.10 Leistungsbedarf der Biogasanlage vor dem Energiemanagement



Quelle: Westsächsische Hochschule Zwickau, Eichert, Ackermann, Schmidt; LfL, FB LB, Jäkel

Abbildung 5.11 Leistungsbedarf der Biogasanlage nach dem Energiemanagement



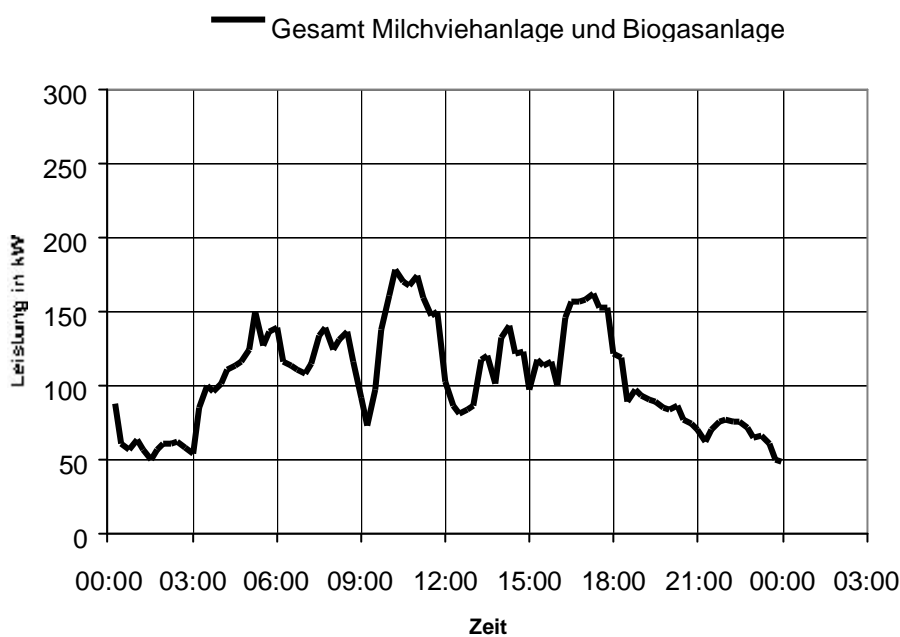
Quelle: Westsächsische Hochschule Zwickau, Eichert, Ackermann, Schmidt; LfL, FB LB, Jäkel

Eine Verringerung der Leistungsspitzen konnte durch weiteres Energiemanagement verzeichnet werden. Abbildung 5.12 zeigt den Verlauf nach dem Ergreifen einiger technologischer Veränderungen. Es wird deutlich, dass die Leistung des BHKW's diese Spitzenlast bewältigen kann.

Es sollten selbstverständlich noch weitere Optimierungen erfolgen, um Leistungsspitzen im Tagesverlauf zu vermeiden und somit eine kontinuierliche Leistungsaufnahme zu realisieren. Durch das zunehmend beherrschte Energiemanagement und nicht zuletzt durch ein zweites BHKW lassen sich die Energieverbräuche und damit auch die Kosten deutlich reduzieren.

Nicht selten fürchten die Betreiber von Biogas- und Tierproduktionsanlagen Beeinträchtigungen im technologischen Ablauf durch die Verriegelung bestimmter elektrischer Verbraucher. Der Optimierung der elektrischen Verbraucher im Landwirtschaftsbetrieb wird oftmals eine zu geringe Bedeutung zugemessen, obwohl dadurch echte Kosteneinsparungen im Energiebereich erreicht werden können.

Abbildung 5.12 Leistungsbedarf des Standorts nach der Durchführung technologischer Veränderungen



Quelle: Westsächsische Hochschule Zwickau, Eichert, Ackermann, Schmidt; LfL, FB LB, Jäkel

Abgesehen vom Energiemanagement, welches vom Anlagenleiter festgelegt und vom Elektriker durchgeführt werden kann, ist der Landwirt grundsätzlich für die Betriebssicherheit seiner elektrischen Anlagen verantwortlich, er muss Kenntnisse über die elektrische Sicherheit und deren Aufrechterhaltung haben.

Nur ein beim EVU eingetragener Elektroinstallateur darf Elektroinstallationsanlagen errichten, erweitern und ändern.

Weiterhin müssen / sollten die Landwirtschaftsbetriebe auf folgendes achten:

- Fehlerstromschutzeinrichtung
- Fundamenterder, Potentialausgleich
- Schutz vor Überspannung bei elektronischen oder rechnergestützten Anlagen
- Gefahrenmeldeanlagen bei großen Tieranlagen
- evt. Notstromversorgung
- Zählerplatz muss Anforderungen erfüllen

5.6 Übersicht über die Möglichkeiten der Energieeinsparung in der Landwirtschaft

- **Ausschöpfung aller tariflichen und vertraglichen Varianten, optimalen Tarif auswählen.**
- **Bei allen Sondertarifkunden ist eine möglichst gleichmäßige Stromabnahme Grundvoraussetzung für einen niedrigen Strompreis.**
- **Möglichkeiten der Schwachlastregelung (Niedrigtarifzeiten) prüfen.**
- **Arbeitsorganisation auf Tarifsystem abstimmen (keine Mehrfachanschaltung von Geräten).**
- **Beachtung der bereitgestellten Leistung**
Die bereitgestellte Leistung ist vertraglich festgelegt. Als Jahreshöchstleistung müssen bei der ESB AG mindestens 70 % (L 210, L 125, Z) bzw. 60 % (bei den restlichen Tarifen) der vertraglich vereinbarten Leistung bezahlt werden, auch wenn weniger Leistung in Anspruch genommen wird. Wenn dies der Fall ist, muss der Vertrag geändert werden.
- **Unterzähler für Fremdbetriebe beachten**
Viele landwirtschaftliche Betriebe haben in Folge der Umstrukturierung Unterzähler für ausgegliederte Betriebsteile, die nicht zum landwirtschaftlichen Unternehmen gehören. Diese Strukturierung hat Bestandsschutz bis eine Veränderung eintritt, z. B. Neugestaltung der Zählerplätze. Hier sollte jeder Betrieb prüfen, ob eine Ausgliederung dieser Unternehmen (oft mit hohen Kosten für das neu anzuschließende Unternehmen verbunden) oder die weitere Fortsetzung des Betriebens von Unterzählern erfolgen soll. Je nach Abnahmeverhalten und Höhe des Stromkaufs kann eine Ausgliederung günstiger oder ungünstiger für den Landwirtschaftsbetrieb sein. Unter Umständen könnten Rabatte verloren gehen. Ab 500.000 kWh Stromabnahme geben die meisten EVU Rabatte. Dabei erlauben manche EVU einen Zusammenschluss aller Zähler eines Betriebes (Abnahmestellen eines Kunden werden zusammengefasst).
- **Neuanschaffungen auf Energie- und Leistungsbedarf prüfen**
- **Beeinflussung der Benutzungsdauer durch Geräte mit geringer Leistungsabnahme und langer Einsatzdauer**
- **Durchführung eines Lastmanagements**
- **Prüfung der Regel für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen**
- **Beachtung der möglichen Einordnung des Haushalts zur Energieabrechnung nach den Bestimmungen der EVU**
- **Wahl elektrotechnisch günstiger Verfahren (mechanische benötigen weniger Energie als pneumatische Verfahren)**
- **Maximalüberwachungsanlage mit elektronischem Maximummeßwerk kann vorher festgelegte Geräte abschalten**
- **Nutzung von: Abwärme, Speicherheizung, Wärmepumpen, Wärmetauscher**
- **Blindstromkompensation**
- **Alternative Energienutzung: Sonne, Wind, Biogas, Wasser**
- **intensive Beratung durch Energieversorgungsunternehmen und Landwirtschaftsämter nutzen**

Viele Institutionen und Einrichtungen (z. B. Bauernverbände, Maschinenringe, Genossenschaftsverbände) handeln Rahmenverträge für ihre Mitglieder aus.

Der **Sächsische Landesbauernverband (SLB)** hat beispielsweise mit envia Mitteldeutsche Energie AG einen solchen Vertrag unterzeichnet. Mitglieder können diesem Rahmenvertrag beitreten. Abgerechnet wird weiterhin jeder einzelne Betrieb über seinen speziellen Vertrag.

Folgende Vereinbarungen wurden getroffen:

- Kunden, die im allgemeinen Tarif nach der Tarifart landwirtschaftlicher oder sonstiger Bedarf abgerechnet werden, erhalten einen gesonderten Tarif.
 - Kunden mit Sonderpreisregelungen erhalten einen Rabatt von 0,92 Cent/kWh.
 - Auch Haushaltskunden können einen Rabatt von 1,02 Cent/kWh in Anspruch nehmen.
- Der ständige Vergleich unterschiedlicher Rahmenverträge ist auch hierbei angebracht.

5.7 Energieeinheiten, Umrechnungsfaktoren und Heizwerte

Am 2. Juli 1969 wurde das Gesetz über die Einheiten im Messwesen (BGB I, S. 981) erlassen. Hierin und in den nachfolgenden Verordnungen wird für den geschäftlichen und amtlichen Verkehr in der Bundesrepublik Deutschland die Umstellung von Einheiten des technischen Meßsystems auf das internationale System von Einheiten „Systeme international d'Unites“ (Abkürzung SI) geregelt.

Die **Einheiten** für Energie sind:

Joule (J)	für Energie, Arbeit, Wärmemengen
Watt (W)	für Leistung, Energiestrom, Wärmestrom
1 Joule (J)	= 1 Newtonmeter (Nm) = 1 Wattsekunde (Ws)
1 Watt (W)	= 1 Joule je Sekunde (J/s) = 1 Newtonmeter je Sekunde (Nm/s)

Tabelle 5.8 Vergleich alter und neuer Maßeinheiten

	Arbeit, Energie, Wärme		
Einheit	kJ	kWh	kcal
1 kJ	-	0,000278	0,2388
1 kWh	3600	-	860
1 kcal	4,1838	0,001163	-

	Leistung			
Einheit	kW	kcal/h	kpm/s	PS
1 kW	-	860	102	1,36
1 kcal/h	0,00116	-	0,119	0,00158
1 kpm/s	0,00981	8,43	-	0,0133
1 PS	0,736	632	75	-

Quelle: Verschiedene Tafelwerke

Tabelle 5.9 Vorsätze und Vorsatzzeichen

Vorsatz	Vorsatzzeichen	Zehnerpotenz
Kilo	k	10 ³
Mega	M	10 ⁶
Giga	G	10 ⁹
Tera	T	10 ¹²
Peta	P	10 ¹⁵

Quelle: Verschiedene Tafelwerke

Tabelle 5.10 Heizwerte verschiedener Energieträger

Brennstoff	Brenn- bzw. Heizwert		je ME	Dichte
	MJ	kWh		
Pflanzen	16-19	4,4-5,3	kg TS	
Dieselmkraftstoff	42,96	11,4-12,5	kg	0,88 kg/l
Heizöl	40-43	11,1-12,0	kg	0,92 kg/l
Rohbenzin	44,00	12,2	kg	0,70 kg/l
Petroleum	43,00	12,0	kg	0,80 kg/l
Braunkohle	8,92	2,5	kg	
Braunkohlenbriketts	19,39	5,4	kg	
Hartbraunkohle	13,00	3,6	kg	
Steinkohle	30 - 33	8,3 - 9,2	kg	1,2-1,5 kg/dm ³
Brennholz (1m ³ =0,7t)	14,65	3,9 - 5,3	kg	0,5-1,0 kg/dm ³
Biogas	21,6	6	Nm ³	1,2 kg/m ³
Generatorgas	5-7	1,4-1,9	Nm ³	1,22 kg/m ³
Pyrolysegas	18-20	5,0-5,6	Nm ³	
Flüssiggas	46,03	12,8	kg	
Kokerei- u. Stadtgas	15,99	4,4	Nm ³	
Erdgas	31,74	8,8	Nm ³	0,7 kg/m ³
Klär gas	15,99	4,4	Nm ³	
Leuchtgas	18-20	5,0-5,6	Nm ³	0,55 kg/m ³

Quelle: Verschiedene Tafelwerke

6 Wirtschaftlichkeit und Kosten von Biogasanlagen

*Bearbeiter: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft
 Dipl.-Ing. agr. Kerstin Jäkel*

6.1	Kosten der Biogaserzeugung	3
6.2	Finanzieller Nutzen und positive Beeinflussung des monetären Ertrages	9
6.3	Gesamtwirtschaftlichkeit	10
6.4	Fördermöglichkeiten für Biogasanlagen	13
6.5	Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit verschiedener Beispielsanlagen	19
6.5.1	Vergleich von Verfahrenskennzahlen an Beispielsanlagen	19
6.5.2	Wirtschaftlichkeitsberechnung am Beispiel der Biogasanlage Oberlungwitz	21
6.5.3	Wirtschaftlichkeitsberechnung neuerer Biogasanlagen	25
6.5.4	Energieerzeugungskosten sächsischer Biogasanlagen	26
6.5.5	Beispielsberechnung für den Einsatz von Maissilage in Biogasanlagen	27

6 Wirtschaftlichkeit und Kosten von Biogasanlagen

Um die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen zu berechnen, stellt man den Kosten der Biogaserzeugung den Nutzen gegenüber. Um einen Richtwert zu erhalten, wie teuer eine Investition maximal werden darf, kann man auch die maximalen Kosten aus dem geplanten Nutzen ableiten. Ob sich ein neues Verfahren in der Wirtschaft durchsetzen kann, entscheidet die Wirtschaftlichkeit der Investition. Bei Vorhaben, die die Wirtschaftlichkeit noch nicht erreichen, aber staatliche und politische Ziele zu verwirklichen helfen, z. B. im Umweltschutz, sind staatliche Förderungen zur weiteren Entwicklung dieser Technologie unerlässlich.

Es muss beachtet werden, dass in diesem Kapitel ausschließlich Erfahrungen von landwirtschaftlichen Großanlagen (über 500 GV) verwertet wurden, da in den neuen Bundesländern wesentlich größere Struktureinheiten vorhanden sind. Die Betriebswirtschaft zu kleinen Anlagen (z. B. in Bayern) kann sich in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit völlig anders darstellen.

6.1 Kosten der Biogaserzeugung

Die Betriebskosten für eine Biogasanlage liegen meist im Bereich zwischen 10–15 % der Investitionskosten und setzen sich wie folgt zusammen:

- Abschreibungen
- Zinsen
- Reparaturen, Wartung, Instandhaltung, Betriebsmittel
- Versicherung
- Energiekosten
- Arbeitskraft

Die **Abschreibungen** und z. T. auch die Zinsen leiten sich aus den **Investitionen** ab. Die Investitionen für eine Biogasanlage lassen sich wie folgt aufschlüsseln:

- | | |
|---|------|
| • Fermenter | 49 % |
| • Gastechnik | 30 % |
| • Planung und Ingenieurleistungen | 10 % |
| • Infrastruktur (Gülle- und Stromleitungen) | 6 % |
| • Gebäude | 5 % |

Von der gesamten Investitionshöhe sind die Kosten abzuziehen, die ohnehin anfallen, wenn Anlagenteile einer Betriebsanierung bedürfen. Dazu gehört z. B. auch zusätzlicher Lagerraum für die Gülle, der auch ohne die Errichtung einer Biogasanlage gebaut werden müsste.

Nicht alle Teile einer Biogasanlage haben die gleiche Lebenserwartung. Für die Planung und für Betonbauten können 20 bis 30 Jahre Lebensdauer angesetzt werden. Kunststoffelemente und Gasleitungen halten im Durchschnitt 15 bis 20 Jahre, Heizer, Rührer und Pumpen 8 bis 10 Jahre und für BHKW können je nach Laufzeit 5 Jahre angesetzt werden.

Für eine detaillierte Kosten-Nutzen-Analyse können die einzelnen Teile einer Biogasanlage nach der Bewertung in der AfA-Tabelle (Tab. 6.1) aufgeschlüsselt werden. Bei einer normalen Betriebsabrechnung wird jedoch aus Vereinfachungsgründen meist die gesamte Anlage abgeschrieben. Für Biogasanlagen sind 16 Jahre Nutzungsdauer angesetzt worden, das entspricht einem Abschreibungssatz von 6,25 %. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht besteht jedoch die Möglichkeit, mit einem Abschreibungssatz von 7 oder 8 % zu rechnen. Für eine schnellere AfA kann es verschiedene betriebswirtschaftliche Gründe geben. Weitere Ausführungen zur Abschreibung können dem Kapitel 2.3 (steuerlicher Teil) entnommen werden.

Tabelle 6.1 Auszug aus der amtlichen AfA-Tabelle

Anlagegut	Nutzungsdauer in Jahren	AfA-Satz in %
Gasleitungen, einschließlich Messuhren	15	6,66
Strom- und Kabelleitungen im Freien	25	4
Strom- und Kabelleitungen im Inneren	20	5
Stromzähleinrichtungen	15	6,66
Stromerzeuger/Generatoren	19	5,26
Notstromaggregate	19	5,26
Kompakte Biogasanlage	16	6,25
Güllebehälter aus Stahl oder Beton	20	5
Gülmixer	10	10
Rührmixpumpen	8	12,5

Für **Investitionskosten** können bei Eigenbau von kleinen Anlagen 350 bis 600 EUR/GV angesetzt werden. Bei schlüsselfertigen Anlagen liegen die Kosten bei 550 bis 1.500 EUR/GV für Größen von 50 GV und bei 500 bis 900 EUR/GV bei Größen von 250 GV. Die Investitionskosten können aber auch angegeben werden in EUR/m³ Faulraum oder EUR/kW. Diese schwanken zwischen 250 und 500 EUR/m³ bzw. 2.000 und 5.000 EUR/kW. Welche Vergleichseinheit man wählt, hängt von der Art der Anlage ab. Bei Anlagen mit ausschließlicher Vergärung von tierischen Exkrementen sollte man die EUR/GV wählen, bei Anlagen mit vielen unterschiedlichen Zuschlagstoffen ist eine Beurteilung über die Kosten pro m³ Faulraum realistischer. Am günstigsten für eine Beurteilung sind jedoch die spezifischen Investitionskosten pro erzeugter und genutzter kWh. Die Kosten liegen hier bei schlüsselfertigen Anlagen unter 0,10 EUR/kWh. Die tatsächlichen Kosten lassen sich allerdings erst bei vollem Betrieb der Anlage errechnen, vor dem Bau handelt es sich lediglich um Planzahlen, die unter Umständen in der Praxis erheblich abweichen.

Die Investitionskosten spielen eine nicht unerhebliche Rolle bei der Wirtschaftlichkeit, sie sind jedoch nicht ausschlaggebend für den Erfolg der Biogasproduktion. Keine unnötige Anlagentechnik, sehr hohe Eigenleistungen beim Bau und die Verwendung billiger, aber geeigneter Werkstoffe tragen dazu bei, die Investitionskosten gering zu halten.

Nachfolgend sind einige Investitionskosten der Länder Brandenburg, Sachsen und Thüringen dargestellt.

Abbildung 6.1 Spezifische Investitionskosten in EUR pro GV

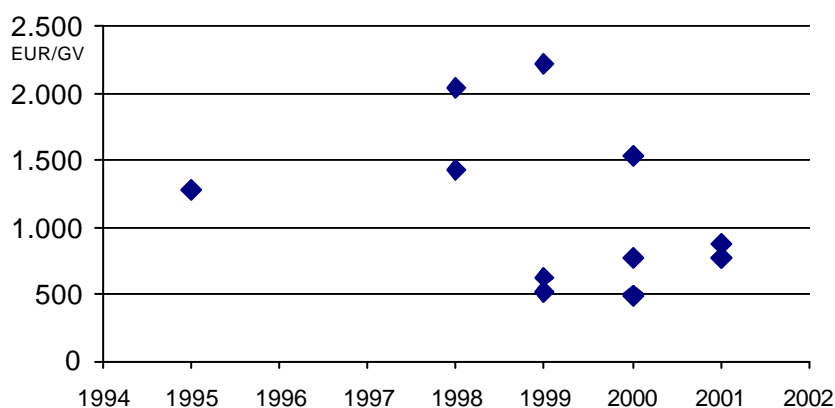


Abbildung 6.2 Spezifische Investitionskosten in EUR pro m³ Reaktorvolumen

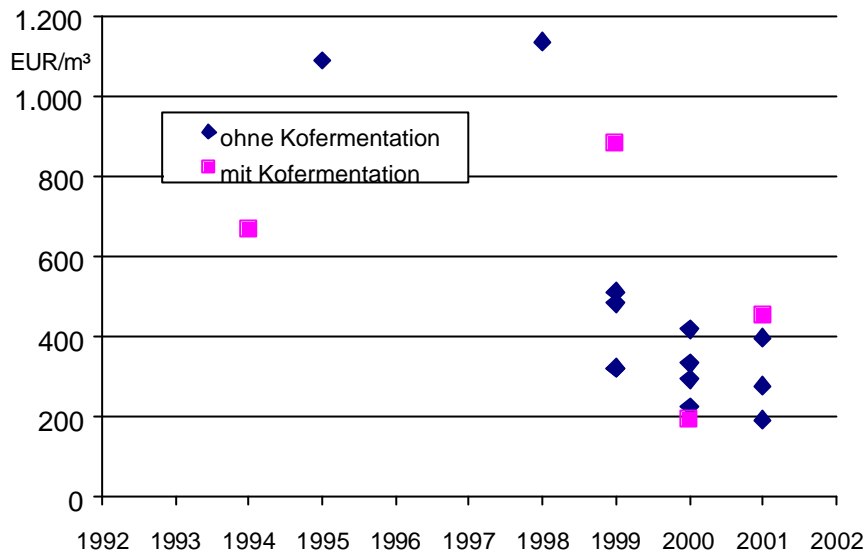
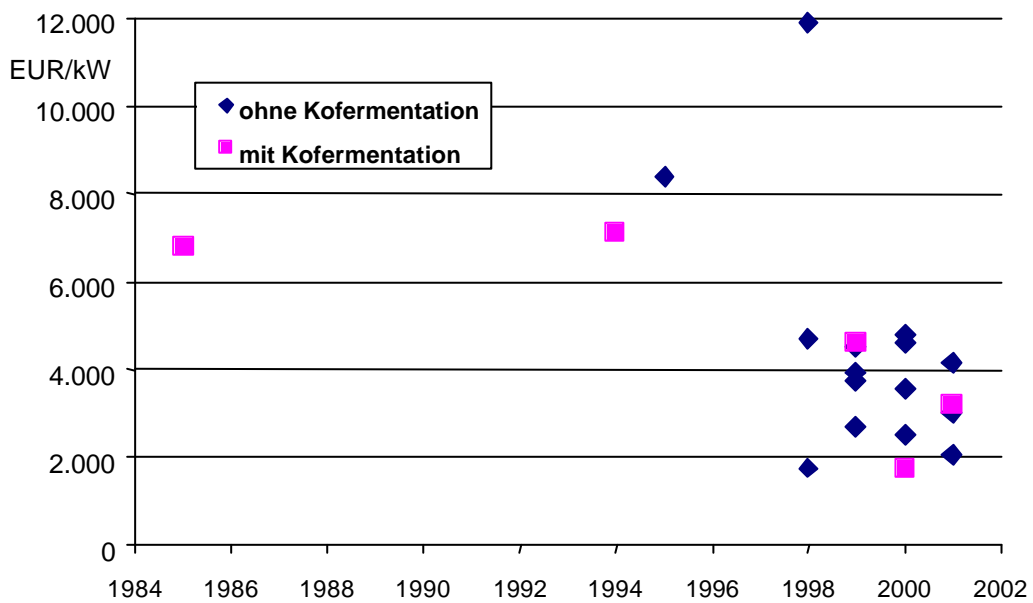


Abbildung 6.3 Spezifische Investitionskosten in EUR / kW elektrische Leistung



Quellen: Agrartechnik Bornim; TLL; LfL

Diesen Investitionskosten liegen folgende technische Ausstattungen der Biogasanlagen zugrunde:

Tabelle 6.2 Reaktorvolumen und elektrische Leistung in Biogasanlagen der nBL

	Reaktorvolumen m ³ /GV		elektrische Leistung kW _{el} /GV	
	Kofermentation		Kofermentation	
	ohne	mit	ohne	mit
Bundesländer Brandenburg, Sachsen, Thüringen				
Durchschnitt	1,85	3,21	0,18	0,50
Min	1,00	1,00	0,11	0,15
Max	3,67	6,96	0,33	1,50
Bundesland Sachsen				
Durchschnitt	1,81	2,76	0,17	0,28
Min	1,00	2,35	0,11	0,16
Max	2,79	3,83	0,26	0,42

Aus den Zahlen wird ersichtlich, dass die Investitionskosten sehr stark schwanken können. Preise für Kompletanlagen sind untereinander auch nicht vergleichbar, da sich oft sehr unterschiedliche Techniken oder Verfahrensschritte dahinter verbergen, die differenziert zu bewerten sind. Bis zum Jahr 2000 sind die Investitionskosten gegenüber den Vorjahren deutlich gesunken. Ab dem veränderten Stromeinspeisegesetz (EEG) ist jedoch eine Preiserhöhung zu verzeichnen. Diese Tendenz kann nur die Landwirtschaft selbst aufhalten.

Die Kostenstruktur von Klein- und Großanlagen kann auch in Abhängigkeit vom Eigenleistungsanteil unterschiedlich sein. Meist sind größere Anlagen etwas kostengünstiger pro Bezugseinheit als Kleinanlagen. Generelle Aussagen diesbezüglich können aber nicht getroffen werden, da die Verfahrenstechnik, der Aufbereitungsgrad der Inputmaterialien, der Automatisierungsgrad, die Baumaterialien, die Qualitäten und Sicherheitsmaßnahmen sowie die Eigenleistungen sehr unterschiedlich sind.

Viele einzelbetriebliche Lösungen verteuern die Errichtung von Biogasanlagen. Das größte **Kostensenkungspotential** liegt in der Möglichkeit der **Serienproduktion**. Oftmals verhindert die optimale Anpassung der Anlagen an betriebliche Verhältnisse den Bau von kompletten Anlagen in Serie, insbesondere bei Großanlagen. In speziellen Bereichen und bei Einzelteilen, wie Mess-, Regel- und Pumpentechnik, ist eine Serienproduktion jedoch möglich.

Sehr bedeutend für die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage ist die **Finanzierung**. Sie kann durch die Höhe der Zinsen entscheidend sein für den Betriebserfolg. Die **Zinsen** errechnen sich aus dem entgangenen Nutzen für das Eigenkapital und aus den zu zahlenden Zinsen für das Fremdkapital. Die Zinsen für den entgangenen Nutzen, z. B. für eine Festgeldanlage, müssen entsprechend der Bedingungen des Finanzmarktes ständig neu überdacht werden. Derzeit kann mit einem entgangenen Zins von 3 % gerechnet werden. Um die Zinszahlungen für Fremdkapital so gering wie möglich zu halten, sind Vergleiche bezogen auf den effektiven Jahreszins zwischen möglichst vielen Kreditinstituten vorzunehmen. Die Zinsen errechnen sich aus der Hälfte des eingesetzten Eigen- oder Fremdkapitals, multipliziert mit dem jeweiligen Prozentsatz.

Nachfolgend werden die Kosten von Biogasanlagen und deren Beeinflussung zusammengefasst:

Tabelle 6.3 Kosten von Biogasanlagen und deren Beeinflussung

Kosten	Planungswert	Beeinflussung
Investitionen	< 600 EUR/GV	Verfahren, Automatisierungsgrad, Hersteller, Baumaterial, Sicherheitsstandard, Vertragsgestaltung, Serienproduktion, Planung, Fördermittel
Abschreibung o. Förderung	6,25 %	Investitionshöhe, Förderhöhe
Zinsen o. Förderung	3 bzw. 6 %	Investitionshöhe, Finanzierung, Förderhöhe
Reparatur, Wartung, Instandhaltung, Betriebsmittel	3 %	Eingesetzte Technik, Wartungsverträge, eingesetztes Personal
Versicherungen	0,5 %	Angebotsvergleiche, Vertragsgestaltung
Energiekosten		gleichmäßige Stromabnahme
Arbeitskraft	1-2 h/d	Automatisierungsgrad, Anzahl Inputmaterialien, Stundenlohn
Anbau- / Silierkosten	1.250 EUR/ha	Kosten lw. Maschinen und Silos
Transportkosten		Standort, Kosten lw. Maschinen

Reparaturen, Wartung, Instandhaltung und Betriebsmittel spielen eine sehr große Rolle für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage. Schon in der Planung und beim Bau sind Biogasanlagen so anzulegen, dass ein geringer Wartungsaufwand entsteht und dass Reparaturen schnell und einfach durchgeführt werden können. Zum Beispiel ist darauf zu achten, dass die einzelnen Teile einer Biogasanlage schnell zu erreichen sind. Auch der Innenraum eines Reaktors bedarf einer Wartung, z. B. für die Beseitigung von Sinkschichten. Diese müssen leicht zu entfernen sein, was beispielsweise bei Reaktoren im Erdreich nicht möglich ist.

Die technische Ausrüstung sollte so gering wie möglich gehalten werden, also z. B. wenig Rührwerke und Pumpen, um den Reparaturaufwand gering zu halten. Für eine konstante Stromproduktion sind kurze Wartungszeiten der Motoren von großer Bedeutung. Bei größeren Anlagen ist es günstig, zwei BHKW aufzustellen. Während der Wartung kann das zweite BHKW weiterhin soviel Strom erzeugen, dass der Grundbedarf des Betriebes und der Biogasanlage selbst gedeckt werden kann. Ferner muss ständig so viel Gas entnommen werden, damit kein Gas abgefackelt werden muss. Die Gasspeicherkapazität sollte mindestens so hoch bemessen sein, dass während der Wartungsphase das anfallende Gas gespeichert werden kann. Wenn der Finanzierungsrahmen noch nicht voll ausgeschöpft ist, kann der Speicher auch erweitert werden, um andere Störungen abdecken zu können. Bei größeren Anlagen werden oft Wartungsverträge, insbesondere für die BHKW, abgeschlossen.

Folgende **Betriebsmittel** können entsprechende Kosten verursachen:

1. Motorenöl
2. Schmieröl
3. Diesel oder Heizöl für Zündstrahl-BHKW
4. Ölfilter
5. Biofilter
6. eventuell Aktivkohle zur Gasreinigung
7. Chemikalien zur H₂S-Eliminierung (FeCl₃)
8. Säuren zum Reinigen der Wärmetauscher
9. Wasserenthärter
10. Altölsorgung

Für die unter Punkt 5, 6 und 7 stehenden Betriebsmittel gibt es heute einfachere Verfahren der Gasreinigung, wie das Einblasen von Luft, so dass diese teuren Betriebsmittel entfallen können.

Für **Instandhaltung und Wartung** können in der Betriebsplanung etwa 3 % der Investitionssumme angesetzt werden.

Auch für **Versicherungen** fallen Kosten mit durchschnittlich 0,5 % der Investitionssumme an. Beim Abschluss von Versicherungen sind ebenfalls mehrere Angebote zu prüfen, dabei sollten aber Angebote mit gleichen Leistungen verglichen werden.

Zur Absicherung der betriebswirtschaftlichen Risiken und des Kreditrisikos sind folgende Hauptgruppen zu betrachten:

1. Sachversicherungen

Versichert ist das Anlagevermögen gegen Beschädigung und Zerstörung. Durch die Maschinenversicherung mit Feuerversicherung werden plötzlich eintretende Sachschäden an Maschinen und Anlagen gedeckt. Versichert sind die im Maschinen-Anlagenverzeichnis aufgeführten Maschinen bzw. die komplette Biogasanlage. Die Versicherungssumme ist der Neuwert der gesamten Anlage. Die Höhe der Selbstbeteiligung wird vereinbart.

2. Betriebsunterbrechungsversicherungen

Die Maschinen-BU-Versicherung erstattet Einnahmeverluste, die dadurch entstehen, dass technische Anlagen infolge von Sachschäden keine Produktion leisten können. Mehrkosten können auch für Abnahmeverpflichtungen entstehen, ebenso entstehen Kosten, wenn elektrische Energie bezogen werden muss. Üblich ist eine Haftzeit für technische Anlagen von 6 Monaten und für Gebäude und Kamine für 12 Monate. Die Haftzeit soll der Zeit entsprechen, die notwendig ist, beschädigte oder zerstörte Teile zu reparieren.

3. Haftpflichtversicherungen

Die Haftpflichtversicherung deckt die Ansprüche Dritter ab. Der Versicherer prüft die Ansprüche Dritter auf deren Rechtmäßigkeit, er wehrt für den Versicherungsnehmer die unberechtigten Forderungen ab und befriedigt berechnete Ansprüche Dritter.

Bei der Betriebshaftpflichtversicherung haftet derjenige uneingeschränkt, der anderen schuldhaft einen Schaden zufügt. Versicherte Personen sind Eigentümer und Betriebsangehörige. Versichert werden Personen-, Sach- und Vermögensschäden.

Bei der Umwelthaftpflichtversicherung ist der Versicherungsnehmer gegen Personen- und Sachschäden durch Umwelteinwirkungen auf Boden, Luft oder Wasser versichert. Rechtliche Grundlage bilden die Bestimmungen des Umwelthaftungsgesetzes und des Bundes-Immissionsschutzes.

Die **Elektroenergiekosten** können bei Betrieben, die über 10 Ct/kWh für Strom bezahlen, weiterhin eine bedeutende Rolle bei der Wirtschaftlichkeit spielen. Der Stromverbrauch der landwirtschaftlichen Erzeugung und des Biogasprozesses ist dann optimal aufeinander abzustimmen, um einen gleichmäßigen Stromverbrauch und damit günstigen Strompreis zu erreichen (vgl. Kapitel 5). Wer trotz Biogaserzeugung noch zeitweilig Strom aus dem Netz beziehen muss (Eigenversorger), sollte sich beraten lassen und einen gesonderten Vertrag mit dem EVU abschließen. Günstig ist es auch, wenn der Strom an Dritte verkauft werden kann.

Die Kosten für die eingesetzte **Arbeitskraft** sind ebenfalls zu beachten. Sie schwanken vor allem je nach Automatisierungsgrad und Anzahl an Kofermenten. Der Anteil der Arbeitskosten nimmt mit steigender Anlagengröße ab. Je nach Anlagenart ist eine Voll-Arbeitskraft etwa ab 1.000 GV erforderlich. Kleinere Anlagen benötigen eine Betreuungszeit von 1 bis 2 Stunden (bei ca. 300 GV) pro Tag. Mehr Arbeitsstunden werden notwendig, wenn Zuschlagstoffe (Kofermente) mit in der Anlage verarbeitet werden bzw. Umbaumaßnahmen und größere Reparaturen anstehen.

Bei Gemeinschaftsanlagen und bei Anlagen, die Gülle von verschiedenen Ställen verarbeiten, sind auch die **Transportkosten** zu beachten.

Eine konkrete **Vertragsgestaltung** (Bürgschaften, Vertragsgarantien) zwischen Betreiber und Hersteller kann für eine Kostenersparnis von großer Bedeutung sein. Es ist dabei auch zu beachten, dass die Anlagenhersteller etwa ein Viertel bis ein halbes Jahr nach der Anlageneinführung benötigen, um einen optimalen Betriebsablauf zu gewährleisten.

Im Allgemeinen müssen als Kosten auch die **Eigenleistungen** exakt bewertet werden. Auch die **allgemeine Teuerung** ist, besonders bei sehr langen Planungsphasen, zu beachten.

6.2 Finanzieller Nutzen und positive Beeinflussung des monetären Ertrages

Um neue Anlagen wirtschaftlich zu betreiben, muss der Nutzen die Kosten nach Möglichkeit weit übersteigen. Für einen möglichst hohen Ertrag sind entscheidend:

- Zusammensetzung des Inputmaterials
- Gasertrag
- Wirkungsgrad des Gasmotors
- Nutzungsgrad der anfallenden Wärme
- Entsorgungseinnahmen

Die Höhe des **monetären Ertrages** ist neben den Erzeugungskosten von einer Reihe von Verfahrenskennzahlen (Gasertrag, CH₄-Gehalt, BHKW-Wirkungsgrad, Verstromungsfaktor...), dem Input-Material und der Verwertung der anfallenden Energie **abhängig**.

Durch das **Erneuerbare-Energien-Gesetz** (Stromeinspeisegesetz) vom 29.03.2000 sowie weiterer von Bund und Ländern aufgelegter Fördermaßnahmen ist das Interesse an Biogasanlagen sprunghaft angestiegen. Für jede in das Netz eingespeiste kWh aus der Biogaserzeugung werden 10 Cent für einen Zeitraum von 20 Jahren vergütet (ab dem Jahr 2002 sinkt die Einspeisevergütung für Neuanlagen). Damit erhöht sich die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen deutlich.

Die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage hängt entscheidend von der **Art** und der **Zusammensetzung der Ausgangsstoffe** ab. Am Wirtschaftlichsten ist ein hoher Durchsatz an organischer Masse. Da die Gülle landwirtschaftlicher Betriebe eine geringe Trockensubstanz besitzt, ist das Vergären zusätzlicher Stoffe sinnvoll. Durch Kofermente, die im eigenen Betrieb zur Verfügung stehen, wie nachwachsende Rohstoffe und beispielsweise Maissilage, kann die Gasausbeute deutlich erhöht werden. Wie aus Tabelle 6.11 ersichtlich wird, ist jedoch bei direkt für Biogasanlagen angebauten Pflanzen Vorsicht geboten. Nur bei hohem Ertrag, guter Qualität und Wärmenutzung kann damit wirklich Geld verdient werden. Nur eine exakte betriebliche Kalkulation der Kosten kann zur Entscheidungsfindung beitragen. Die **Gasausbeute** aus dem gesamten Inputmaterial spielt für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage eine enorme Rolle.

Eine **hohe Auslastung** der Anlage ist zu gewährleisten. Dabei sind vor allem die Weidezeiten der Tiere zu berücksichtigen. Oftmals kommt das Argument, dass im Sommer weniger Energie, vor allem Wärme benötigt wird und deshalb eine geringe Auslastung der Anlage im Sommer günstig ist. Die Wirtschaftlichkeit kann aber nur bei sehr hoher Auslastung erreicht werden. Ist das durch die Weidezeit nicht der Fall, müsste man die Abschreibungen verlängern. Der moralische Verschleiß begrenzt dann eher die Nutzungsdauer der Anlage.

Eine sinnvolle **Verwertung der Endprodukte** ist für eine wirtschaftliche Biogaserzeugung ebenfalls unabdingbar. In vielen Anlagen wird die entstandene Wärme nicht ausreichend genutzt.

Bei der Planung von Biogasanlagen sind deshalb schon Überlegungen zur Wärmenutzung anzustellen. Der ökonomische Erfolg kann mit einer entsprechenden Wärmenutzung wesentlich verbessert werden. Wegen des hohen Anfalls an Wärme sind Biogasanlagen besonders für Schweine- und Geflügelproduktionsanlagen geeignet. Das Wärme-Strom-Verhältnis bei der Kraft-Wärme-Kopplung beträgt etwa 2 zu 1. Für eine sinnvolle Nutzung der Energie ist ein möglichst gleichmäßiger Wärmebedarf über das Jahr zu erreichen.

Eine wichtige Kenngröße für die ökonomische und energetische Bewertung einer Biogasanlage ist die Höhe der **Prozessenergie**. Sie sollte im elektrischen und auch im thermischen Bereich so gering wie möglich sein.

Auch die **technischen Kennzahlen der Motoren** haben einen großen Einfluss. Der Gasverbrauch des Motors in m³/kWh (rund 0,5 m³/kWh), die erzeugte Energiemenge in kWh/m³ Gas und der Wirkungsgrad sind entscheidend für eine hohe Energieausbeute, insbesondere an elektrischer Energie. Auch die Wartungszeiten haben eine hohe Bedeutung. Sie müssen in kurzer Zeit erledigt werden, um Gasverluste zu vermeiden. Der Gasspeicher muss die entsprechende Größe besitzen.

In Tabelle 6.4 werden die möglichen Erlöse und deren Beeinflussung zusammengefasst.

Tabelle 6.4 Erlöse von Biogasanlagen und deren Beeinflussung

Erlöse	Planungswert	Beeinflussung
Elektroenergie	0,10 Ct/kWh	EEG, Inputmaterial, Anlagenauslastung, Gasausbeute, Prozessenergie, Motorenkennzahlen
Wärmeenergie	0,03 Ct/kWh	Prozessenergie, Wärmeausnutzungsgrad, Verkaufsmöglichkeit
Dungwert		nur bei Zugabe zusätzlicher Stoffe
Entsorgungseinnahmen		nach Situation des Marktes
Düngemittelverkauf		
Verbesserung der Gülleeigenschaften		Verweilzeiten, Schwimmschichtbildung
geringer Verschleiß der Gülletechnik		

6.3 Gesamtwirtschaftlichkeit

Die Kosten- und Erlösstruktur an drei Praxisbeispielen zeigen die Abbildungen 6.4 bis 6.6.

Die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen hängt von vielen verschiedenen Bedingungen und Gegebenheiten eines Betriebes ab, die noch einmal zusammengefasst werden:

- Zuverlässigkeit des Verfahrens
- Zusammensetzung der Ausgangsstoffe
- Entsorgungsleistung für andere organische Stoffe
- Auslastung der Anlage (Beachtung von Weidezeiten)
- Konzept der Wärmenutzung
- Nutzung des elektrischen Stromes in Abhängigkeit vom eigenen Strompreis
- Vertragsgestaltung mit dem EVU und dem Hersteller
- Investitionskosten (Baumaterialien, Eigenleistungsanteil, keine unnötige Technik)
- Art der Finanzierung
- Betriebskosten
- Wartungszeiten
- Nutzung von Fördermöglichkeiten
- Management der Biogasanlage

Die **Dienstleistungen im Umweltbereich** sind derzeit nur schwer zu monetarisieren. Neben der Wirtschaftlichkeit sollte man die **Vorteile der Biogasproduktion** nicht vergessen. Der größte Vorteil für die Landwirtschaft ist in erster Linie die Verringerung der Geruchsemissionen (keine Lagerbehälterabdeckung bei Schweinen in Sachsen notwendig). Die Standorte von Tierproduktionsanlagen in Wohnnähe können so gefestigt werden. Durch richtige Anwendung der Biogasgülle beim Düngen werden insgesamt die NH_4 -Verluste gesenkt. Die Energieerzeugung ist CO_2 -neutral möglich.

Abbildung 6.4 Aufteilung der Kosten der Biogasproduktion in Praxisanlagen (in %)

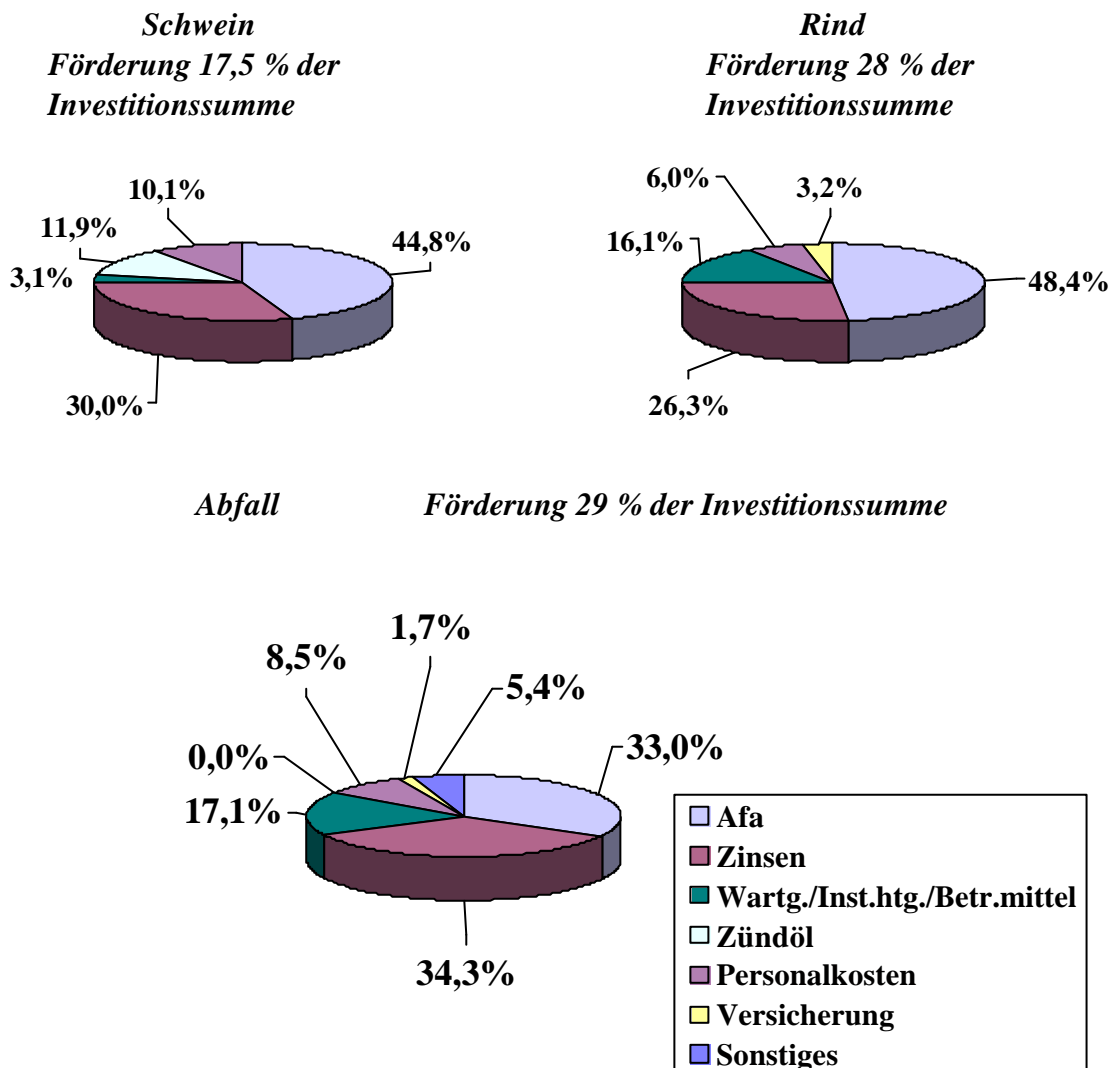


Abbildung 6.5 Aufteilung der Erlöse der Biogasproduktion in Praxisanlagen (in %)

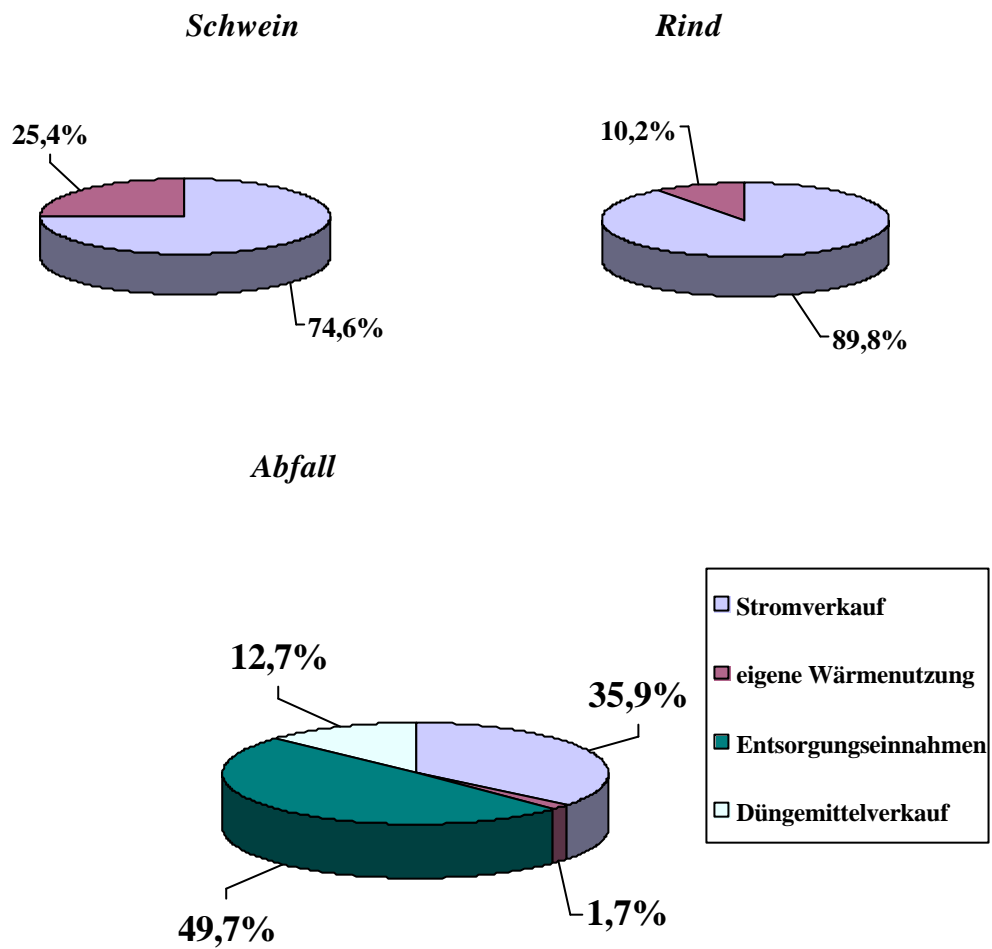
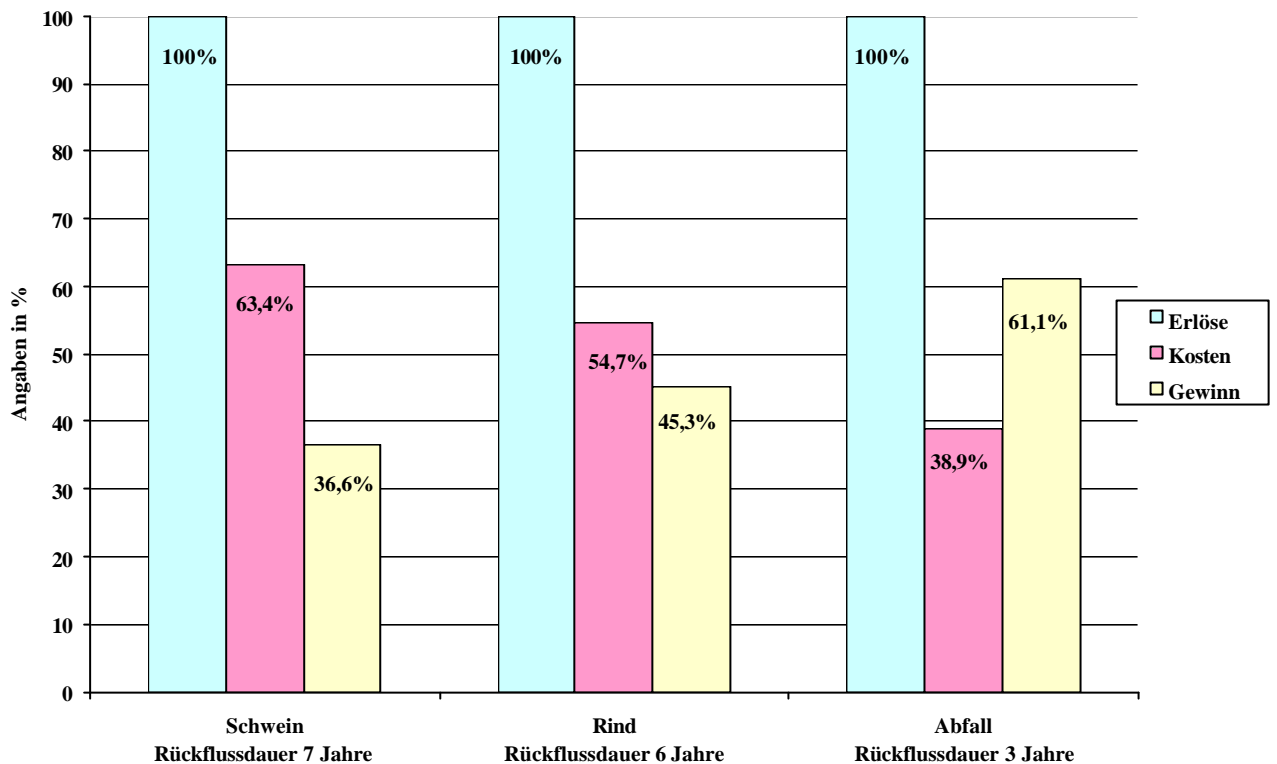


Abbildung 6.6 Anteil von Erlösen und Kosten in der Biogasproduktion in Praxisanlagen (in %)



6.4 Fördermöglichkeiten für Biogasanlagen

Das zum 01.04.2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), mit einer Einspeisevergütung von 10 Ct/kWh für kleinere Stromerzeugungsanlagen bis 500 KW, bringt für die Biogaserzeugung enormen Aufschwung. Dieser wird noch durch einzelne Förderprogramme von Bund und Ländern verstärkt.

Überregionalen Fördermöglichkeiten:

1. Marktanreizprogramm der Bundesregierung

Interessenten für den Bau von Biogasanlagen **in allen Bundesländern** können bei Einhaltung der vorgegebenen Zuwendungsvoraussetzungen eine Unterstützung der Bundesregierung im Rahmen des „Marktanreizprogramms zugunsten erneuerbarer Energien“ erhalten.

Die Rechtsgrundlage ist die „Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien“ vom 20.08.1999 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Aus diesem Programm können größere Vorhaben, zu denen u. a. auch Biogasanlagen zählen, über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) unterstützt werden.

Hierfür stehen zinsverbilligte Kredite zur Verfügung. Die Konditionen der Darlehen entsprechen denen des KfW-Programms zur CO₂-Minderung.

Neben den Land- und Forstwirten gehören zum Antragstellerkreis auch Wohnungsbaugesellschaften und -genossenschaften, freiberuflich Tätige, Privatpersonen sowie kleine und mittlere gewerbliche Unternehmen (KMU) nach der Definition der Europäischen Gemeinschaften, d. h. Unternehmen, die weniger als 250 Personen beschäftigen und deren Jahresumsatz höchstens 40 Mio. EUR oder deren Bilanzsumme 27 Mio. EUR erreicht und die nicht zu 25 % oder mehr im Besitz von einem oder mehreren Unternehmen stehen, welche die genannten Grenzen nicht einhalten.

Beachte!

Da die Notifizierung der EU noch aussteht, können gewerbliche Unternehmen geringfügige Beihilfen im Rahmen der sogenannten de-minimis-Regelung erhalten, derzufolge einem Unternehmen in einem Zeitraum von drei Jahren bis zu 100.000 EUR Beihilfen gewährt werden können. Für größere Anlagen mit hohen Investitionen muss die Notifizierung abgewartet werden.

Mit den Darlehen lassen sich bis zu 100 % der Investitionskosten für die Errichtung einer Biogasanlage finanzieren. Die maximale Kreditlaufzeit beträgt 20 Jahre.

Nähere Informationen und Anträge zu dem Programm sind bei jeder Bank und Sparkasse zu erhalten. Die Kreditinstitute (Hausbank) leiten die Anträge an die KfW weiter.

Fragen zum Programm beantwortet bundesweit zum Ortstarif das KfW-Informationszentrum, Telefon 01801-335577 bzw. E-Mail iz@kfw.de. Alle Informationen finden Sie auch auf der Internet Homepage www.kfw.de.

2. ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm

Im Rahmen dieses Programms sind Investitionen für die Errichtung und Erweiterung von Vorhaben, die der Nutzung erneuerbarer Energien dienen, für gewerbliche Unternehmen förderfähig. Landwirte sind nicht antragsberechtigt.

Anträge von Investoren müssen bei einem Kreditinstitut („Hausbankprinzip“) auf Formularen der Deutschen Ausgleichsbank (DtA) gestellt werden. Die ERP-Darlehen werden der Hausbank von der DtA zur Verfügung gestellt.

Die Art der Förderung erfolgt in Form von zinsverbilligten Darlehen mit einer Laufzeit von bis zu 15 bzw. 20 Jahren für Bauvorhaben. Der Finanzierungsanteil beträgt maximal 50 % der förderfähigen Investition, höchstens jedoch 500 TEUR pro Vorhaben (Angaben beziehen sich auf die neuen Bundesländer).

3. DtA-Umweltprogramm (Deutsche Ausgleichsbank)

Im Rahmen des DtA-Umweltprogramms sind Biogasanlagen förderfähig. Investitionen im Bereich der erneuerbaren Energien - mit Ausnahme der Windkraft - erhalten das DtA-Umweltdarlehen zu besonders günstigen Konditionen. Es existieren verschiedene Konditionen in Abhängigkeit der Laufzeiten. Es gilt abermals das Hausbankprinzip.

Das DtA-Umweltprogramm kann mit anderen Programmen kombiniert werden.

Nähere Informationen zum **ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm** und zum **DtA-Umweltprogramm** erhalten Sie unter nachfolgender Anschrift:

DtA – Deutsche Ausgleichsbank

Anstalt des öffentlichen Rechts

Wielandstr. 4

53170 Bonn – Bad Godesberg

oder Niederlassung Berlin
Sarrazinstr. 11-15,
12159 Berlin - Friedenau
Postanschrift: Postfach 411 066; 12120 Berlin

bzw. im Internet unter www.dta.de

oder DtA-Infoline für Bonn (0228) 831-2400 bzw. für Berlin (030) 850854110

Förderprogramme des Freistaates Sachsen:

1. Richtlinie des Sächsischen Staatsministeriums für Umwelt und Landwirtschaft über die Gewährung von Fördermitteln für Vorhaben des Immissions- und Klimaschutzes einschließlich der Nutzung erneuerbarer Energien im Freistaat Sachsen vom 28.11.2001

Im Rahmen der Verwaltungsvorschrift ist im Programmteil B die Errichtung von Anlagen zur Energetischen Nutzung von Biogas förderfähig.

Zuwendungsempfänger im Programmteil B sind juristische Personen des öffentlichen Rechts oder gemeinnützige, soziale, kirchliche und karitative Einrichtungen.

Folgende **Zuwendungsvoraussetzungen** müssen eingehalten werden:

- Einhaltung der Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen des Fachverbandes Biogas e. V.
- Erfüllung der 1. Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Feuerungswärmeleistung über 350 kW)
- Vorlage einer Wirtschaftlichkeitsberechnung
- Vergasung von Gülle und Festmist mit maximal 30 % (OS) Kofermentat
- Einsatz ausschließlich solcher Kosubstrate, die für die Aufbereitung als Sekundärrohstoffdünger zulässig sind
- Abdeckung der Lagerbehälter (natürliche Schwimmschicht oder Strohhäckselschicht zulässig)
- Einhaltung substratüblicher Mindestverweilzeiten

Die **Zuwendung** erfolgt in Form von nicht rückzahlbaren Zuschüssen für Anlagen zur Verwertung von Biogas bis zu 30 % der zuwendungsfähigen Aufwendungen.

Antrags- und Bewilligungsstelle:

Sächsisches Landesamt für Umwelt und Geologie

Zur Wetterwarte 11

01109 Dresden

2. Richtlinie für die Förderung nach dem Agrarinvestitionsförderungsprogramm (AFP); RL-Nr.: 21/2000

In landwirtschaftlichen Unternehmen können Biogasanlagen nach dem AFP gefördert werden, d. h. gewerbliche Unternehmen (z. B. der Tierhaltung) sind nach dieser Richtlinie nicht antragsberechtigt.

Die Zuwendung kann als

- Zinsverbilligung für Kapitalmarktdarlehen und als
- Zuschuss erfolgen.

Bei **Inanspruchnahme des Agrarkredites** kann dem Unternehmen eine Zinsverbilligung für ein Kapitalmarktdarlehen bis zu insgesamt 100.000 EUR, bei einer Laufzeit von 10 Jahren, gewährt werden. Die Zinsverbilligung kann bis zu 5 % betragen. Sie wird abgezinst als einmaliger Zuschuss ausbezahlt. Hierbei darf der abgezinsten Zuschuss einen Wert von 20 % des förderfähigen Investitionsvolumens bei Immobilien nicht übersteigen.

Bei **Inanspruchnahme der kombinierten Investitionsförderung** können dem Unternehmen eine Zinsverbilligung sowie Zuschüsse für ein förderfähiges Investitionsvolumen von mindestens 100.000 EUR bis zu 1,25 Mio. EUR gewährt werden.

Dabei sind folgende Grenzen einzuhalten:

Bei baulichen Maßnahmen kann ein Zuschuss von bis zu 10 % des förderfähigen Investitionsvolumens, maximal 30.000 EUR gewährt werden. Die Gewährung des Zuschusses kann nur zusammen mit der Gewährung einer Zinsverbilligung erfolgen.

Die Zinsverbilligung kann bis zu 5 % betragen. Die Höhe des verbilligten Kapitalmarktdarlehens ist nach der Zahl der betriebsnotwendigen Vollarbeitskräfte gestaffelt. Für die ersten beiden betriebsnotwendigen Voll-AK sind jeweils bis zu 200.000 EUR, für jede weitere Voll-AK bis zu 85.000 EUR Darlehensvolumen möglich.

Die Dauer der Zinsverbilligung beträgt für Immobilien 20 Jahre.

Der Antrag ist beim zuständigen Amt für Landwirtschaft (AfL) zu stellen, das zudem detailliert zu den einzelnen Fördertatbeständen und Zuwendungsvoraussetzungen berät.

Neben den detaillierten Zuwendungsvoraussetzungen der Richtlinie sind folgende speziellen Voraussetzungen für die Förderung von Biogasanlagen in landwirtschaftlichen Unternehmen nach dem AFP zu erfüllen:

Die Biogaserzeugung muss integrierter Bestandteil der land- und forstwirtschaftlichen Tätigkeit sein, d. h., die Biomasse muss überwiegend im eigenen Betrieb erzeugt und das Biogas überwiegend im eigenen Betrieb verwendet werden. Da die meisten sächsischen Anlagen 100 % des Stromes an das Netz abgeben, kommt diese Richtlinie für sächsische Landwirtschaftsbetriebe weniger in Betracht.

Gefördert werden nur Biogasanlagen, die

- eine Aussicht auf wirtschaftliche Betriebsweise nachweisen können. Die Investitionskosten sollten nicht über 600 EUR/GV liegen.
- eine sinnvolle Wärmenutzung, einschließlich der Sommermonate, vorweisen können.

Die erstellten Anlagen haben alle sicherheitstechnischen und umweltrechtlichen Bedingungen zu erfüllen. Anforderungen an den Bau von Biogasanlagen sind von den Umweltbehörden innerhalb des Genehmigungsverfahrens zu prüfen.

Vor der Bewilligung muss der Bewilligungsbehörde vorgelegt werden:

- die Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG)
- die Baugenehmigung
- ggf. die Genehmigung der unteren Wasserbehörde

Um die genannten Bedingungen ausreichend prüfen zu können, müssen von den Betrieben zu den nach dem AFP benötigten Unterlagen folgende zusätzlichen Unterlagen eingereicht werden:

a) *Beschreibung der geplanten Biogasanlage*

- Inputmaterial, -menge und TS-Gehalt
- Beschreibung des Verfahrens
- Benennung der einzelnen Anlagenteile (Reaktor, Gasspeicher, Pumpensystem, Entsandung, Hygienisierung, Gasverwertungssystem etc.)
- Baumaterialien
- Liste der geplanten Prozessparameter (Output, Biogasertrag, benötigte Hilfs- und Betriebsstoffe, Temperatur, Verweilzeit, Methangehalt, Prozessenergiegehalt thermisch u. elektrisch, Motorleistung thermisch u. elektrisch, Biogasverbrauch des Motors, Motorwirkungsgrad)

b) *Beschreibung der Energiewirtschaft*

- Beschreibung der Energieverwertung (Fließschema, Energieströme)
- bisheriges System der Wärmeversorgung
- Wärmeenergiebedarf und -kosten
- Vorlage der geplanten Energiebilanz für elektrischen Strom und Wärme

c) *Wirtschaftlichkeitsberechnungen*

- Aufstellung der Anlagenkosten
- geplante Wirtschaftlichkeitsberechnung
- Liste evt. Anlieferer für Zuschlagstoffe oder Abnehmer für Strom und Wärme

d) *Ergänzende Unterlagen*

- Beurteilung der Produktionstechnik und der baulichen Substanz der Stallanlagen durch das AfL
- Der Antragsteller muss vom Hersteller die Bescheinigung der Einhaltung der Sicherheitsregeln des Fachverbandes Biogas beibringen.

3. Richtlinie für die Förderung von Maßnahmen zur nachhaltigen Entwicklung der Landwirtschaft vom 01.01.2000; RL-Nr.: 51/2000

Im Rahmen der Richtlinie für die Förderung von Maßnahmen zur nachhaltigen Entwicklung der Landwirtschaft sollen auch Investitionen zur Erzeugung oder Nutzung regenerativer Energien (ausgenommen Wind- und Wasserkraftanlagen), soweit die Energieträger überwiegend im eigenen Unternehmen erzeugt werden oder die erzeugte Energie überwiegend im eigenen Unternehmen verwertet wird, gefördert werden.

Hier ist es möglich, dass Unternehmen der Pflanzen- und Tierproduktion, unbeschadet der gewählten Rechtsform und bewertungsrechtlichen Einstufung, die in die Tierproduktion investieren, eine Zuwendung zum Bau von Biogasanlagen erhalten können.

Neben den Zuwendungsvoraussetzungen dieser - im Rahmen des Operationellen Programms - angedachten Richtlinie, sind gleichermaßen die beim AFP genannten speziellen Voraussetzungen (zusätzliche Nachweise und Unterlagen) zu erbringen.

Auch hier ist der **Antrag beim zuständigen AfL** zu stellen, das abermals detailliert zu den einzelnen Fördertatbeständen und Zuwendungsvoraussetzungen berät.

Im Gegensatz zum AFP können Zuwendungsempfänger nach dieser Richtlinie, bei Einhaltung aller Voraussetzungen, eine Förderung in Form eines Zuschusses erhalten.

Zinsverbilligungen sind hier nicht vorgesehen. Für den Bau von Biogasanlagen beträgt der Zuschuss 30 % der zuwendungsfähigen Kosten.

Für Zuwendungsempfänger, die bestimmte Voraussetzungen erfüllen, beträgt das zuwendungsfähige Investitionsvolumen für die gesamte Laufzeit der Richtlinie maximal 2 Mio. EUR.

4. Richtlinie für die Förderung im Bereich der Marktstrukturverbesserung; RL-Nr.: 13/2000

Als Zuwendungsempfänger kommen vorhandene oder neu zu schaffende Absatzeinrichtungen und Unternehmen des Handels sowie der Be- und Verarbeitung für landwirtschaftliche Erzeugnisse ohne Rücksicht auf ihre Rechtsform in Betracht, deren Tätigkeit sich nicht gleichzeitig auf die Produktion landwirtschaftlicher Grunderzeugnisse erstreckt.

Die Unternehmen können nur gefördert werden, wenn sie mindestens fünf Jahre lang ≥ 50 % ihrer Aufnahmekapazität an den Erzeugnissen, für die sie gefördert werden, durch Lieferverträge mit Erzeugern binden.

Es ist möglich, im Programmzeitraum 2000 - 2006 auch Investitionen zur Errichtung von Biogasanlagen über diese Richtlinie zu fördern, wenn der Ausgangsstoff für die Biogasherstellung ein landwirtschaftliches Erzeugnis gemäß Anhang I des EG-Vertrages ist (z. B. Kartoffelabfälle). Das bedeutet, dass der Bau von Biogasanlagen auf Güllebasis im Rahmen dieser Richtlinie nicht förderfähig ist.

Es ist eine Gewährung von Zuschüssen bis zu 35 % der förderfähigen Kosten beabsichtigt.

Die Gesamtbeihilfenhöhe (einschließlich Investitionszulage) ist auf 50 % der förderfähigen Kosten begrenzt.

Die Anträge sind bei der Sächsischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Fachbereich Markt und Ernährung, Voßstraße 1 in 01219 Dresden (Ansprechpartner Herr Horstmann, Tel. 0351-4771125) zu stellen.

6.5 Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit verschiedener Beispielanlagen

6.5.1 Vergleich von Verfahrenskennzahlen an Beispielanlagen

Innerhalb einer Studie zur Biogasproduktion wurden 6 völlig unterschiedliche Biogasanlagen untersucht. Die Ergebnisse wurden in Tabelle 6.5 zusammengefasst. Daraus wird ersichtlich, dass die **Gasausbeute** aus dem gesamten Inputmaterial für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage eine enorme Rolle spielt. Eine hohe Gasausbeute wird vor allem durch Kofermente und durch eine hohe Trockensubstanz erreicht. Die Gasausbeute pro Reaktorvolumen spielt dagegen eine geringere Rolle. Auch die **technischen Kennzahlen der Motoren** haben einen großen Einfluss. Der Gasverbrauch des Motors in m^3/kWh ($\sim 0,5 \text{ m}^3/\text{kWh}$), die erzeugte Energiemenge in kWh/m^3 Gas und der Wirkungsgrad sind entscheidend für eine hohe Energieausbeute, insbesondere an elektrischer Energie. Auch die Wartungszeiten haben eine hohe Bedeutung. Sie müssen in so kurzer Zeit erledigt werden, dass kein Bezug von Strom aus dem Netz erforderlich wird. Der Gasspeicher muss die entsprechende Größe besitzen. Um größere Störungen überbrücken zu können, sollte die Versorgung über ein Notstromaggregat möglich sein.

Die **Gesamtkosten je m^3 Reaktorvolumen bzw. je m^3 Input**, errechnet aus den Investitionskosten, sind nicht unbedingt entscheidend für den Erfolg einer Anlage. Sie richten sich u. a. auch nach der technischen Ausstattung der Anlage, der Höhe der Eigenleistungen und nach dem verwendeten Werkstoff. Manche Anlagen sind zwar sehr teuer, erfüllen aber hohe sicherheitstechnische Standards, wie z. B. Lecküberwachung, Biogasreinigung. Bis auf die Totalverarbeitungsanlagen (angebliche Aufbereitung bis zur Vorflutfähigkeit der Gülle) können alle Anlagen wirtschaftlich arbeiten. Der etwas negative Trend bei Anlage 3 ergibt sich daraus, dass es die einzige Anlage ist, die Kapitaldienst zu leisten hat. Durch eine erhöhte Menge an Zuschlagstoffen oder durch einen geplanten Wärmeverkauf, kann die Anlage den Verlust relativ leicht ausgleichen. Die zu erzielenden Entsorgungseinnahmen sind ebenfalls sehr unterschiedlich und ergeben sich durch unterschiedliches Aufkommen an organischen Reststoffen, durch die unterschiedliche Zusammensetzung der Stoffe und durch deren weitere Verwertungsmöglichkeiten.

Allein die **Investitionskosten** sind nicht entscheidend für den Erfolg einer Anlage. Einige Anlagen erhalten mehr als das Doppelte für die Entsorgung von Zuschlagstoffen als die anderen Anlagen. Das stark negative wirtschaftliche Ergebnis der beiden Totalverarbeitungsanlagen liegt neben den hohen Investitionskosten vor allem an der viel zu geringen Auslastung und an der Nichtverwertung der anfallenden Energie.

Förderungen wurden in unterschiedlicher Höhe ausgezahlt. Die Totalaufbereitungsanlagen erhielten mit 63 % und 75 % die höchsten Förderungen aus öffentlichen Mitteln. Trotz der hohen Förderung arbeiten diese Anlagen nicht wirtschaftlich.

Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit der sechs Anlagen wurde die geförderte Summe von der Gesamtinvestitionssumme abgezogen und danach die Abschreibungen und die weiteren Kosten berechnet. Würde man die Kosten von der Gesamtinvestitionssumme berechnen, wäre die Biogasproduktion dieser Anlagen mit den Investitionskosten derzeit noch nicht wirtschaftlich zu betreiben. Die Abschreibungen wurden hier mit 8 % berechnet.

Tabelle 6.5 Kennzahlen der Verfahren der Biogasproduktion ausgewählter Beispielanlagen der Neuen Bundesländer (1996)

	Einheit	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4	Anlage 5	Anlage 6
Gasausbeute / Input ges.	m ³ /m ³	34,7	67,5	38,5	25	15	26
Reaktorvolumen	m ³	2300	2250	6000	1500	1200	50
Gasausbeute/ Reaktorvolumen	m ³ /m ³ und Tag	1,1	1,3	1,9	1,5	1,16	1,04
Hygienisierung	°C	70, vorhanden	90	70	55		
		aber nicht genutzt	geplant	diskontinuierlich	in zweiter Stufe	nicht vorhanden	nicht vorhanden
Verfahren		einstufig	zweistufig	einstufig	zweistufig	zweistufig	einstufig
Temperatur	°C	38	35	37	36 / 55	36	36 - 41
Verweilzeit	Tage	33	10 bis 20	21	15	8 bis 12	28
CH ₄ - Gehalt	%	59	68 bis 70	65	63	66	?
Gasverbr. BHKW Volllast	m ³ /h	109	140 - 160	200	100 - 110	-	-
Leistung elektr.	kW	216	260	404	260	-	-
erzeugb. Energiemenge	kWh/m ³	1,98	1,7	2,02	1,97	-	-
Wartungszeit des BHKW	h/Jahr	132	24 - 48	72	48		
Motor-Wirkungsgrad elek.	%	30	25,6	32	30	-	-
Stromkennzahl		0,66	0,65	0,63	0,57	-	
Investitionskosten / m ³ Reaktorvolumen	EUR/m ³	549	2272	1534	2727	4261	210
Entsorgungseinnahmen	EUR/ t bzw. m ³	15	36 - 61	21	-	20	-
Höhe der Förderung	%	38	-	15	63	75	-
Gewinn		positiv	positiv	leicht negativ	negativ	negativ	Null
					Totalaufbereitung	Totalaufbereitung	

Quelle: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, FB LB, Jäkel

6.5.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung am Beispiel der Biogasanlage Oberlungwitz

Die Wirtschaftlichkeit für die Biogasanlage Oberlungwitz wird nachfolgend für das Jahr 1996 dargestellt. Das EEG existierte zu dieser Zeit noch nicht, so dass die Eigenbedarfsdeckung an Energie im Vordergrund stand.

Tabelle 6.6 Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage Oberlungwitz im Jahr 1996

Gasertrag	2174 m³ Gas/Tag		
Energie in kWh/Jahr			
Methangehalt	62 % x 2174 m ³ Gas	m ³ Methan	1.348
Energiegehalt	x 10 kWh/m ³ Methan	kWh	13.483
	x 365 Tage	kWh/Jahr	4.921.13
Verluste	26,2 %	kWh/Jahr	1.291.28
Wärmeenergie	45,0 %	kWh/Jahr	2.212.60
dav. Prozessenergie	35,0%	kWh/Jahr	776.720
Elektroenergie	28,8 %	kWh/Jahr	1.417.55
dav. Prozessenergie	8,3%	kWh/Jahr	117.530
Bezug elektrischer Energie		kWh/Jahr	96.725
Einnahmen			
Eigenbedarfsdeckung Elektroenergie		EUR	89.302
	623.785 kWh x 0,14 EUR/kWh		
Stromverkauf an Werkstatt		EUR	1.175
	7.665 kWh x 0,15 EUR/kWh		
Stromeinspeisung		EUR	60.096
	765.040 kWh x 0,07 EUR/kWh		
Eigenbedarfsdeckung Wärme		EUR	9.633
	376.800 kWh x 0,025 EUR/kWh		
Wärmeenergieverkauf			-
Entsorgungseinnahmen		EUR	42.948
	1.400 t x 30,70 EUR/t		
Verkauf anderer Endprodukte			-
Gesamteinnahmen / Jahr		EUR	203.155
Investitionen der Anlage		EUR	1.535.730
dav. Fördermittel		EUR	589.499
Kosten ohne Fördermittel		EUR	946.231
Kosten			
Abschreibung 15 Jahre (7 %)		EUR	66.236
Zinsbelastung 3 %		EUR	28.387
Wartung und Betriebskosten		EUR	3.842
Instandhaltung		EUR	19.940
Arbeitskraft		EUR	18.689
Stromzukauf		EUR	20.985
Versicherung		EUR	3.370
Gesamtkosten / Jahr		EUR	161.449
Gewinn / Verlust		EUR	41.705

Quelle: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, FB LB, Jäkel

Die Anlage wurde 1994 als sächsisches Pilotprojekt errichtet. Am Standort wird die Gülle von rund 1.000 Milchkühen und 9 m³/Tag Hühnerkot vergoren. Die Wirtschaftlichkeit errechnet sich aus den Erlösen, deren Höhe vor allem von der Energieerzeugung abhängt, abzüglich der Betriebskosten der Anlage. Aus den Berechnungen geht hervor, dass die Anlage mit der 38 %igen Förderung gut wirtschaftlich arbeiten kann. Die Investitionskosten sind mit 923 EUR/GV gegenüber anderen bestehenden Großanlagen, die vor 1995 errichtet wurden, relativ gering, aber deutlich höher als bei Anlagen, die nach diesem Zeitraum errichtet wurden. Wenn man die Kosten- und Erlösseite näher betrachtet, so stellt man fest, dass es bei der Wirtschaftlichkeit noch **Reserven** gibt, die es weiter auszuschöpfen gilt:

1. die Erlöse könnten durch den Verkauf von Wärmeenergie noch ansteigen,
2. die Entsorgungsleistungen könnten weiter ausgebaut werden,
3. der Stromverkauf an Dritte zu einem höheren Preis ist durch die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes möglich,
4. die Instandhaltungskosten werden vorläufig zurückgehen, da Umbau und Erweiterung der Anlage abgeschlossen sind,
5. der Stromzukauf vom Netz kann ganz vermieden werden (gilt bis zur Einführung EEG).

Als **Versicherung** wurde eine Brandversicherung und eine Betriebsunterbrechungsversicherung abgeschlossen. In jedem Falle ist auch eine Haftpflichtversicherung notwendig.

Der Erfolg der Biogasproduktion ist auch entscheidend von der Menge, der Art und der Zusammensetzung der **Ausgangsstoffe** abhängig. Mit Kofermenten kann die Wirtschaftlichkeit erhöht werden. Es sind deshalb alle Ausgangsstoffe exakt aufzuführen und über den zu erwartenden Gasertrag die mögliche Energiemenge zu berechnen. In Oberlungwitz ergibt sich 1996 der prozentuale Anteil der Gasproduktion der einzelnen Substanzen aus der folgenden Berechnung (Tabelle 6.7).

Tabelle 6.7 Anteil der Zuschlagstoffe am Gasaufkommen in Oberlungwitz

Unterstellte erzeugte Gasmenge: 2.174 Nm³/d

	m ³ /d	TS in %	oTS in %	Nm ³ /kg oTS	Nm ³ /d	in %
Rindergülle	60	7	80*	0,21*	705	32,4
Hühnergülle	9	40	75	0,45*	1215	55,9
Kofermente	3,8				254	11,7

* Literaturwerte 1995

Aus der Berechnung geht hervor, dass der weitaus größte Teil der Gaserzeugung (56 %) aus der "geringen" Menge von 9 m³ Hühnerkot pro Tag stammt. Das ist zum großen Teil auf die wesentlich höhere Trockensubstanz, aber auch auf eine doppelt so hohe Gasausbeute in Nm³/kg oTS zurückzuführen.

Nach dieser theoretischen Rechnung entstehen folgende **Gasausbeuten**:

11,75 m³ Biogas/m³ Rindergülle oder 0,7 m³ Biogas/GV und Tag *

135 m³ Biogas/m³ Hühnergülle oder 1,8 m³ Biogas/GV und Tag

66,8 m³ Biogas/m³ Kofermentat

* in der Literatur werden doppelt so hohe Werte angegeben

Die Kenntnis der spezifischen Gasausbeuten pro m³ Gülle bzw. Zuschlagstoff oder pro GV ist von sehr großer Bedeutung, insbesondere für die Planung einer Biogasanlage. Die Ermittlung dieser Kennzahlen ist aber äußerst schwierig, da sich die Ausgangsmaterialien stark in der TS und im Gehalt an organischen Stoffen unterscheiden. Die Dichte und auch die Energiedichte, besonders der Zuschlagstoffe, und deren Abbauraten sind sehr unterschiedlich.

In Oberlungwitz wurde die Trockensubstanz und die organische Substanz von Rinder- und Hühnerkot ermittelt (Rindergülle 5,5 – 10 % TS, 80 % organ. TS; Hühnergülle 40 – 60 % TS, 75 % organ. TS).

Hohe Trockensubstanzgehalte (in bestimmten Grenzen) wirken sehr positiv auf die Gasausbeute. Der Durchsatz an organischer Masse ist durch hohe Trockensubstanz wesentlich größer. Die Gülle der Milchkühe liefert die geringste Gasausbeute. Aus der Kennzahl **Gasausbeute pro Gesamtinput** ist ersichtlich, ob besonders viele Zuschlagstoffe eingebracht wurden und/oder die Trockensubstanz sehr hoch ist.

Aus dieser Berechnung wird deutlich, wie wichtig die **Zuschlagstoffe** für eine wirtschaftliche Biogasproduktion sind. Das Betreiben von größeren Anlagen mit reiner Gülle ist zur Zeit wirtschaftlich möglich (gesunkene Investitionskosten), Kofermente erhöhen die Wirtschaftlichkeit aber wesentlich durch eine höhere Biogaserzeugung und Entsorgungseinnahmen.

Bei der Erstellung des Energiekonzeptes sind die **Kosten der Energieerzeugung** besonders hervorzuheben. In der Biogasanlage Oberlungwitz wird die nutzbare Energie für 0,059 EUR/kWh erzeugt. Das ist im Vergleich zu anderen regenerativen Energien als sehr gut zu bewerten. Da die Agrargenossenschaft aber die anfallende Wärme nur zu einem geringen Teil (26 %) nutzen kann, verteuern sich die Kosten der Energieproduktion um 0,037 EUR/kWh auf 0,096 EUR/kWh. Bei der Berechnung der nutzbaren Energie wurden die Prozessenergie und die Verluste von der gesamt erzeugten Energie bereits abgezogen.

Aus dem Ausgangsmaterial, welches in die Anlage gegeben wird, entstehen 103 kWh el. und th. Energie pro m³ Substratinput. Betrachtet man nur die Rindergülle mit ihrem Anteil am Gasaufkommen von 32 %, so sind es nur 39 kWh el. u. th./m³ Rindergülle. Möchte man nur die elektrische Energie berechnen, da es z. B. noch kein Wärmekonzept gibt, so ergibt sich ein Aufkommen von 49 kWh el./m³ Substratinput und 19 kWh el./m³ Rindergülle.

Pro m³ Biogas entstehen 3,5 kWh el. u. th. nutzbare Energie oder 1,64 kWh Elektroenergie.

Temperatur, Verweilzeit und Reaktorvolumen sind eng miteinander gekoppelt. Aus dem Verhältnis Temperatur und Verweilzeit lässt sich auch ableiten, ob noch Kapazität zum Einspeisen zusätzlicher Stoffe vorhanden ist. Es ist auch eine wirtschaftliche Frage, wieviel Biogas man in welchem Zeitabschnitt aus dem Ausgangsmaterial herausholt. Verzichtet man auf die letzten m³ Biogas, verkürzt sich die Verweilzeit und es kann entweder die Menge der Ausgangsstoffe erhöht oder bereits beim Bau der Anlage das Reaktorvolumen reduziert werden. Generell ist der erste Weg günstiger zu bewerten. Allerdings werden bei kurzen Verweilzeiten die pflanzenbaulichen und umweltrelevanten Vorteile nicht voll genutzt.

Eine wichtige Kenngröße für die ökonomische und energetische Bewertung einer Biogasanlage ist die **Prozessenergie** (siehe Energiebilanz). Hier gibt es natürlich Unterschiede zwischen Sommer und Winter. Je geringer die Prozessenergie ist, desto mehr Energie kann für andere Zwecke genutzt werden.

Entscheidend für die optimale Gasverwertung sind hohe **Wirkungsgrade** der Gasmotoren. Im Durchschnitt wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 30 % erreicht. Der Biogasverbrauch in der Stunde sollte so gering wie möglich sein.

Die Motoren laufen nicht ständig in Vollast, aber nur im Vollastbetrieb kann der Motor einen Wirkungsgrad von 30 % erreichen. Auf eine hohe Ausnutzung der Motoren ist deshalb zu achten.

Für eine konstante Stromproduktion sind kurze **Wartungszeiten der Motoren** von großer Bedeutung. Bei Vorhandensein von mehreren Modulen ist es günstig, die Wartung nacheinander vorzunehmen. Die Gasspeicherkapazität sollte so hoch bemessen sein, dass während der Wartungsphase das Gas nicht abgefackelt werden muss.

Zum Betreiben der Anlage ist eine **Vollarbeitskraft** notwendig, um einen reibungslosen Ablauf (Prozeßsteuerung, Annahme von Zuschlagstoffen, Reparaturen ect.) des Vergärungsprozesses zu gewährleisten. Weitestgehend wurden Wartungs- und Reparaturarbeiten vom Betrieb selbst durchgeführt, was wiederum zur Kosteneinsparung führte.

Amortisation nach der Berechnung für das Jahr 1996

Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit wurde die geförderte Summe von der Gesamtinvestitionssumme abgezogen und danach die Abschreibungen und die weiteren Kosten berechnet. Auch aus steuerlicher Sicht dürfen die Betriebe Abschreibungen nur vom nicht geförderten Teil der Investitionskosten bilden. Es ist demzufolge noch zu prüfen, ob die Anlage auch ohne Förderung und mit Inanspruchnahme von Krediten wirtschaftlich arbeiten könnte. In der Tabelle 6.8 werden deshalb verschiedene Finanzierungsmöglichkeiten dargestellt. Dabei wurde die Ist-Berechnung, mit Förderung und ohne Aufnahme von Krediten, einer Variante ohne Förderung und einer Variante ohne Förderung, aber mit Aufnahme von Krediten, gegenübergestellt.

Tabelle 6.8 Vergleich der Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage Oberlungwitz bei unterschiedlicher Finanzierung

		Ist 1996	ohne Förderung	ohne Förderung mit Kredit
Einnahmen	EUR	203.155	203.155	203.155
Investitionen der Anlage	EUR	1.535.730	1.535.730	1.535.730
dav. Fördermittel	EUR	589.499		
Kosten ohne Fördermittel	EUR	946.231		
Kosten				
Abschreibung 15 Jahre (7 %)	EUR	66.236	107.501	107.501
Zinsbelastung 3 %	EUR	28.387	46.072	28.387
Zinsbelastung Kredit 6,5 %	EUR			38.317
Wartung und Betriebskosten	EUR	3.842	3.842	3.842
Instandhaltung	EUR	19.940	19.940	19.940
Arbeitskraft	EUR	18.689	18.689	18.689
Stromzukauf	EUR	20.985	20.985	20.985
Versicherung	EUR	3.370	3.370	3.370
Gesamtkosten / Jahr	EUR	161.451	220.401	241.033
Gewinn / Verlust	EUR	41.705	-17.245	-37.878
abzüglich Tilgung 7 %	EUR			41.265
Amortisation	Jahre	8,7	16	22

Quelle: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, FB LB, Jäkel

Mit Förderung arbeitet die Anlage wirtschaftlich und amortisiert sich in rund 9 Jahren. Ohne Förderung hätte die Anlage 1996 nicht wirtschaftlich gearbeitet, da die Abschreibungen um rund 50.000 EUR angestiegen sind. Müssen zusätzlich Kredite aufgenommen werden, ist das Konzept nicht mehr tragbar. Es wird deutlich, dass Förderungen für Biogasanlagen noch notwendig sind. Möglichkeiten zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit wurden bereits oben genannt. Neuere Anlagen dieser Größe weisen vor allem durch gesunkene Investitionskosten eine wesentlich schnellere Amortisation (Rückflussdauer) auf.

6.5.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung neuerer Biogasanlagen

Nachfolgend werden noch zwei Beispiele für die Wirtschaftlichkeit neuerer Biogasanlagen dargestellt, die ausschließlich Gülle vergären.

Beide Berechnungen wurden an Hand der Buchführungsergebnisse der Betriebe vorgenommen. Da es sich bei diesen Beispielen um neue Anlagen handelt, sind die Reparaturkosten noch als gering zu betrachten. Es ist anzunehmen, dass diese im Laufe der nächsten Jahre ansteigen werden.

**Tabelle 6.9 Berechnung der Wirtschaftlichkeit am Beispiel einer Milchviehanlage
Baujahr 1998 ohne Gemeinkosten**

Milchkühe	1.400 GV		
Einnahmen			
Stromeinspeisung	1.530.048 kWh x 0,10 EUR/kWh	EUR	156.460
Eigenbedarfsdeckung Wärme	690.690 kWh x 0,025 EUR/kWh	EUR	17.657
Gesamteinnahmen / Jahr		EUR	174.118
Investitionen der Anlage		EUR	1.022.584
dav. Fördermittel		EUR	284.994
Kosten ohne Fördermittel		EUR	737.590
Kosten			
Abschreibung 16 Jahre (6,25 %)		EUR	46.100
Zinsbelastung 3,4 %		EUR	25.078
Wartung und Betriebskosten		EUR	15.339
Arbeitskraft		EUR	5.624
Versicherung		EUR	3.048
Gesamtkosten / Jahr		EUR	95.189
Gewinn		EUR	78.929

**Tabelle 6.10 Berechnung der Wirtschaftlichkeit am Beispiel einer Sauenzuchtanlage
Baujahr 1999 ohne Gemeinkosten**

Zuchtsauen	900 GV		
Einnahmen			
Stromeinspeisung	751.904 kWh x 0,10 EUR/kWh	EUR	76.889
Eigenbedarfsdeckung Wärme 80 %		EUR	9.633
Gesamteinnahmen / Jahr		EUR	103.067
Investitionen der Anlage		EUR	583.033
dav. Fördermittel		EUR	102.258
Kosten ohne Fördermittel		EUR	480.774
Kosten			
Abschreibung		EUR	29.294
Zinsbelastung (Eigenkapital) 3 %		EUR	6.754
Zinsbelastung (Fremdkapital) 5 %		EUR	12.782
Wartung und Betriebskosten		EUR	2.045
Zündölanteil		EUR	7.832
Arbeitskraft		EUR	6.626
Gesamtkosten / Jahr		EUR	65.334
Gewinn		EUR	37.733

6.5.4 Energieerzeugungskosten sächsischer Biogasanlagen

In nachfolgender Tabelle 6.11 werden die Investitions- und Energieerzeugungskosten für betriebswirtschaftlich geprüfte Biogasanlagen in Sachsen dargestellt. Dabei wird deutlich, dass bei Nutzung der Wärme die Energiebereitstellungskosten wesentlich geringer sind. Die Kosten für die Bereitstellung der reinen Elektroenergie sind mit durchschnittlich 0,08 Ct/kWh (bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen) gegenüber anderen erneuerbaren Energien als gering einzuschätzen. Die Energieerzeugungskosten sagen nichts über den wirtschaftlichen Gewinn der Anlagen aus.

Es muss noch einmal betont werden, dass ausschließlich Großanlagen in diese Berechnungen einbezogen wurden.

Tabelle 6.11 Investitions- und Energieerzeugungskosten sächsischer Biogasanlagen

EUR/GV	EUR/m ³	EUR/kWh el.+th.	EUR/kWh el.
kleiner Landwirtschaftsbetrieb (Eigenbau)			
299	210	0,017	
Anlagen mit Abfallverarbeitung			
	597	0,050	0,112
	4.261	0,103	0,284
	2.272	0,151	0,383
	1.534	0,065	0,166
	2166	0,092	0,236
landwirtschaftliche Biogasanlagen			
1.396	668	0,052	0,124
611	321	0,041	0,087
516	516		
731	409	0,024	0,062
511	483	0,026	0,049
753	479	0,036	0,081

6.5.5 Beispielsberechnung für den Einsatz von Maissilage in Biogasanlagen

Es wurde bereits in mehreren Kapiteln darauf hingewiesen, dass der Einsatz von Kofermenten zu höheren Gewinnen beitragen kann. In vielen landwirtschaftlichen Biogasanlagen wird daher Silage mit vergoren. Ob sich aber ein direkter Anbau auf der Betriebsfläche tatsächlich lohnt, muss genau kalkuliert werden. Nachfolgend ist ein Berechnungsbeispiel dargestellt:

Tabelle 6.12 Einsatz von Maissilage in Biogasanlagen

Bedingungen: TS 30 %, o TS 90 %, Motorwirkungsgrad el. 30 %; Prozessenergie el. 8 %, CH₄ 62 %; 0,10 EUR/kWh_{el}; 0,03 EUR/kWh_{th};
nicht enthalten: höhere Investitionskosten, Transport Silo-Biogasanlage

	ME	ohne Wärme- nutzung	ohne Wärme- nutzung	mit Wärmenutzung hoher Gasertrag
Bruttoertrag	dt/ha	400	450	450
Nettoertrag	dt/ha	336	378	378
Gasausbeute	m ³ /kg oTS	0,6	0,6	0,7
Gasertrag	m ³ /ha	5443	6124	7144
Energiegehalt	kWh/ha	33748	37966	44294
nutzbarer Strom	kWh/ha	9314	10479	12225
nutzbare Wärme	kWh/ha			12000
Erlös Strom	EUR/ha	953	1072	1250
Erlös Wärme	EUR/ha			368
Düngewertanteil	EUR/ha	110	124	124
Gesamterlös	EUR/ha	1062	1195	1742
Ausbringungskosten (2,50 EUR/m ³)	EUR/ha	143	161	161
Kosten Biogasanlage (0,15 EUR/kWh _{el})	EUR/ha	155	174	203
Anbau-/Silierkosten	EUR/ha	1260	1260	1260
Gesamtkosten	EUR/ha	1558	1595	1624
Flächenprämie	EUR/ha	393	393	393
Gewinn ohne Prämie	EUR/ha	-495	-400	118
Gewinn mit Prämie	EUR/ha	-103	-7	510

Gewinn Winterweizen	EUR/ha	211
Gewinn Wintergerste	EUR/ha	136
Gewinn Raps	EUR/ha	80
Gewinn Erbsen	EUR/ha	102

Wie aus der Berechnung hervorgeht, können höhere Gewinne bei der Energieerzeugung gegenüber normaler Marktfruchtproduktion nur bei guten Maiserträgen mit hoher Silagequalität und der Möglichkeit der Wärmenutzung erreicht werden. Die Werte für die Anbau- und Silierkosten sowie die Gewinne für den Marktfruchtbau stammen aus sächsischen Kalkulationsmodellen und Betriebserhebungen (LfL, FB LB). Umstritten ist die Höhe der Anbau- und Silierkosten für den Mais, viele Betriebe und Planungsbüros rechnen hierfür mit niedrigeren Kosten. Zu bedenken ist jedoch, dass diese Kosten in sächsischen Betrieben ermittelt wurden und nur sehr wenige Betriebe eine exakte Kostenstellenrechnung durchführen, in der auch die Maschinenkosten in exakter Höhe zugeordnet werden. Genaue betriebliche Berechnungen sind also vorzunehmen, wenn man mit der Silageproduktion Geld auf dem Energiemarkt verdienen will.

7 Planung landwirtschaftlicher Biogasanlagen

Bearbeiter: *Fachverband Biogas e. V.*

Dipl.-Ing. Andreas Kretschmer

Dipl.-Chem. Roland Schnell

Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft

Dipl.-Ing. agr. Kerstin Jäkel

Kap. 7.1, 7.4

Kap. 7.5

Kap. 7.2, 7.3

7.1 Entscheidungsfindung zum Bau einer Biogasanlage durch Festlegung der Betriebsziele	3
7.2 Entscheidung über die Rechtsform einer Biogasanlage	4
7.3 Planungsprozess des landwirtschaftlichen Betriebes zum Bau einer Biogasanlage	5
7.4 Planungsprozess und Bauausführung durch einen Projektsteuerer	12
7.5 Kenngrößen zur Beurteilung von Biogasanlagen	13

7 Planung landwirtschaftlicher Biogasanlagen

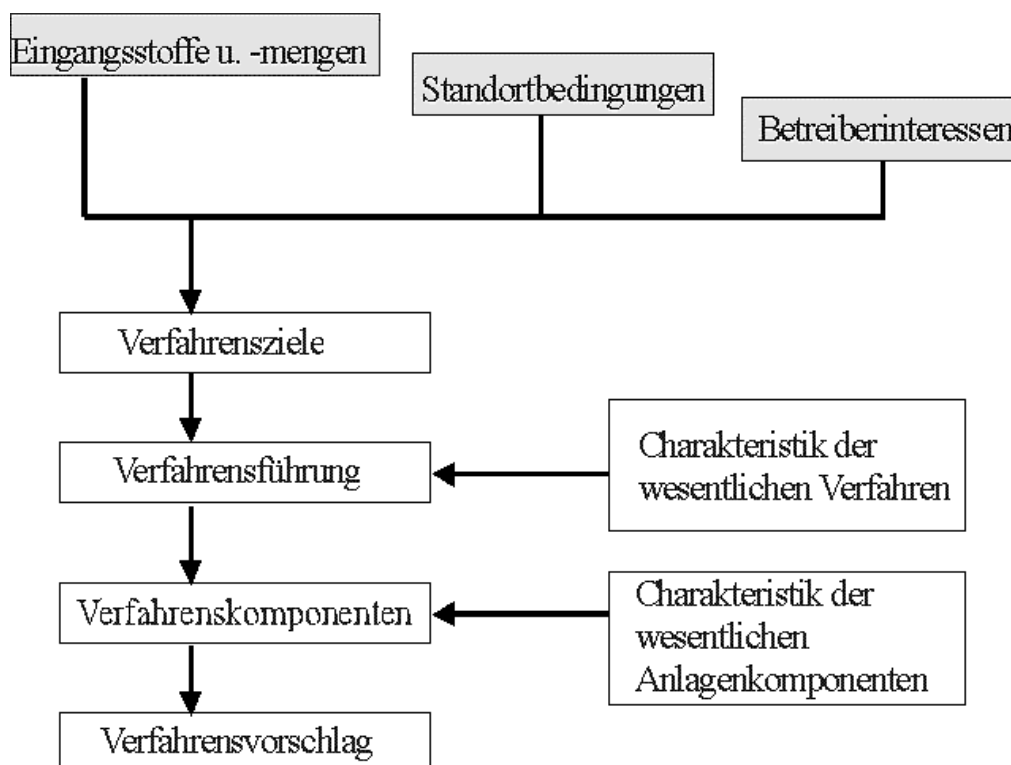
Die Planung landwirtschaftlicher Biogasanlagen verlangt prinzipiell eine Einzelplanung für jeden Betrieb. Der an der Errichtung und dem Betrieb einer Biogasanlage interessierte Landwirt / Landwirtschaftsbetrieb steht dabei einem entwickelten Stand der Technik und einer Vielzahl erprobter Verfahrensführungen sowie einer noch größeren Anzahl von regionalen, nationalen und internationalen Leistungsanbietern gegenüber.

Die Auswahl der Verfahrensvariante mit den optimalen Betriebsparametern für seinen Landwirtschaftsbetrieb bei gleichzeitig günstiger Rentabilität erweist sich als standortabhängige Optimierungsaufgabe – immer bleibt es eine einzelplanerische Leistung zur Dimensionierung und Auslegung der maschinentechnischen Einrichtungen (Pumpen, Wärmetauscher etc.), der biotechnologischen Einheiten (bsp. Fermenter), der gastechnischen Einheiten (insbesondere der Gassicherheitstechnik) und der Einbindung der Anlage in die bestehenden oder zu modernisierenden Betriebssysteme.

7.1 Entscheidungsfindung zum Bau einer Biogasanlage durch Festlegung der Betriebsziele

Erster Schritt zur Konkretisierung eines Planungsvorhabens ist immer die Festlegung der mit dem Vorhaben verbundenen **eigenen Betriebsziele** und **Beurteilungskriterien**. Das in der folgenden Übersicht dargestellte Prinzip kann als Leitfaden für ein solches Vorgehen dienen:

Abbildung 7.1 Entwicklung eines standortspezifischen Verfahrenskonzepts



Quelle: Kretschmer, Fachverband Biogas e.V.

Die mit dem Vorhaben zur Errichtung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage verbundenen **Ziele** können bei verschiedenen Landwirten sehr unterschiedlich sein, was die Anlagenplanung maßgeblich beeinflussen kann. Zu den häufig benannten Betreiberinteressen gehören u. a.:

- Modernisierung des gesamten Betriebsregimes, insbesondere Einführung eines Energiemanagements zur Senkung des Energieverbrauchs des Gesamtbetriebes,
- teilweise Ablösung der Energieabnahme vom regionalen Energieversorgungsunternehmen,
- Senkung der spezifischen Energiekosten für Kühl-, Heiz- und Reinigungsprozesse,
- Zusatzerlös durch gesetzliche Einspeisevergütung für Strom aus regenerativen Energieträgern oder durch Annahme von Kofermenten aus gewerblicher oder kommunaler Sammlung (Entsorgungsgebühr),
- energetische Nutzung anfallender Reststoffe mit Reduzierung des mineralischen Düngerbedarfs,
- Schaffung energetisch und betriebswirtschaftlich optimaler Voraussetzungen für geplante Betriebserweiterungen (z. B. Gewächshäuser, Trocknungs-, Schlachtanlagen),
- Senkung des Feststoffgehaltes der Gülle zur Sicherung einer guten Pumpfähigkeit,
- Umfunktionieren der vorhandenen Gebäude und technischen Einrichtungen, z. B. Güllebehälter,
- Reduzierung der Geruchsemissionen der Rohgülle durch Vergärung zur Biogasgülle bei gleichzeitiger Nutzung der günstigeren pflanzenbaulichen Eigenschaften der Biogasgülle,
- Verbesserung des Betriebsmanagements in ökologisch wirtschaftenden Betrieben,
- klimawirksame Senkung der CO₂ und CH₄-Emissionen als Beitrag des Landwirtschaftsunternehmens in der Region.

7.2 Entscheidung über die Rechtsform einer Biogasanlage

Ausgangspunkt in den Überlegungen zur Auswahl der richtigen Rechtsform für die Betreibung einer Biogasanlage sind meistens steuerliche Fragen und Fragen der Haftung.

Zuerst muss grundsätzlich geprüft werden, ob es sich um einen landwirtschaftlichen Nebenbetrieb oder um einen Gewerbebetrieb handelt (vgl. Kap. 2.3.3.1). Kann die Einordnung der Biogasanlage als landwirtschaftlicher Nebenbetrieb erfolgen, so bedarf es keiner Gründung als eigenständiges Unternehmen. Die Biogasanlage ist als Nebenbetrieb ein Teil des landwirtschaftlichen Unternehmens.

Handelt es sich jedoch um einen eindeutigen Gewerbebetrieb, so sollte dieser als eigenständiges Unternehmen geführt und vom eigentlichen landwirtschaftlichen Unternehmen abgekoppelt werden.

Gemeinschaftsanlagen, welche üblicherweise in Mitunternehmerschaft geführt werden, sind ebenfalls durch die Gründung eines eigenständigen Unternehmens vom landwirtschaftlichen Betrieb zu trennen.

Das deutsche Gesellschaftsrecht bietet dazu vielfältige Möglichkeiten in Form von Personen- (z. B. KG, OHG, BGB, GmbH&CoKG) u. Kapitalgesellschaften (z. B. AG, GmbH). Die wichtigsten gesetzlichen Regelungen dazu sind im BGB, HGB, AktG und GmbHG verankert. Rechtlicher Beistand im Vorfeld einer Gründung ist daher zwingend notwendig.

Die Auswahl der richtigen Rechtsform ist immer von den gegebenen Ansprüchen und Vorstellungen der Betreiber bzw. Eigentümer abhängig. Als sehr gut geeignete Rechtsform ist die GmbH anzusehen. Gesellschafter können eine oder mehrere Personen sein, das Stammkapital beträgt 25.000 EUR und vor allem die Haftung beschränkt sich auf das vorhandene Gesellschaftsvermögen und Einlagen der Gesellschafter.

Die Entscheidung über die Wahl der Rechtsform sollte grundsätzlich nach Abschluss der Vorbereitungsphase und vor Beginn der Planungsphase erfolgen, da die entstehenden Kosten immer dem Rechnungsträger zuzurechnen sind. Nachträgliche Änderungen der Rechtsform des Antragstellers und Bauherren einer Biogasanlage werden demnach finanztechnisch nicht mehr wirksam.

7.3 Planungsprozess des landwirtschaftlichen Betriebes zum Bau einer Biogasanlage

Bevor ein Hersteller oder ein Ingenieurbüro mit der Planung beauftragt wird, müssen grundsätzliche betriebsspezifische Rahmenbedingungen quantitativ und qualitativ bestimmt werden. Zur Verwirklichung der gesetzten Ziele sind vorab alle gesetzlichen Möglichkeiten und Vorschriften zu prüfen. Als nächstes werden die zur Verfügung stehenden Rohstoffe und deren zeitlicher und mengenmäßiger Anfall erfasst. Aus dem Substratanfall wird das voraussichtliche Energiepotential ermittelt. Dieses ist dem Energiebedarf des Betriebes oder des Standorts gegenüberzustellen. Dabei sind alle elektrischen und thermischen Verbraucher und deren zeitliche Nutzung zu erfassen.

Die **Optimierung zwischen Energieanfall und -bedarf** ist durch verschiedene Bedingungen steuerbar. Beispiele dafür sind:

- Änderung des betrieblichen Energiemanagements (vgl. Kapitel 5),
- Einbringen von Zuschlagstoffen,
- Optimierung der Liefer- und Abnahmeverträge,
- Schaffung von Nutzungsmöglichkeiten für die anfallende Wärme,
- optimale Nutzung gesetzlicher Voraussetzungen.

Auch die Vorabsprachen mit Zulieferfirmen für Kofermente und mit Abnehmern von Energie, Wärme und anderen Endprodukten müssen möglichst in schriftlicher Form vor dem Beginn der Verfahrensplanung vorliegen. Denn nur so können entsprechende Verfahrensschritte eingebaut und eine mögliche Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgen.

Werte für exakte Berechnungen sind insbesondere aus Kapitel 3 zu entnehmen. Bei der Analyse der Substratangebote sollten, soweit vorhanden, eigene betriebliche Daten verwendet werden. Wenn keine betrieblichen Angaben über die Menge an tierischen Exkrementen vorliegen, so kann der monatliche Anfall an Gülle, Jauche und Dung über die Tieranzahl nach Tabelle 3.2 ermittelt werden. Der jährliche Anfall berechnet sich abzüglich der Weidetage. Zur Ermittlung des Frischmistanfalls ist der errechnete Dunganfall durch einen Faktor von 0,65 (Rotteverluste und Lagerdichte) zu dividieren. Die Berechnung bis zur anfallenden Energiemenge unter Beachtung der Trockensubstanzgehalte der Substrate ist aus Tabelle 7.1 ersichtlich. Die Berechnung der Zusatzstoffe erfolgt auch entsprechend der Tabelle 7.1. Die Trockensubstanzgehalte und Methanausbeuten für die Zusatzstoffe können der Tabelle 3.12 (Kapitel 3) entnommen werden.

Tabelle 7.1 Berechnung der anfallenden Energiemenge

Tierbestände	Anzahl Tiere	Weide-tage	Aufkommen an tierischen Exkrementen (entsprechend Tabelle 3.2, Kapitel 3)			Aufkommen an tierischen Exkrementen (unter Berücksichtigung von TS- und oTS-Gehalten für verschiedene Tierarten)			Gasausbeute		Energiegehalt 6,2 kWh/m ³ Biogas bei 62 % CH ₄
		Tage pro Jahr	Gülle m ³ /Jahr	Dung*) m ³ /Jahr	Jauche m ³ /Jahr	Gülle kg oTS/Jahr	Dung kg oTS/Jahr	Jauche kg oTS/Jahr	m ³ Gas/ kg oTS	m ³ Biogas/ Jahr	KWh/Jahr
Rinder						12% TS 76,5% OTS	25% TS 75% OTS	2% TS 60% OTS	0,32		
Schweine						5% TS 72% oTS	25% TS 83% oTS	2% TS 70% oTS	0,58		
Schafe, Ziegen							40% TS 80% oTS		0,66		
Pferde							25% TS 75% oTS		0,55		
Geflügel						Trockenkot 60% TS 75% oTS	Dung 45% TS 75% oTS		0,46		

*) Faktor 0,65 zur Ermittlung des Frischmistanfalls durch Rotteverluste und Lagerdichte einbeziehen

Zusatzstoffe	Aufkommen						Gasausbeute		Energiegehalt
	t/a	kg/a	TS in %	kg TS/ Jahr	oTS in %	kg oTS/ Jahr	m ³ Gas/ kg oTS	m ³ Biogas/ Jahr	6,2 kWh/m ³ Biogas bei 62 % CH ₄ kWh/Jahr
Futterreststoffe (Rind)					70		0,37		
landwirtschaftliche Reststoffe									
Zuckerrübenblatt					85		0,50		
Getreidestroh					85		0,37		
Rapsstroh					85		0,37		
Klärschlamm					38		0,52		

Quelle: LfL, FB LB, Jäkel

Aus den vorherigen Berechnungen können bereits die **Einnahmen kalkuliert** werden. Die Ausgaben bzw. die **Kosten** können nur sehr grob **geschätzt** werden, hierfür benötigt man die Kostenangebote von Herstellern oder Planungsbüros. Auf jeden Fall kann damit aber das Maximum der möglichen Anlagenkosten ermittelt werden. Stehen die Einnahmen in einer günstigen Relation zu den Ausgaben, kann man sich weiterhin mit einer genaueren Planung einer Biogasanlage befassen. Ist das nicht so, müssen die Ausgangsbedingungen verbessert werden oder es ist von dem Bau einer Anlage abzusehen.

Für die Bemessungsgrößen von Anlagen sind demzufolge der Bedarf an Energie oder die Menge der zur Verfügung stehenden Substrate ausschlaggebend. Für die verschiedenen Lösungsalternativen sind Kostenberechnungen vorzunehmen. Aus der Gesamtheit der Alternativen kann mit Hilfe technischer, wirtschaftlicher und betrieblicher Kriterien die günstigste Lösung ermittelt werden. Erst jetzt kann man eine **exakte Wirtschaftlichkeitsberechnung** durchführen. Dazu kann die Tabelle 7.2 verwendet werden.

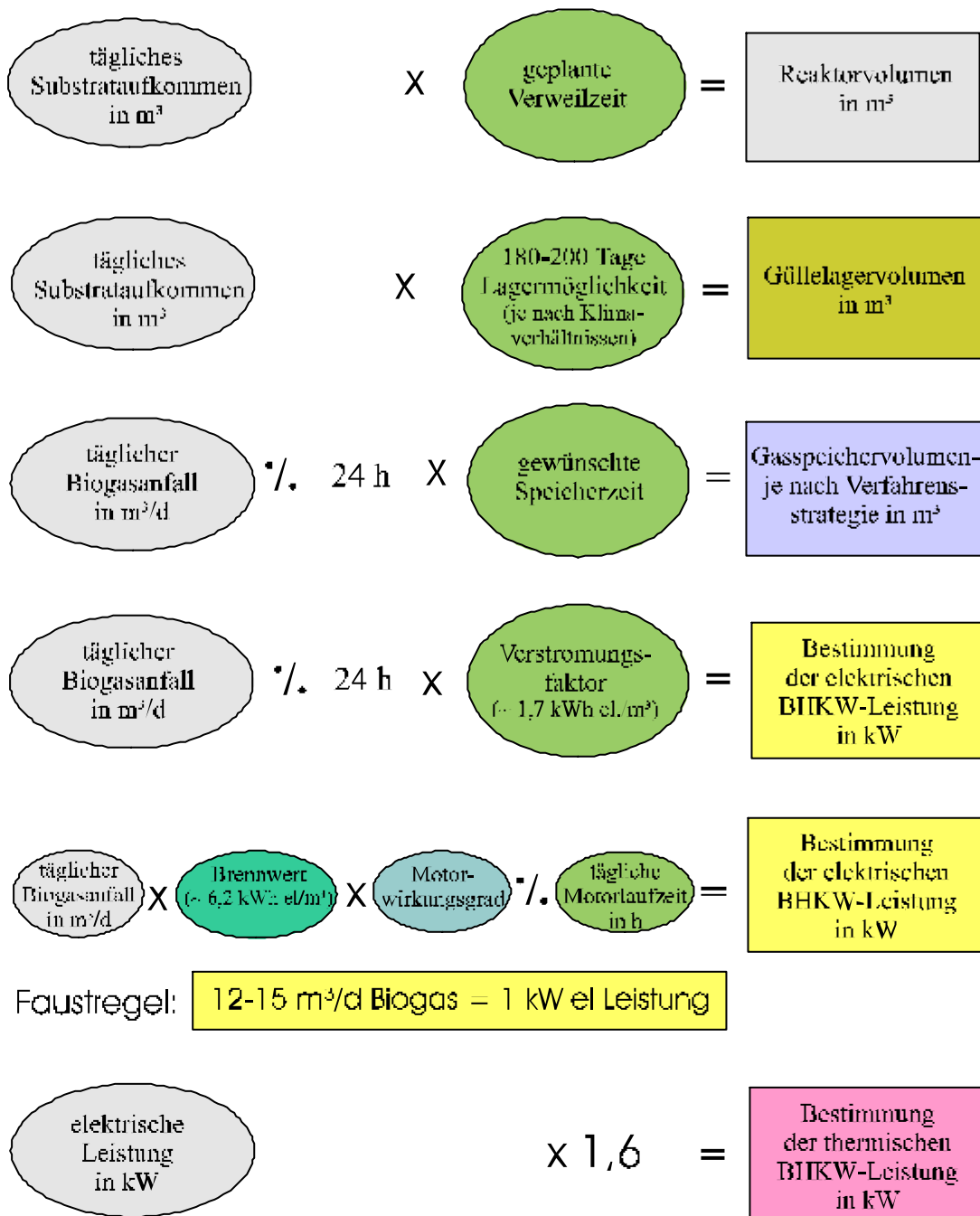
Tabelle 7.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Energiegehalt		Ergebnis aus Tab. 7.1	kWh/Jahr
Verluste	ca. 20 %		kWh/Jahr
Wärmeenergie	ca. 50 %		kWh/Jahr
dav. Prozessenergie	ca. 35 %		kWh/Jahr
Elektroenergie	ca. 30 %		kWh/Jahr
dav. Prozessenergie	ca. 8 %		kWh/Jahr
Bezug elektr. Energie			kWh/Jahr
Einnahmen			
Eigenbedarfsdeckung Elektroenergie	... kWh x EUR/kWh		EUR
Stromverkauf an Dritte	... kWh x EUR/kWh		EUR
Stromeinspeisung	... kWh x 0,10 EUR/kWh		EUR
Eigenbedarfsdeckung Wärme	... kWh x 0,03 EUR/kWh		EUR
Wärmeenergieverkauf (Substitutionswert zur bisherigen Versorgung)			EUR
Entsorgungseinnahmen t x EUR/t		EUR
Verkauf anderer Endprodukte			EUR
Gesamteinnahmen/Jahr			EUR
Investitionen der Anlage	... EUR/GV		EUR
dav. Fördermittel			EUR
Kosten ohne Fördermittel			EUR
Kosten			
Abschreibung Jahre	6,25 %		EUR
Zinsbelastung	... %		EUR
Wartung und Betriebskosten	2 %		EUR
Instandhaltung	2 %		EUR
Arbeitskraft (je nach Größe der Anlage)			EUR
Stromzukauf (über Landwirtschaftsbetr.)			EUR
Versicherung (je nach Größe der Anlage)	0,5 %		EUR
Gesamtkosten /Jahr			EUR
Gewinn/Verlust			EUR

Quelle: LfL, FB LB, Jäkel

In einem weiteren Schritt ist eine **kostengünstige Anlagenkonfiguration** in technischer Hinsicht zu ermitteln. Dazu gehört auch die Suche nach dem günstigsten Standort. Aus den betrieblichen Gegebenheiten, dem Energieanfall und der geplanten Verweilzeit kann jetzt die Dimensionierung der Gesamtanlage, das Fermenter- und Gasspeichervolumen und die BHKW-Leistung grob berechnet werden. Die rechnerische Anleitung dazu liefert Abbildung 7.2.

Abbildung 7.2 Berechnungsbeispiele für die Größe der Anlagenteile



Quelle: LfL, FB LB, Jäkel

Die Energiebilanz kann für den jeweiligen Betrieb nach Aufstellung der Tabelle 7.3 berechnet werden.

Tabelle 7.3 Gesamtenergiebilanz der thermischen und elektrischen Energie

Energiebilanz BHKW			elektrische Energie
Motorleistung		 kW
Motorwirkungsgrad			ca. 30 %
Energieanfall		kWh/d	
Prozessenergie	Winter	kWh/d	
	Sommer	kWh/d	
Verbrauch Milchviehstall	Winter	kWh/d	
	Sommer	kWh/d	
andere Verbraucher	Winter	kWh/d	
	Sommer	kWh/d	
Verkauf an Dritte	Winter	kWh/d	
	Sommer	kWh/d	
Einspeisung		kWh/d	

Energiebilanz		thermische Energie											
BHKW		Jan	Feb	März	April	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Dez
Motorleistung	 kW											
Motorwirkungsgrad		ca. 50 %											
Energieanfall	kWh/d												
Bedarf, davon:													
Prozessenergie	kWh/d												
Stall	kWh/d												
Werkstatt	kWh/d												
Heizung	kWh/d												
Sanitäranlagen	kWh/d												
sonstiges	kWh/d												
Differenz:	kWh/d												
Anfall-Bedarf													

Quelle: LfL, FB LB, Jäkel

Der ständige Wechsel zwischen der durch Wirtschaftlichkeitskriterien und der durch technische Kriterien geprägten Planungsebene führt schrittweise zur **optimalen Anlagenauslegung**.

Allerdings sind bei dieser Berechnung auch Effekte zu beachten, die monetär noch nicht zu bewerten sind, wie beispielsweise die **umweltverbessernden Aspekte**. Liegen die Ziele des Unternehmens besonders in dieser Richtung, müssen andere Maßstäbe für die Beurteilung des Vorhabens herangezogen werden.

Weiterhin müssen **betriebliche Besonderheiten** berücksichtigt werden, z. B. Kofermentation, Umnutzungsvarianten für bauliche Anlagen, Abwasserverwendung, Standortfragen ect.

Für die letztendliche Festlegung auf eine bestimmte Lösung ist also nicht allein das ökonomische Optimum bestimmend, sondern auch die genannten zusätzlichen Bedingungen, die Liquidität des Betriebes, bestimmte Kapazitätsausweitungen, wichtigere Investitionen, die Stabilität des biologischen Prozesses und vieles andere mehr.

Rentabilität, Liquidität und Stabilität als Kenngrößen des Produktionsprozesses müssen stets im Zusammenhang mit dem Gesamtbetrieb gesehen werden. Es muss geprüft werden, ob die Investition in eine Biogasanlage eine gewisse Vorteilhaftigkeit oder relative Vorzüglichkeit gegenüber anderen Investitionen im Betrieb hat.

Allseitige Informationen zum Thema Biogas verschafft man sich durch:

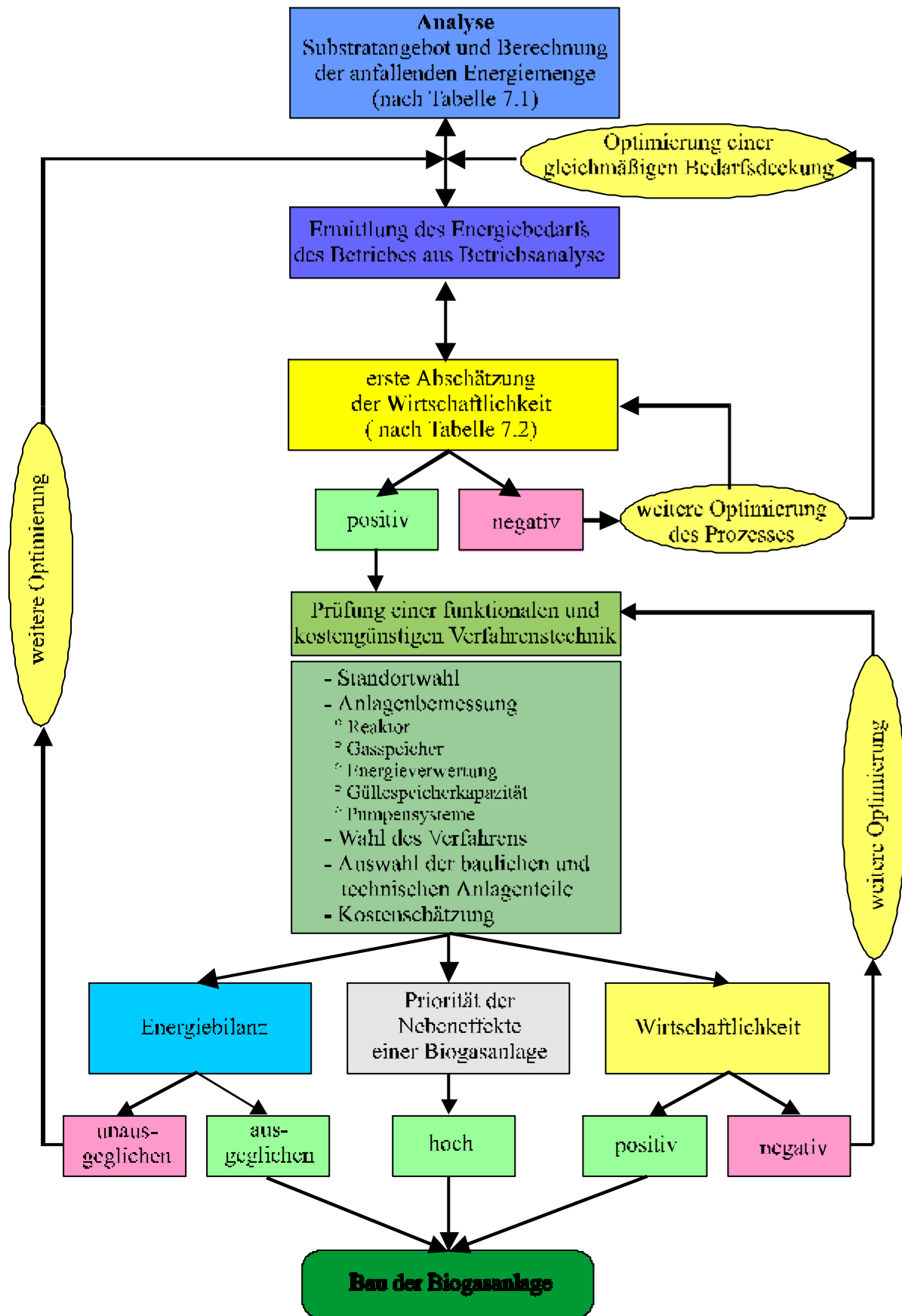
- Teilnahme an Fachtagungen
- Firmenkontakte
- Beratungsstellen
- Behörden
- Literaturstudium
- den Besuch von Anlagen

In der Abbildung 7.3 ist zusammenfassend der Planungsverlauf in landwirtschaftlichen Unternehmen dargestellt. Der in Kapitel 7.4 dargestellte Planungsverlauf mittels Projektsteuerer läuft mit den Planungen des zukünftigen Biogasanlagenbetreibers wechselseitig ab.

Bereitstellung betrieblicher Unterlagen für die Planung:

- Lageplan des Betriebes
- Struktur der Gebäude und baulichen Anlagen (schematische Darstellung)
- Beschreibung des baulichen Zustands der Gebäude und technischen Einrichtungen
- bisherige Güllelagerkapazität
- Wärmebedarf für Raumheizung über das Jahr nach Monaten
- Wärmebedarf für die Brauchwassererwärmung über das Jahr nach Monaten
- sonstiger Wärmebedarf nach Monaten
- Wirkungsgrad der zu ersetzenden Technik
- Elektroenergiebedarf nach Monaten mit den entsprechenden Spitzenlasten
- Auflistung der elektrischen Verbraucher mit Anschlussleistung und zeitlichem Einsatz
- geplante und realisierte Energiesparmaßnahmen
- tägliche Güllemenge und Zusammensetzung, Anzahl Tiere und Tierplätze
- Anfall anderer Stoffe, die für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen
- durchschnittliche Außentemperatur nach Monaten geordnet
- Kostenzusammenstellung für alle Energiearten mit Angabe entsprechender Tarife
- derzeitige Betriebsmittelpreise
- Lohnkosten im Betrieb

Abbildung 7.3 Planungsverlauf in landwirtschaftlichen Unternehmen



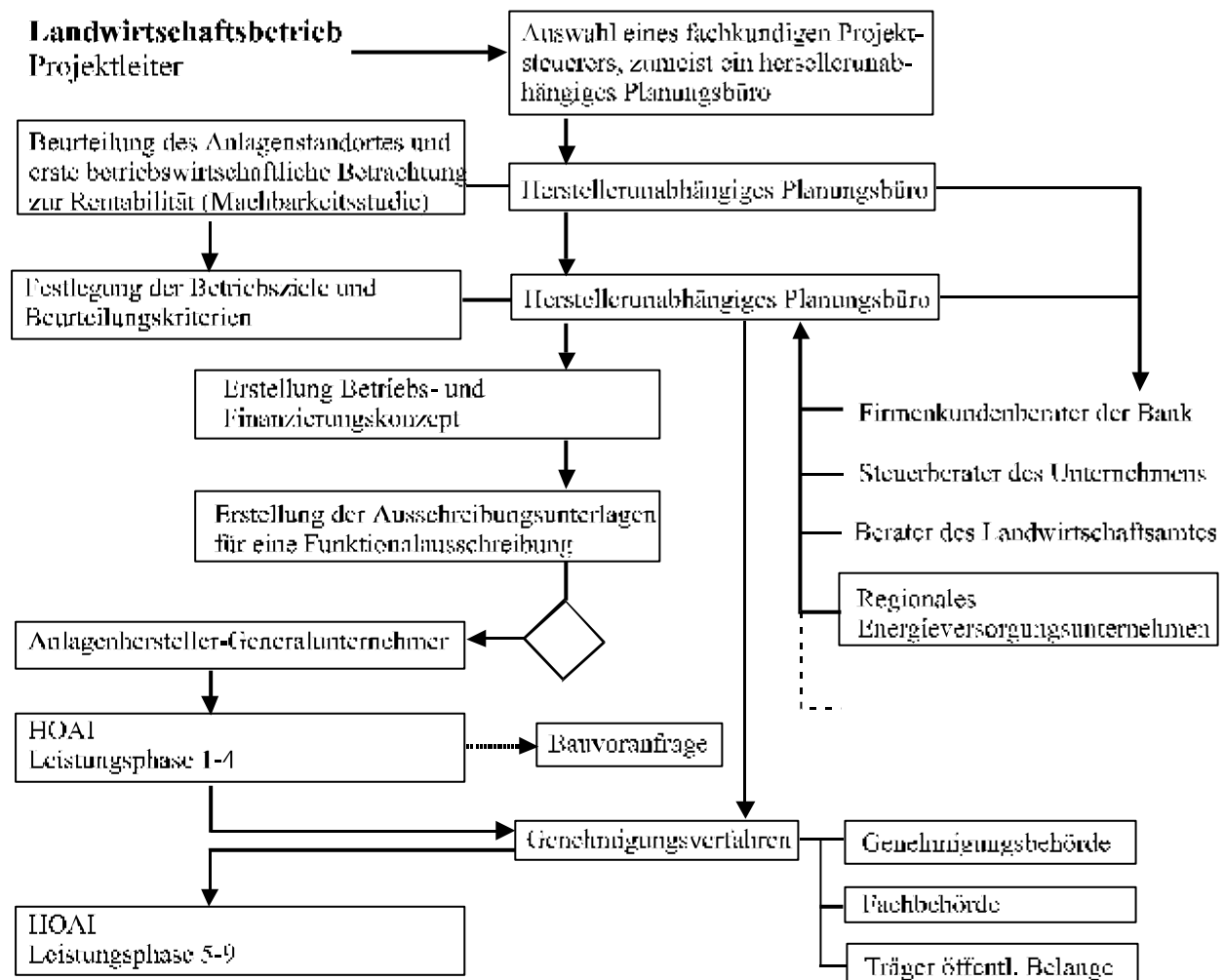
Quelle: LfL, FB LB, Jäkel

7.4 Planungsprozess und Bauausführung durch einen Projektsteuerer

Es bleibt dem landwirtschaftlichen Betrieb immer überlassen, die sogenannte Leistung aus einer Hand auf den Anlagenhersteller zu reduzieren, er kann jedoch den gleichen Effekt mit der Beauftragung eines unabhängigen Projektsteuerers erreichen, ohne sich bereits mit dem ersten Schritt auf ein Verfahren festlegen zu müssen und sich selbst einzuschränken.

Ein empfohlener Planungsablauf für eine landwirtschaftliche Biogasanlage sollte folgendem allgemeinen Ablaufschema entsprechen:

Abbildung 7.4 Möglicher Planungsablauf mit Projektsteuerer



Quelle: Kretschmer, Fachverband Biogas e.V.

Das erprobte Verfahren zur Ermittlung des günstigsten Anbieters hinsichtlich der technischen Verfahrensführung und der Wirtschaftlichkeit ist eine (verfahrensoffene) Ausschreibung auf der Grundlage klarer Rahmensetzungen. Zu einer sachlichen Abwägung der Vor- und Nachteile einzelner verfahrens- und anlagentechnischer Angebote sollte sich der Landwirt immer einer auf seinen konkreten Standort und auf seine speziellen Ziele konzentrierenden unabhängigen Beratung (Bewertung der Angebote und Vergabeempfehlung) bedienen.

Die gesamte Bauwirtschaft hat die Vorteile des Einsatzes einer Projektsteuerung hinsichtlich der Kosten, Termin- und Qualitätskontrolle sowie einer sicheren Vertragsgestaltung (Ausschluss von Risiken und Gewährleistungssicherheit) seit Jahren erfolgreich erprobt. Ein landwirtschaftlicher Betrieb sollte sich im Bau- und Anlagenbereich dieser Erfahrungen - des Projektmanagements - bedienen.

Der unabhängigen Projektsteuerung sollte auch das Behördenmanagement und die Genehmigungsplanung übertragen werden.

Für das Behördenmanagement, die Genehmigungsverfahren und die weitere Bauplanung muss der Projektingenieur eine Reihe von Unterlagen erarbeiten.

Bereitzustellende Planungsparameter des Planungsingenieurs:

- Zeichnung und Beschreibung der geplanten Anlage
- Beschreibung des Verfahrens
- Aufzählung und Beschreibung der einzelnen Anlagenteile
- Berechnung aller Verfahrensparameter, wie Verweilzeit, Wirkungsgrade, Anteil der Prozessenergie, Wärmekapazitäten, Temperaturen, Energieverluste
- monatliche und jährliche Elektroenergiebilanz
- monatliche und jährliche Wärmeenergiebilanz
- Fließschema der Energieströme
- Kostenzusammenstellung der einzelnen Anlagenteile
- exakte Wirtschaftlichkeitsberechnung

7.5 Kenngrößen zur Beurteilung von Biogasanlagen

Für die Beurteilung von Biogasanlagen und den Vergleich zwischen verschiedenen Systemen und Anlagenkonzepten dienen eine Reihe von Kenngrößen, die sich auch in der Literatur oder in den Unterlagen der Anbieter von Biogasanlagen, dort aber in der Regel nie in der gewünschten Vollständigkeit, wiederfinden.

Man kann unterscheiden zwischen:

- Betriebsdaten, die durch eine Messung bestimmt werden müssen,
- Kennwerten, die aus den gemessenen Größen errechnet werden.

Die Bedeutung dieser Kenngrößen für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit einer Biogasanlage sollten nicht überbewertet werden, da ein Vergleich auf der Basis einer einzigen Größe, etwa der Raumbelastung, der Sache niemals gerecht werden kann. Letztlich entscheidend sind die wirtschaftlichen Kenngrößen, die angeben, ob die Anlage ihre Kosten in einem akzeptablen Zeitraum einspielt.

In nachfolgender Tabelle 7.4 sind diese Kenngrößen aufgeführt.

Tabelle 7.4 Kenngrößen zur Beurteilung von Biogasanlagen

Kenngröße	Symbol Formel	Einheit	Ermittlung durch
Temperatur	T	°C	Messung während des Betriebs
Betriebsdruck	p	mbar	Messung während des Betriebs
Kapazität, Durchsatz	v	m ³ /d; t/d	
Reaktorvolumen	VR	m ³	Konstruktiv festgelegt
Gasmenge	pro Tag V pro Jahr V	m ³ /d m ³ /a	Messung während des Betriebs und Umrechnung auf Nm ³
Verweilzeit	τ	d	Berechnen aus Betriebsdaten
Raumbelastung		kg oTS/m ³ u. Tag	Berechnen aus Betriebsdaten
Methankonzentration im Biogas	CH ₄	%	Messung während des Betriebs
spezifische Biogasausbeute		%	Berechnen aus Betriebsdaten
spezifische Biogasproduktion		m ³ / m ³	Berechnen aus Betriebsdaten
Bruttoenergie		kWh	Ermitteln aus der Menge des Biogases und der Methankonzentration
Stromproduktion		kWh	Messen am Generator des BHKW
Abgabe ans Netz		kWh	Messen nach dem Generator des BHKW
Wirkungsgrad des Blockheizkraftwerkes	η	%	Berechnen aus den Betriebsdaten
Eigenbedarf thermisch / elektrisch		kWh	Grundlage der Planung, danach Messen während des Betriebs
spezifischer Eigenbedarf thermisch elektrisch		kWh/m ³ Input kWh/GV	Berechnen aus Betriebsdaten
Energieproduktion		kWh	Summe der Energie, die sinnvoll verwertet wird. Berechnen aus den Betriebsdaten
Wirkungsgrad der Anlage	η	%	Nettoenergiegewinn bezogen auf Bruttoenergie
Verfügbarkeit		%	Anteil der Stunden eines Jahres an denen die Anlage voll funktionstüchtig war
Auslastung		%	Verhältnis der realen Menge Input zur projektierten Kapazität
Gesamtinvestition		EUR	alle Ausgaben, die von der Biogasanlage verursacht wurden
Fördermittel		EUR	
Förderquote		%	Anteil aller Fördermittel bezogen auf die Gesamtinvestitionen
spezifische Investitionen		EUR/m ³ Reaktor	
		EUR/GV	nur sinnvoll, wenn überwiegend Gülle aus der Tierproduktion verarbeitet wird
spezifische Behandlungskosten		EUR/m ³ Input EUR/GV	

Quelle: Schnell, Fachverband Biogas e.V.

8 Ausgewählte Standorte von Biogasanlagen in Deutschland

*Bearbeiter: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft
Dipl.-Ing. agr. Kerstin Jäkel, Dipl.-Ing. Sabine Mau
Dipl.-Ing. Hagen Nusche*

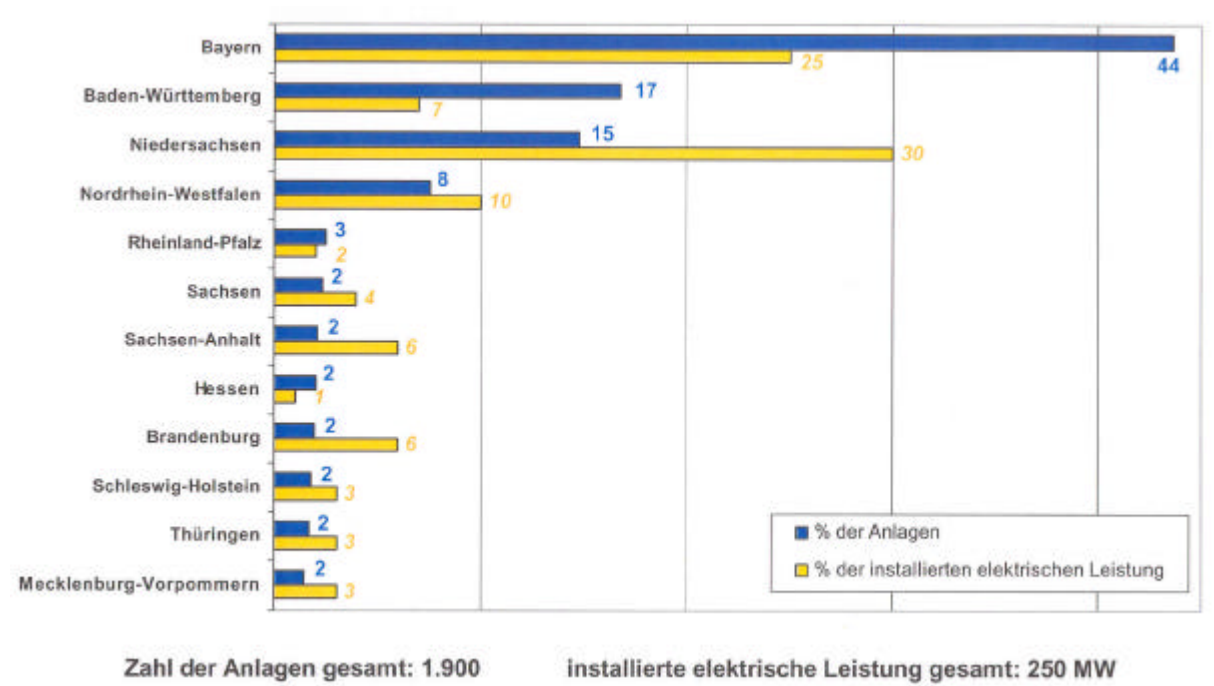
8.1	Überblick über die Biogaserzeugung in Deutschland	3
8.2	Übersicht über die Biogaserzeugung in Sachsen	5
8.3	Beispiele für untersuchte Biogasanlagen in Sachsen	7
8.3.1	Biogasanlage Nassau	8
8.3.2	Biogasanlage Oberlungwitz	10
8.3.3	Biogasanlage Zobes	13
8.4	Übersicht über größere Biogasanlagen in den neuen Bundesländern	16

8 Ausgewählte Standorte von Biogasanlagen in Deutschland

8.1 Überblick über die Biogaserzeugung in Deutschland

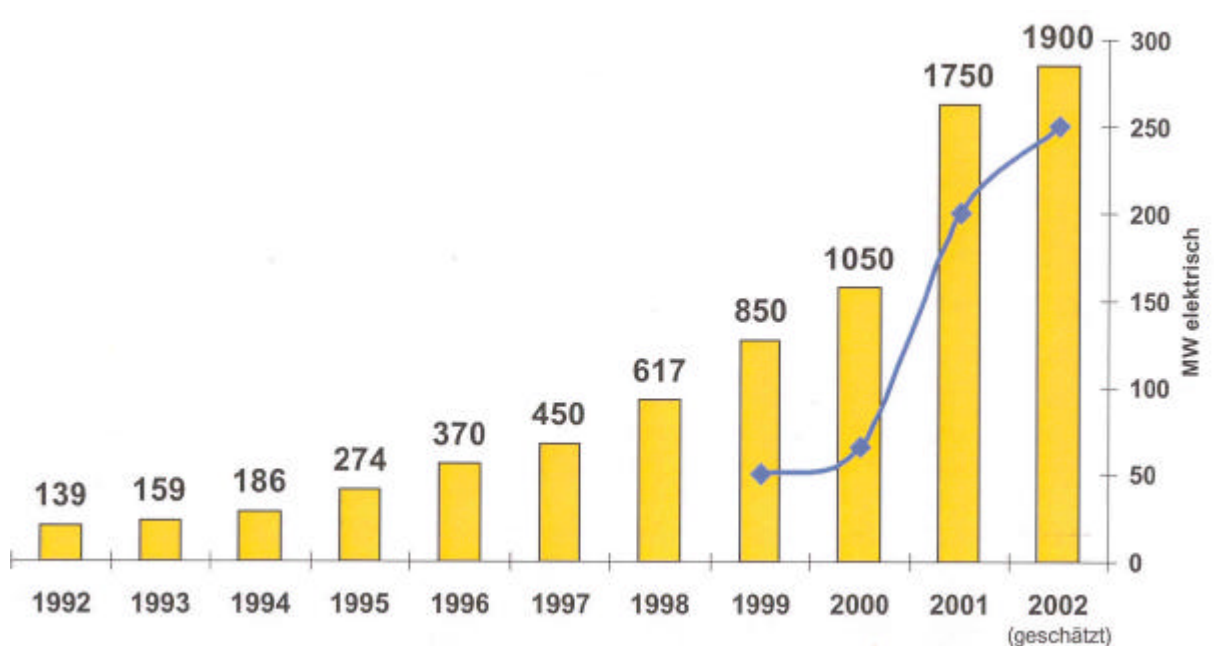
Wie Abbildung 8.1 zeigt, befinden sich in Bayern etwa 44 % der in Deutschland vorhandenen Biogasanlagen, allerdings nur mit ca. 25 % der installierten elektrischen Leistung. In den fünf neuen Bundesländern existieren jeweils 2 % der in Deutschland gebauten Anlagen, wobei die elektrische Leistung 3 - 6 % der Gesamtleistung (in der Summe 22 %) beträgt.

Abbildung 8.1 Biogasnutzung in Deutschland im Jahr 2002



Quelle: Fachverband Biogas e.V.

Abbildung 8.2 Biogasnutzung in Deutschland – Entwicklung von 1992 - 2002



Quelle: Fachverband Biogas e.V.

Von 1992 bis 2001 hat es einen stetigen Anstieg an gebauten Biogasanlagen in Deutschland gegeben (Abb. 8.2). Im Jahr 1992 wurden lediglich 139 Biogasanlagen betrieben, im Jahr 2001 gab es 1.750 Anlagen und für 2002 wurden 1.900 Anlagen geschätzt. Besonders hoch war die Steigerung im Jahr 2001, in dem sich der Bestand an Biogasanlagen und damit verbundener installierter elektrischer Leistung um über 60 % erhöhte.

Wie bereits dargestellt, wurde auch in den neuen Bundesländern die Biogasproduktion deutlich erweitert. In der nachfolgenden Tabelle 8.1 wird das tierhaltungsbezogene Biogaspotential aufgezeigt.

Durch tierische Fäkalien kann nur 1 % des Primärenergieverbrauches gedeckt werden.

Durch die Nutzung landwirtschaftlicher und industrieller Kofermente wird das Energiepotential in Biogasanlagen deutlich gesteigert.

Tabelle 8.1 Tierhaltungsbezogenes Biogaspotential (Stand 2002)

	Einheit	Brandenburg	Mecklenburg-Vorpommern	Sachsen	Sachsen-Anhalt	Thüringen
Biogaspotential	MW	193	156	200	114	102
Methan	Mio. m ³	170	137	174	100	90
Energiegehalt	Mio. kWh	1.684	1.358	1.740	916	895
Elektro - 30 %	MW	58	47	60	34	31
Wärme - 45 %	MW	87	70	90	51	46
nutzbare Energie	MW	118	96	124	71	63
Primärenergieverbrauch (PEV)	GWh	171.639	46.389	155.600	130.000	72.200
Anteil am PEV	%	0,98	2,93	1,10	0,70	1,24
Quellen		ATB	Dr. Ludley	LfL	BBV	BBV, TLL

8.2 Übersicht über die Biogaserzeugung in Sachsen (Stand: 3/03)

Installierte elektrische Leistungen der Biogasanlagen

bestehende Anlagen	6381 kW _{el}
Anlagen, die Förderung beantragt haben	1700 kW _{el}
<i>Anlagen insgesamt</i>	<i>8081 kW_{el}</i>

Aufteilung der einzelnen Verarbeitungseinrichtungen

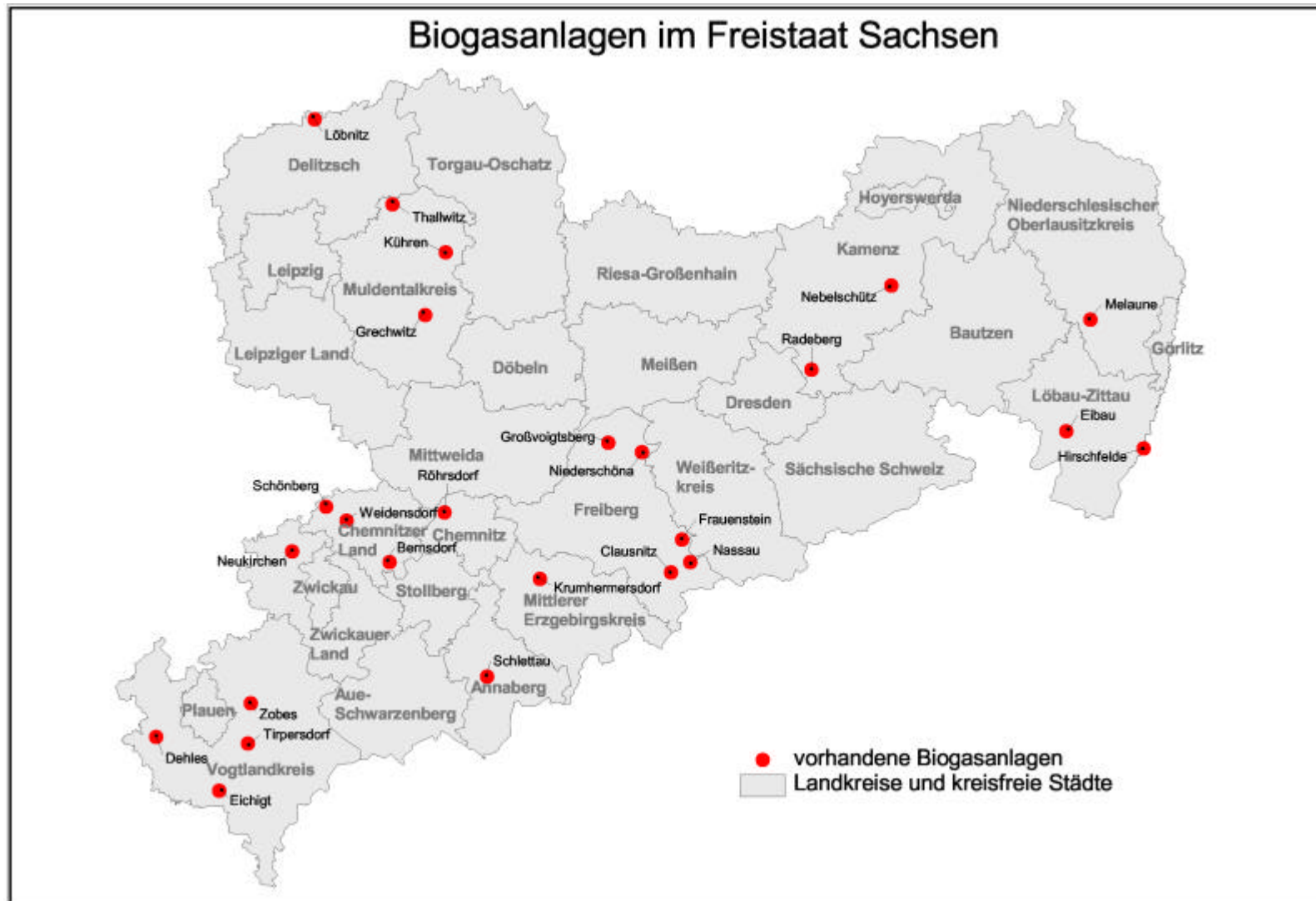
Rind	1848 kW _{el}
Schwein	514 kW _{el}
Abfall/Lebensmittelverarbeitung	4019 kW _{el}

Anteil der installierten elektrischen Leistung sächsischer Biogasanlagen im Vergleich zur Bundesrepublik

Deutschland	250 MW _{el}
Sachsen	8,08 MW _{el} (3,2 %)

Die meisten Biogasanlagen sind in den viehbesatzstärksten Landkreisen entstanden. Die Anzahl von Biogasanlagen mit Rinder- und Schweinegülle ist im Vergleich zum Tierbestand ähnlich. Anlagen der Lebensmittelverarbeitung oder Abfallvergärung haben meist eine deutlich höhere installierte elektrische Leistung im Vergleich zu landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Im Durchschnitt aller sächsischer Anlagen ist eine elektrische Leistung von 255 kW_{el} installiert.

Abbildung 8.3 Biogasanlagen in Sachsen



8.3 Beispiele für untersuchte Biogasanlagen in Sachsen

Nachfolgend werden 3 unterschiedliche Biogasanlagen-Typen dargestellt.

Tabelle 8.2 Biogasanlagen unterschiedlicher Konzeptionen in Sachsen

bestehende Anlagen	Typ
<i>Biogasanlage Nassau</i> Erbauer: Landwirt Günter Koch Dorfstr. 123 09623 Nassau	Kleinstanlage
<i>Biogasanlage Oberlungwitz</i> Agrargenossenschaft Lungwitztal e.G. Hauptstr. 218 a 09337 Bernsdorf	durchschnittliche sächsische Biogasanlage
<i>Entsorgungs- und Aufbereitungs-GmbH Zobes/Vogtl.</i> Mechelgrüner Str. 12 08541 Zobes	Abfallverarbeitungs- anlage

8.3.1 Biogasanlage Nassau



Technische Parameter der Anlage und Energieverwertung

Anlagenparameter

Baujahr	1994
Anlage	Die <i>selbst gebaute Anlage besteht aus folgenden Teilen:</i> <ul style="list-style-type: none">- Vorgrube 6,2 m³ zum Zerkleinern und Durchmischen,- Gärbehälter-Tank 50 m³, 6 mm Stahl,- Gaskessel bzw. Gastherme 10 kW,- Ofen zum Aufheizen des Substrates,- Güllegrube 665 m³,- Elektromotor 2,5 kW zum Rühren.

Verfahren	einstufig, kontinuierlich Der Gärbehälter wird einmal täglich, im Sommer aller 2 Tage, mit ca. 2 m ³ Substrat beschickt. Die Rührwerke sind kontinuierlich im Betrieb.
-----------	---

Verfahrensparameter

Hygienisierung	entfällt
Temperatur	36 - 41 °C
Verweilzeit	28 Tage, im Winter etwas weniger

Energieanfall, Input, Output

Ausgangsstoffe im Jahr	Gülle von 35 GV Rind (29 Kühe, 11 Jungrinder) im Winter, im Sommer durch Weidegang die Hälfte, menschliche Fäkalien - 4 Erwachsene und 4 Kinder, Schlachtabfälle von 7 Kühen, 12 Kälbern, 3 Bullen, Hausabfälle
Biogasertrag	berechnet: 52 m ³ /Tag
Endprodukte	vergaste Gülle Wärme
Hilfs- und Betriebsstoffe	Elektroenergie

Energieverwertung

Laufzeit der Anlage	24 h/d
Eigenverbrauch Wärme	etwa 150 m ² Wohnraum werden voll beheizt, wenn die Wärme nicht ausreicht wird mit Holz nachgeheizt

Gesamtbewertung der Anlage

Prozessstabilität und Betriebssicherheit:

Die biologischen Prozesse laufen ohne Störung. Die Rührwerke arbeiten kontinuierlich. Die Betriebssicherheit der Anlage war bisher gegeben. Einzige Schwierigkeit ist das durch Korrosion erfolgte Zusetzen der Therme. Da das Gas vorher nicht gereinigt wird und insbesondere der Schwefel noch enthalten ist, ist das Gas sehr korrosiv, was an den Außenteilen des Gaskessels auch erkennbar ist.

Umweltpolitischer Nutzen:

Die anfallende Energie wird ausschließlich für die Wärmeerzeugung genutzt. Dadurch können fossile Energieträger unter Nutzung eines geschlossenen CO₂-Kreislaufes eingespart werden.

Nutzen für Betrieb bzw. Wirtschaftlichkeit:

Der Betrieb Koch hat 44 ha landwirtschaftliche Nutzfläche, davon 33 ha Grünland und Futterpflanzen. 11 ha werden mit Getreide bestellt. Zum landwirtschaftlichen Betrieb gehören auch über 7 ha Wald. Der Landwirt betreibt organischen Landbau und verwendet deshalb keine mineralischen Düngemittel. Mit der vergasten Gülle kann die Düngung etwas gezielter durchgeführt werden. Auch die Beweidung der Grünlandflächen ist mit vergaster Gülle weitaus unproblematischer möglich.

Durch die Biogasanlage kann der Betrieb die Heizkosten für ein Wohnhaus einsparen. Zusätzlich kann Holz aus dem Wald genutzt werden. In der Regel fällt jedoch mehr Wärmeenergiemenge an, somit könnte noch weiterer Wohnraum beheizt werden.

8.3.2 Biogasanlage Oberlungwitz



Technische Parameter der Anlage und Energieverwertung

Anlagenparameter

Baujahr	1994	
Anlagenart	Biogasanlage BHKW	Durchflußanlage Bio-Gas-BHKW 3408 G-TA 70 nach dem Magerprinzip mit Synchrongenerator reiner Gasmotor
Verfahren	einstufig, mesophiles Naßverfahren	
Hersteller	Anlage	Biogaskontor Erwin Köberle 89611 Obermarchtal
	Baudurchführung BHKW	Unimot Zwickau Zündstrahlaggregat Fa. Schnell
Reaktor	Volumen	2.300 m ³
Gasspeicher	Material	Beton, Dämmung Polystyrol
	Volumen Art	800 m ³ Doppelfoliengasspeicher

Verfahrensparameter

Hygienisierung	vorhanden bei 70 °C
Temperatur	38 °C
Verweilzeit	33 Tage
Methangehalt des Gases	58,5 %
Heizwert Biogas	5,8 kWh/Nm ³
Abbaugrad org. TS	43 %
Prozessenergieanteil Plan	23 %

Energieanfall, Input, Output

Ausgangsstoffe	Rindergülle	60 m ³ /Tag
	Hühnergülle	10 m ³ /Tag
	Fette	2 m ³ /Tag
gemessener Biogasertrag	2500 m ³ /Tag	
Endprodukte	vergaste Gülle	
	elektr. Energie	
	Wärme	
Hilfs- und Betriebsstoffe	Motorenöl	1080 l Öl/Jahr
	Ölfilter	6 Stück/Jahr
	Zündöl	

Energieverwertung

Motorleistung	el.	216 kW
	th.	325 kW
BHKW	el. Energie max.	4968 kWh/d
	th. Energie max.	7475 kWh/d
Laufzeit des BHKW's		23 h/d
Biogasverbrauch		109 m ³ /h
Tagesverbrauch max.		2.516 m ³ /d
Energiepotential el. max.		14.625 kWh/d
Motorwirkungsgrad el.		30 %
Energieanfall el.		4.387 kWh/d
Prozessenergie el. 8,3 %		581 kWh/d
Verbrauch Milchviehanlage el.		1.158 kWh/d
Einspeisung		2.648 kWh/d
Eigenverbrauch Wärme		505.461 kWh/Jahr
Wärmeverkauf		-----

Gesamtbewertung der Anlage

Prozessstabilität und Betriebssicherheit:

Die Biogasanlage selbst lief zu jeder Zeit betriebssicher und stabil. An mehreren BHKW traten immer wieder Schwierigkeiten auf. Die Stillstandzeiten waren dadurch recht hoch. Zum Teil wurden durch die Wartung des Motors Stillstandzeiten von über 12 Stunden erreicht. Auch die Entsandungsanlage für den Hühnerkot ist relativ reparaturanfällig.

Umweltpolitischer Nutzen:

Die umweltpolitischen Ziele des Betriebes wurden erreicht. In diesem überaus dicht besiedelten Gebiet treten durch die Biogasgülle keine Geruchsbelästigungen mehr auf.

Mit der Nutzung des regenerativen Energieträgers Biogas ergeben sich umweltrelevante Vorteile wie z. B. ein geschlossener CO₂-Kreislauf. Die Agrargenossenschaft ist derzeit dabei, sich vom Energieversorgungsnetz unabhängig zu machen. Für eventuelle Ausfälle muss mit dem Energieversorgungsunternehmen ein Vertrag ausgehandelt werden.

Die anfallende Wärme kann bis jetzt kaum genutzt werden. Wird die kostengünstige Nutzung einmal möglich, z. B. durch den Bau eines beheizten Freizeitbades, kann die Energiebilanz erheblich verbessert werden.

Wirtschaftlichkeit:

Wenn keine technischen Ausfälle vorliegen und das Blockheizkraftwerk 23 Stunden pro Tag läuft, arbeitet die Anlage wirtschaftlich. Das setzt jedoch voraus, dass zusätzliche Entsorgungseinnahmen erfolgen und dass durch die Eigenbedarfsdeckung an Wärme rund 10.000 EUR eingespart werden können. Wenn die Entsorgungseinnahmen gesteigert werden können oder Wärme verkauft werden kann, kann die Wirtschaftlichkeit erheblich gesteigert werden. Wenn es möglich wird die Anlage gänzlich ohne Energiebezug aus dem Netz zu fahren, können zusätzlich 10.000 EUR/Jahr eingespart werden. Ein kostendeckender Betrieb der Anlage ist jedoch nur gegeben, da staatliche Fördermittel in Höhe von 30 % gewährt wurden. Abschreibungen für die gesamten Investitionskosten wären mit den geringen Entsorgungseinnahmen nicht tragbar. Ebenso lässt sich der Eigenanteil nicht über Kredite finanzieren, denn wenn eine Tilgung zu entrichten wäre, würde dies die Gesamtrentabilität der Anlage stark beeinträchtigen.

Besonderheiten:

Diese Anlage ist ein Pilotprojekt des Freistaates Sachsen. Umfangreiche Forschungsergebnisse liegen bereits vor. Alle Angaben entsprechen tatsächlich gemessenen Werten.

8.3.3 Biogasanlage Zobes



Technische Parameter der Anlage und Energieverwertung

Anlagenparameter

Baujahr	1987	
Anlagenart	Biogasanlage	Durchflussanlage
Verfahren	zweistufiges, mesophiles Nassverfahren	
Hersteller	Anlage	Chemie- und Tankanlagenbau-Kombinat Fürstenwalde jetzt: DSD Dillinger Stahlbau GmbH
	BHKW	MAN Augsburg Typ CAK 2842 LE-S 12 Zylinder V Magergemischmotor Synchrongenerator
zusätzliche Anlagenteile	Feststoffseparator, (eingedickter Schlamm wird über Lochwalze abgepreßt)	
Reaktorvolumen	Volumen	drei Reaktoren zu je 750 m ³ = 2.250 m ³
	Material	Stahl
Gasspeicher	Volumen	250 m ³
	Art	Druckspeicherung
	Volumen	1.000 m ³ (ab 1996)
	Art	Trockengasspeicher

Verfahrensparameter

Hygienisierung	vorhanden
Temperatur	35 °C
Verweilzeit	1. Stufe 2-5 Tage 2. Stufe 8-15 Tage Gesamtverweilzeit 10 - 20 Tage
Methangasgehalt	68 - 70 %
Heizwert	7 kWh/Nm ³
Abbaugrad org. Substanz	40 - 60 %
Prozessenergieanteil	25 -30 %

Energieanfall, Input, Output

Ausgangsstoffe (1995)	Geflügelmist	6800 t/Jahr
	komm. Grünschnitt	4900 t/Jahr
	komm. Küchenabfälle	2200 t/Jahr
	Stoffe vom Fettabscheider	2000 t/Jahr
	überlagerte Lebensmittel	700 t/Jahr
	Papierschlamm	2700 t/Jahr
	Sonstige	450 t/Jahr
Biogasertrag	3835,61 m ³ /Tag	
Endprodukte	Vergärungsrückstand = Kompost Biogas 5000 m ³ Überschußwasser (bringen Landwirte auf den Feldern aus) Wärme	
Hilfs- und Betriebsstoffe	Motorenöl	2200 l Öl/Jahr zu 2,88 EUR/l
	Biofilter	Wechsel aller 7 Jahre

Energieverwertung

Motorleistung	el.	260 kW
	th.	400 kW
BHKW	el. Energie max.	6.240 kWh/d
	th. Energie max.	9.600 kWh/d
Laufzeit BHKW	24 h/d (bei Ölwechsel 1 Stunde Stand)	
Biogasverbrauch	140 -160 m ³ /h bei voller Leistung	
Tagesverbrauch max.	3.600 m ³ /d	
Energiepotential el. max.	25.200 kWh/d	
Motorwirkungsgrad el.	25,6 %	
Energieanfall el.	5.123 kWh/d	
Eigenverbrauch el., Prozessenergie	1.280 kWh/d	
Verkauf an Geflügelhof	2.460 kWh/d	
Einspeisung	1.383 kWh/d	
Eigenverbrauch Wärme	Werkstatt, Büroräume, Annahmehalle	
Wärmeverkauf	----	

Gesamtbewertung der Anlage

Prozessstabilität und Betriebssicherheit:

Der Prozess der Biogasproduktion arbeitet stabil. Auch das Blockheizkraftwerk ist ständig im Einsatz, die Ausfallzeiten sind gering.

Umweltpolitischer Nutzen:

Für den Betreiber ist die Biogasproduktion eine sehr positive Möglichkeit der Abfallentsorgung. Die Biotonne aus dem Landkreis Plauen wird hier wirtschaftlich verwertet. Bei der Strom- und Wärmeerzeugung ist der CO₂-Kreislauf geschlossen. Zusätzlich zur Biogasproduktion wird noch Wind als regenerativer Energieträger genutzt.

Die anfallende Wärme wird nicht genutzt.

Wirtschaftlichkeit:

Der Betreiber ist mit der Anlage sehr zufrieden. Die Biogasproduktion ist wirtschaftlich, der Betrieb schreibt schwarze Zahlen. Eine tatsächliche ökonomische Auswertung ist schwierig. Die Gesamtkosten der Anlage können schwer kalkuliert werden, da die Anlage zu DDR-Zeiten gebaut wurde. Des Weiteren betreibt der Betrieb noch eine Kompostierungs- und eine Windkraftanlage, die genaue Trennung der Kosten und Erlöse ist kompliziert.

Günstig wirkt es sich aus, daß der Strom gewinnbringender an ein anderes Unternehmen verkauft werden kann. Die niedrigsten Erlöse werden bei der Einspeisung ins Netz erzielt.

Der Betrieb erhält eine sehr hohe Vergütung für seine Entsorgungsleistung.

Besonderheiten:

Die Gasspeicherkapazität der Anlage war sehr gering, das bedeutet, dass das anfallende Gas sofort verwertet werden musste. Im August 1996 ist jedoch eine Investition zur Erweiterung der Gasspeicherkapazität durchgeführt worden.

Die Abgabe des Vergärungsfeststoffes (Kompost) erfolgt an die Landwirtschaft kostenlos. Bei Abgabe an den Garten- und Landschaftsbau werden Preise zwischen 15 und 20 EUR/t (1996) erzielt.

Die Anlage wurde ständig modernisiert und erweitert. Zur Zeit ist eine installierte elektrische Leistung von 788 kW_{el} vorhanden.

8.4 Übersicht über größere Biogasanlagen in den neuen Bundesländern

Tabelle 8.3 Übersicht über größere Anlagen im landwirtschaftlichen Bereich

Standort	Substrate	Biogasmenge Energie	Reaktorvol. Reaktortyp	Besonderheiten bei der Verfahrenstechnik	Baubeginn Hersteller	Betriebsbeginn Betreiber
Brandenburg						
Frankenförde	Schweinegülle (7.500 m ³ /a) Fett (1.500 m ³ /a) Biomasse (1.500 m ³ /a)		2 x 500 m ³	einstufig mesophil		1986 ISZ Vieh & Fleisch GmbH
Fürstenwalde (Spree)	Gülle und Festmist (57.000 m ³ /a) Gewerbeabfälle (13.000 t/a) Bioabfall aus Privathaush. (15.000 t/a)			einstufig thermophil	1997 Linde KCA, Dresden	1998 Wärmeversorgungs GmbH Fürstenwalde (Spree)
Finsterwalde	Gülle und org. Reststoffe (50.000 t/a)		4 x 1.000 m ³	thermophil	<i>Verfahren:</i> UHDE-Schwarting <i>Reaktor u. Lager- behälter:</i> farmatic	1995 Bioreststoff Recycling Prod.- u. Handelsgesell- schaft, Finsterwalde
Groß Pankow	Schweinegülle (7.500 m ³ /a)	BHKW mit Einspeisung der Wärme in ein Nahwärmenetz	500 m ³	einstufig mesophil	1993	1994 LAMAK Agrarproduktion GmbH, Groß Pankow
Kremmen	Rindergülle (35.000 m ³ /a)	0,7 Mio. m ³ /a	Aufkonzentrierung der Flüssigkeit durch Ultrafiltration	einstufig mesophil nach Abtrennung der Feststoffe (Kompostierung)	1995	1997 ppm GmbH Oranienburg
Göritz	Rindergülle		1.600 m ³	zweistufig meso-/thermophil		1992
Gröden	Rindergülle, Schweinegülle, Bioabfälle (60 m ³ /d)		6.400 m ³	einstufig mesophil		1995
Hindenberg	Schweinegülle, org. Reststoffe (5 t/d)		1.600 m ³	einstufig mesophil		1999

Fortsetzung Tabelle 8.3 Übersicht über größere Anlagen im landwirtschaftlichen Bereich

Standort	Substrate	Biogasmenge Energie	Reaktorvol. Reaktortyp	Besonderheiten bei der Verfahrenstechnik	Baubeginn Hersteller	Betriebsbeginn Betreiber
Boberow	Rindergülle		800 m ³	einstufig mesophil		2000
Fehrbellin	Rindergülle		3.100 m ³	einstufig mesophil		2001
Karstädt	Gülle, div. Kofermente			einstufig mesophil		2002
Schwanebeck	Schweinegülle, Kofermente		2.600 m ³	einstufig mesophil		1999
Tornitz	Schweinegülle, Geflügelkot			zweistufig mesophil		2001
Wittstock	Rindergülle, Rinderfestmist		900 m ³	einstufig mesophil		2002
Dedelow	Rindergülle, Rinderfestmist, Futterreste			einstufig mesophil		2001
Züllsdorf	Rindergülle, Mais-, Grassilage Schnitt, Hühnerkot		120 m ³	mesophil		2001
Zauche	Rindergülle, Rinderfestmist, Futterreste			einstufig mesophil		2002
Lenzen	Gülle, Maissilage, Grünschnitt			mesophil		2002
Mecklenburg-Vorpommern						
Barth	Rindergülle 44.000 m ³ /a org. Reststoffe 16.000 t/a	2,8 Mio. m ³ /a	4.000 m ³	mit Vorpasteurisierung (1 h bei 70°C)	1998 Krüger Biogas, Berlin	1998 Biogas Barth GmbH
Pastitz (Rügen)	Gülle (60.000 m ³ /a) org. Abfälle u. Reststoffe aus Produktionsbetrieben u. kommunaler Entsorgung (40.000 m ³ /a)		2 x 2.100 m ³	einstufig thermophil (13-18 Tage) mit Nachhygienisierung	1996 ARGE "GU-Biogas Rügen" (BioPlan A/S, Viborg, C.A.R. Stade TMS Pardubice)	1997 AEP Alternative Dünger-und Energieproduktion Putbus
Sagard (Rügen)	Gülle (40.000 m ³ /a), Bioabfälle (8.000 t/a)	1,8 Mio. m ³ /a Biogas Verwertung in BHKW, Einspeisung ins Netz ca. 3,6 Mio. MWh/a	3 x 700 m ³ liegender Propfenstrom- reaktor System BRV	thermophil (14 Tage bei 57°C) mit Vorpasteurisierung (1h bei 70°C)	BRV Technologie System SA, Bôle (CH)	1996 Nehlsen Entsorgung Rügen GmbH
Vietlübbe	Gülle u. org. Reststoffe aus der Industrie (18.000 t/a)	Verwertung in BHKW mit 2 Mio. MWh/a Strom u. 3,85 Mio. MWh/a Wärme	300 m ³ Hydrolyse und 1.100 m ³ Biogasreaktor	zweistufig mesophil (37°C) mit Vorhygienisierung (1h bei 70 oder 90°C)	März 1997 Fermatic, Erkner	1997 Vietlübbe Biogas GmbH

Fortsetzung Tabelle 8.3 Übersicht über größere Anlagen im landwirtschaftlichen Bereich

Standort	Substrate	Biogasmenge Energie	Reaktorvol. Reaktortyp	Besonderheiten bei der Verfahrenstechni k	Baubeginn Hersteller	Betriebsbeginn Betreiber
Anklam	Rindergülle, Maissilage		3.200 m ³			
Dölitz / Boddin	Rindergülle		400 m ³			
Dolgen	Rindergülle		2.500 m ³			
Engelswacht	Schweinegülle, Geflügelmist		3.000 m ³			
Gielow	Rindergülle		250 m ³			
Ihlenfeld (Neuenkirchen)	Rindergülle		500 m ³			
Klein Wokern	Rindergülle, Maissilage		1.050 m ³			
Klockow b. Stavenhagen	Rindergülle, Maissilage		200 m ³			
Demen / Kobande	Rindergülle, Silagen					
Steinhagen	Rindergülle, Rinderfestmist		2 x 900 m ³			
Todendorf	Schweinegülle, Grassilage		2.400 m ³			
Sachsen						
Großvoigtsberg	Rindergülle (36.000 m ³ /a)	0,6 Mio. m ³ /a 4 % Biogasanlage 56 % Stall 40 % Netz	2.500 m ³	mesophil BIMA-Reaktor aus Stahl	1997 ENTEC	1998 Agrar GmbH Milchproduktion Großvoigtsberg
Neukirchen	org. Reststoffe Rind und Schwein (12.000 t/a)	1,3 Mio. m ³ /a	1 x 3.000 m ³	zweistufig mesophil		1998 Landhandels- u. Recyc- lings Zentrum GmbH, Mitgesellschafter AUL Agraruntern. Lauenhain

Fortsetzung Tabelle 8.3 Übersicht über größere Anlagen im landwirtschaftlichen Bereich

Standort	Substrate	Biogasmenge Energie	Reaktorvol. Reaktortyp	Besonderheiten bei der Verfahrenstechnik	Baubeginn Hersteller	Betriebsbeginn Betreiber
Hirschfelde	organische Reststoffe aus der Lebensmittelverarbeitung (5.000 t/a)	0,3 Mio. m ³ /a Biogas Verwertung in BHKW		zweistufig mesophil (35°C) mit Vorhygienisierung	1995 Bi-Utec	1997 Bi-Utec Biologische Umwelttechnik an der Neiße GmbH
Oberlungwitz (Bernsdorf)	Rindergülle (60 m ³ /Tag) Hühnergülle (10 m ³ /Tag) Fette (2 m ³ /Tag)	0,9 m ³ /a Biogas	2 x 1.150 m ³	einstufig mesophil	1994 Erwin Köberle Obermarchtal	1994 Agrargenossenschaft Lungwitztal e.G.
Weidensdorf	Abfälle u. Abwasser aus der Kartoffelverarbeitung (7.500 m ³ /a)	0,5 Mio. m ³ /a Verwertung in einem BHKW für den Eigenbedarf	3 x 150 m ³	Rohrreaktor mit Rührwerk für Feststoffe, UASB-Reaktor für Abwasser	1997	1997 FRIWEIKA e.G.
Zobes	Geflügelmist 6800 t/Jahr Grünschnitt 4900 t/Jahr Küchenabfälle 2200 t/Jahr Fettabscheiderrückstände 2000 t/Jahr Überlagerte Lebensmittel 700 t/Jahr Papierschlamm 2700 t/Jahr Sonstiges 450 t/Jahr	1,4 m ³ /a Biogas	3 x 750 m ³	zweistufig mesophil	1987 DSD Gas- und Tankanlagenbau GmbH	Entsorgungs- und Aufbereitungs GmbH Zobes/Vogtland
Dehles	Rindergülle		1.800 m ³			1999
Kühren	Schweinegülle		300 m ³			1999
Nebelschütz	Schweinegülle		1.750 m ³			1999
Grechwitz	Rindergülle		2.300 m ³			2000
Krumhermersdorf	Schweinegülle, Rindergülle		1.200 m ³			2001
Vierkirchen (Melaune)	Rindergülle, Mais, Schlempe, Melasse, Grünschnitt					2001
Thallwitz	Schweinegülle, Rindergülle, Mais, Festmist		2.000 m ³			2000
Rechenburg-Bienenmühle/ OT Clausnitz	Rindergülle					

Fortsetzung Tabelle 8.3 Übersicht über größere Anlagen im landwirtschaftlichen Bereich

Standort	Substrate	Biogasmenge Energie	Reaktorvol. Reaktortyp	Besonderheiten bei der Ver- fahrenstechnik	Baubeginn Hersteller	Betriebsbeginn Betreiber
Eicht	Rindergülle					2002
Röhrsdorf	Rindergülle, Hühnertrockenkot, Schweinemist					2002
Droßdorf (Tirpersdorf)	Rindergülle					2002
Frauenstein (Lichtenberg)	Rindergülle, Silage, Mais					2002
Schönberg	Rindergülle, Mais-, Ganzpflanzen + Grassilage, Getreide, Kartoffeln, Stallmist (Kälber) Stroh		4.000 m ³			2001
Niederschöna	Rindergülle		1.800 m ³ Nachgärbehälter 2.500 m ³			2003
Löbnitz	Schweinegülle, Festmist		1.200 m ³			2002
Schlettau	Rindergülle, Festmist, Futterreststoffe					2003
Sachsen-Anhalt						
Klein Wanzleben	Rindergülle (130.000 m ³ /a)		2 x 5.000 m ³	einstufig mesophil (36 - 41°C)	1997 Imotec Leipzig	1998 Gut Klein Wanzleben GmbH & Co.KG
Iden / Altmark	Rinder-, Schweinegülle		75			
Flessau	38.300 t Rindergülle, 1.500 t Maissilage / a		375			
Dähre (Eickhorst)	Rindergülle, Silomais, Kartoffelschälabfall		240			
Großmühlingen	6.000 t/a Gülle / 35.000 t/a Fettab- scheider und Obst-, Gemüseabfälle		630	mesophil zweistufig		
Wasmerslage (Königsmark)	18.000 m ³ Schweinegülle/a, 1300 t/a Putenmist; 1000 t/a Fett		650			
Barnstädt (Obhausen)	12.000 m ³ Rinder-, Schweinegülle, 2000 t Hühnerkot		111			

Fortsetzung Tabelle 8.3 Übersicht über größere Anlagen im landwirtschaftlichen Bereich

Standort	Substrate	Biogasmenge Energie	Reaktorvol. Reaktortyp	Besonderheiten bei der Verfahrenstechnik	Baubeginn Hersteller	Betriebsbeginn Betreiber
Samswegen	Rindergülle, Festmist, Lw Reststoffe, ca. 1.050 GV		660			
Möckern b. Burg	12.400 t/a Geflügelfestmist, Geflügelschlachtabfälle		250/390			
Dobberkau	Rindergülle, Futtermittelreste		55			
Schönhausen	Rindergülle		15			
Meßdorf	Hühnerkot, Energiepflanzen		600			
Jeetze	36.000 m ³ Rindergülle / a, Nachwachsende Rohstoffe		290			
Sandbeindorf	Schweinegülle, Fettabscheider		1.005			
Wegenstedt	Schweinegülle, Hühnerkot		300			
Derenburg	70 m ³ / d Schweine(mast)gülle, 8 m ³ Schlachtabfälle / d		170			
Seyda	5500 t Rindergülle/a, 5100 t Schweinegülle/a, 4.000 t Maissilage / a		360			
Kropstädt	Schweinegülle 24.000 m ³ /a; Agrarabfälle 6-10 Tt/a		400			
Wiegitz	9.000 m ³ Rindergülle, Putenfestmist, Nachwachsende Rohstoffe		360			
Cobbelsdorf	Rindergülle, Produktionsabfälle		37			
Klötze	1.400 GV, Rindergülle 70 t/d, 5 t Anwelke und Silomais /d		320			
Thüringen						
Behringen	Rindergülle (13.000 m ³ /a) gewerbliche Bioabfälle (10.000 t/a)		2 x 800 m ³	einstufig thermophil	1995 Linde KCA, Dresden	1996 BEUG Biogas und Energie GmbH

Rippershausen	Schweinegülle (100.000 m³/a) org. Reststoffe	1,6 Mio. m³/a Biogas Methangehalt 70 % Wärmeerzeugung (Heizkessel) für die Schweinemast	Gärkanal mit axial angeordneten Rührwerken	mesophil		1985 Bio-Klärwerk Rippershausen
Dermbach	108 m³/d div. Gülle		3.650 m³			1998

Fortsetzung Tabelle 8.3 Übersicht über größere Anlagen im landwirtschaftlichen Bereich

Standort	Substrate	Biogasmenge Energie	Reaktorvol. Reaktortyp	Besonderheiten bei der Verfahrenstechni k	Baubeginn Hersteller	Betriebsbeginn Betreiber
Priefel Gut Sperber	Rindergülle, Festmist, Silagen, Bioabfall		450 m³			1998
Nordhausen	Schweinegülle		1.6000 m³			
Kaltensundheim	Rindergülle, Mais		2.000 m³			2000
Gut Sambach	Rindergülle, Festmist, Nachwachsende Rohstoffe		1.100 m³			2000
Sünna	Rindergülle, Rinderfestmist, Silagen, Speiseabfälle		1.600 m³			2001
Milz	Rindergülle, Schweinegülle, Silage		1.300 m³			
Burla	Rindergülle		4.200 m³			
Veilsdorf	Rindergülle		4.300 m³			
Rieth	Rindergülle, Schweinegülle, Silomais		2 x 1.500 SB		einstufig, mesophil, 40°C	
Linda	Rindergülle, Maissilage		2 x 1.500 SB		einstufig, mesophil, 40°C	
Kaiseroda / Dönges	Rinderfestmist, Maissilage		923			
Breitungen	Rinderfestmist, Schweinegülle		1.200			

Abbildung 8.4 Biogasanlagen in Brandenburg

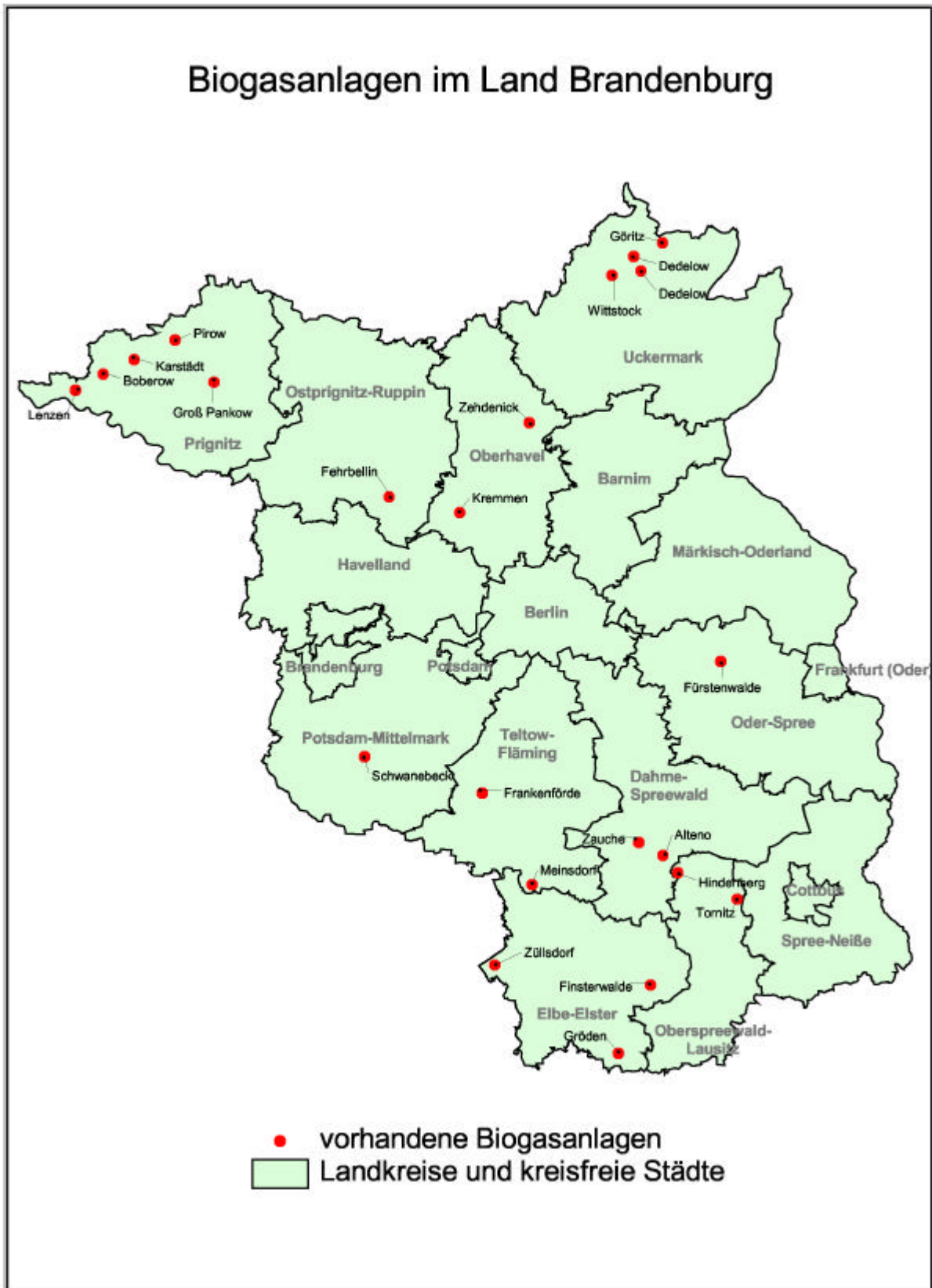


Abbildung 8.5 Biogasanlagen in Sachsen-Anhalt

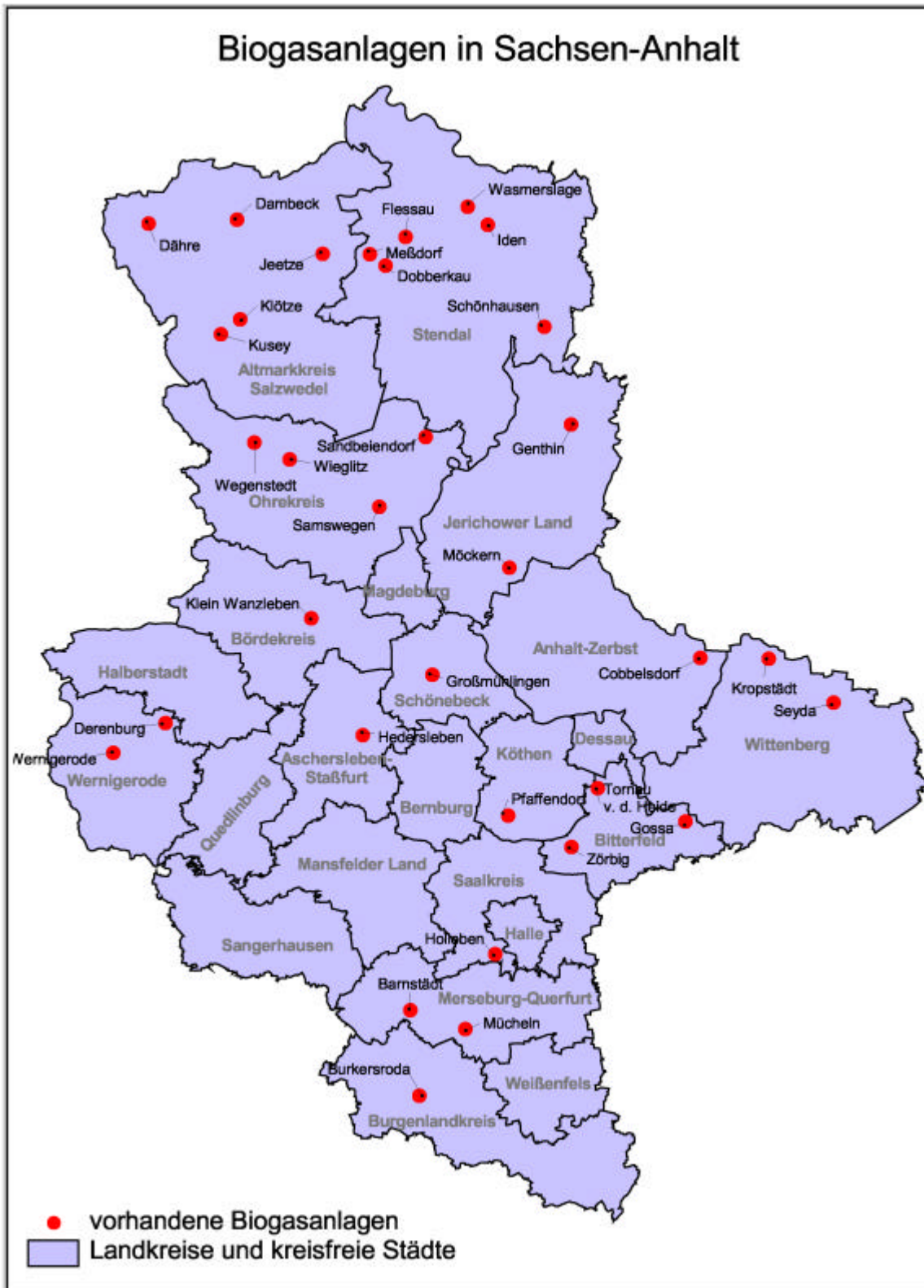


Abbildung 8.6 Biogasanlagen in Mecklenburg-Vorpommern

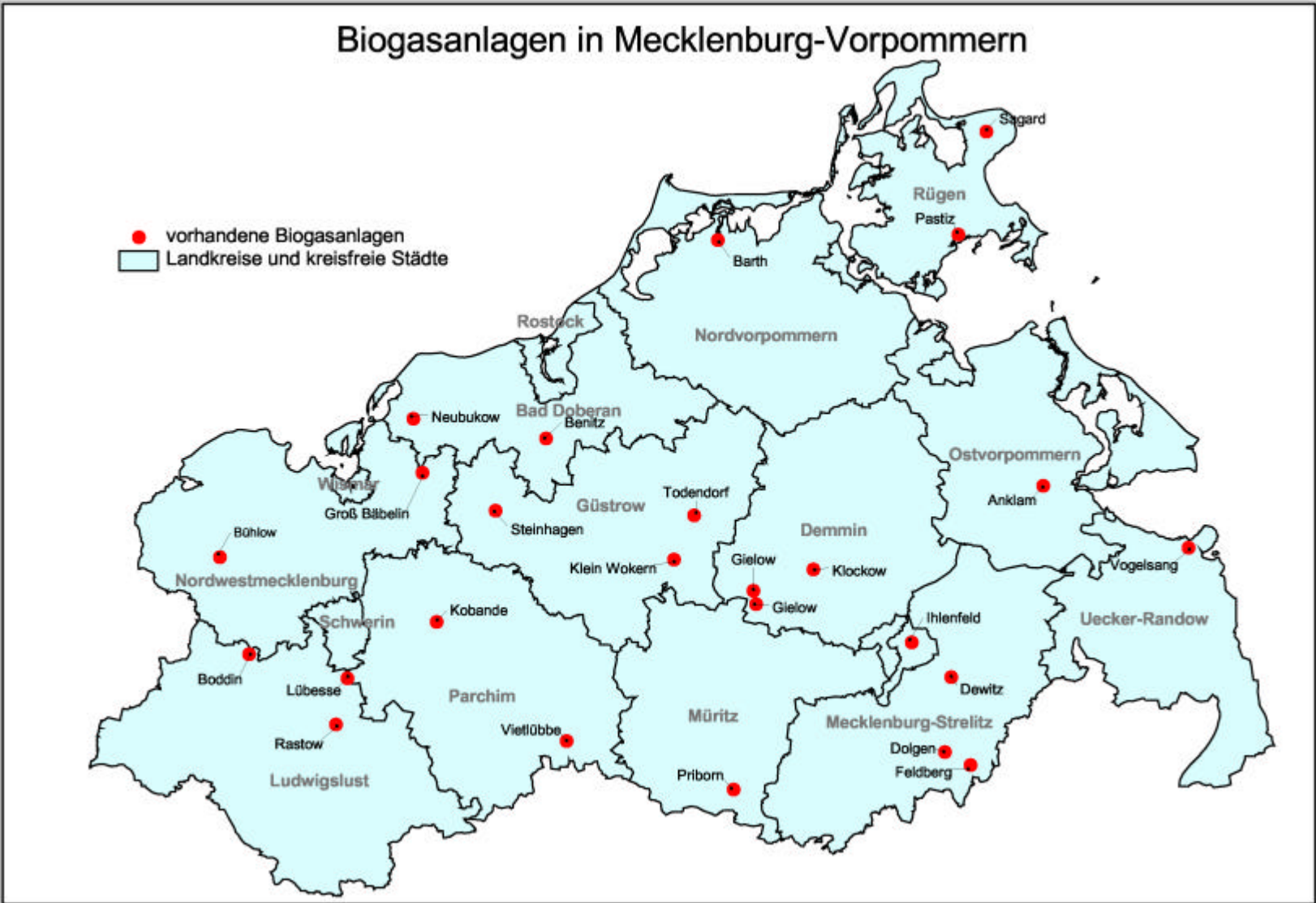


Abbildung 8.7 Biogasanlagen in Thüringen



9 Übersicht über Hersteller, Ingenieurbüros und Verbände

*Bearbeiter: Fachverband Biogas e. V.
Regionalgruppe Berlin-Brandenburg
Dipl.-Chem. Roland Schnell*

9.1	Planung und Baubetreuung	3
9.2	Anlagenherstellung (Komplettanlagen)	8
9.3	Komponentenherstellung und -lieferung	13
9.4	Blockheizkraftwerke	17
9.5	Hersteller für Trockenfermentationsanlagen	19
9.6	Finanzierung	20
9.7	Verbände, Vereine und Institute	21
9.8	Forschung, Lehre und Information	22

Wir möchten darauf hinweisen, dass für die Vollständigkeit der im Kapitel 9 aufgelisteten Adressen keine Garantie gegeben werden kann!

9.1 Planung und Baubetreuung

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
L.E.E. s.à r.l. Landwirtschaft, Energie & Emwelt	Christian	Heck	Postfach 7	L	6101	Junglinster	00 352 / 78 82 72 800	00 352 / 78 82 72 448	heck@lee.lu
AKUT Umweltschutz Ingenieurgesellschaft mbH	Stefan	Vogel	Sydower Feld 4	D	16359	Biesenthal	0 33 37 / 41 90 - 8	0 33 37 / 41 90 - 7	s.vogel@akut-umwelt.de
U.T.S. Umwelt-Technik-Süd GmbH	Christa	Halmheu	Steinkirchen 9	D	84419	Obertaufkirchen	0 80 82 / 93 05 - 0	0 80 82 / 93 05 - 50	u.t.s.obertaufkirchen@t-online.de
IBN Biogastechnik Neubert	Alfred	Neubert	Hinterholz 18	D	91578	Leutershausen	0 98 23 / 89 43	0 98 23 / 84 93	Biogastechnik@t-online.de
Schmack-Biogas	Markus	Bäumel	Oberer Mühlweg 6	D	93133	Burglengenfeld	0 94 71 / 604 - 121	0 94 71 / 604 - 204	hotline@schmack-biogas.com
ÖKOBit GmbH	Achim	Nottinger	Neustr. 3	D	54340	Longuich	0 65 02 / 93 62 34	0 65 02 / 93 62 34	oekologisch@t-online.de
Meixner Güllentechnik	Rudolf	Meixner	Obere Gärten 10	D	74722	Buchen- Hollerbach	0 62 81 / 41 09	0 62 81 / 42 07	info@meixner-guelletechnik.de
NORDEX	Erwin	Raible	Horber Str. 14	D	72108	Ergenzingen	0 74 57 / 91 0 12	0 74 57 / 9 10 13	eraible@t-online.de
Ing.-Büro Peters	Klaus	Peters	Gr. St.-Ilsen-Str. 22	D	29410	Salzwedel	0 39 01 / 2 74 53	0 39 01 / 305 92 21	ing.buero-peters@t-online.de
RHB GmbH	Thomas	Roßner	Alle der Kosmonauten 32	D	12681	Berlin	0 30 / 54 70 14 04	0 30 / 54 70 14 02	rhb-berlin@t-online.de
	Christian	Stetter	Herbshofen 37	D	87760	Lachen	0 83 31 / 86 930	0 83 31 / 56 70	
ConSensis Energie und Umwelt	Georg	Bollmer	Hermannstr. 4	D	49835	Wietmarschen	0 59 25 / 99 66 - 18	0 59 25 / 99 66 - 11	info@bollmer.de
LOOCK CONSULTANTS Ingenieurbüro für Umwelttechnik			Kaiser-Wilhelm-Str. 89	D	20355	Hamburg	040 / 340934		
Futuratec GmbH Umweltschonende Technologien	Reinhold	Janssen	Ludgeristr. 2	D	26169	Neuscharrel	0 44 93 / 605	0 44 93 / 92 10 64	futatec@gmx.de
GTE mbH & CoKG	Elfriede	Mönius	Molkereiweg 1	D	91608	Geslau	09867 / 97 089-0	0 9867 / 97 089-41	gte-biogas@t-online.de
BWE biogas weser-ems GmbH & Co.KG	Johannes	Gehlenborg	Oldenburger Str. 218 b	D	26203	Wardenburg	0 44 07 / 92 23 14	0 44 07 / 92 23 15	gehlenborg@nwn.de
IBBK Internationales Biogas und Bioenergie Kompetenzzentrum	Michael	Köttner	Heimstr. 1	D	74592	Kirchberg/ Jagst- Weckelweiler	0 79 54 / 926 203	0 79 54 / 926 204	biogas-service@t-online.de
Planungsbüro Rossow, Gesellschaft für Versorgungstechnik mbH	Norbert	Rossow	Erzgang 3	D	17036	Neubrandenburg	0 395 / 707 47 09	0 395 / 77 82 138	nr@rossow.de
Ingenieurbüro Uwe Lehmann, Ausbau, Gebäude und Umwelttechnik	Uwe	Lehmann	Amselgrundstraße 13	D	02736	Beiersdorf	0 35 872 / 39 998	0 35 872 / 32 205	Lehmann-Beiersdorf@t-online.de
Planungsbüro	Wilhelm	Rohlfing	Kirchweg 24	D	32427	Minden	0 571 / 400 00	0 571 / 400 16	wrohlfig@t-online.de
GUD Gesellsch. f. Umweltdienste mbH	Andreas	Frye	St. Georg-Platz 17	D	46395	Bocholt	0 28 71 / 23 06 - 4	0 28 71 / 23 06 - 5	Frye.GUD@t-online.de
AVS Aggregatebau	Steffen	Herrmann	Salemstraße 43	D	89584	Ehingen-Stetten	0 73 93 / 95 07 - 0	0 73 93 / 95 07 - 40	s.herrmann@avs-aggregatebau.de
Umweltschutz Nord Kompostsysteme GmbH & Co.	Claas	Knoblich	Industriepark 6	D	27777	Ganderkesee	0 42 22 / 47 - 180	0 42 22 / 47 - 208	biogas@u-nord.com
EBV-Management G mbH & Co	Dietrich	Prenger Berninghoff	Staulinie 14 – 17	D	26122	Oldenburg	0 441 / 925 40 – 311	0 441 / 925 40 – 399	prenger@ebv-gruppe.de

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
SEVA Schulz GmbH	Walter	Szczesny	Postfach 40	D	26197	Ahlhorn	0 44 35 / 93 09 – 0	0 44 35 / 93 09 – 23	info@seva.de
Plambeck Neue Energien AG		Winterberg	Peter Henlein Str. 2-4	D	27472	Cuxhaven	0 47 21 / 71 83 70	0 47 21 / 718 333	winterberg@plambeck.de
NOVATECH Gesellschaft für umweltschonende Technologien mbH			Am Schlegelsberg 27	D	74541	Vellberg	0 79 07 / 96 97 – 0	0 79 07 / 96 97 – 70	info@novatechgmbh.com
ReSaTech Ingenieurbüro GmbH			Straße der Freundschaft 92	D	02991	Lauta	0 3 57 22 / 9 19 25	0 3 57 22 / 9 19 26	
ARCHEA Gesellschaft für umweltschonende Technologien mbH	Oliver	Nacke	Hoher Kamp 7	D	31840	Hess. Oldendorf	0 51 52 / 52 71 6 – 0	0 51 52 / 52 71 6 – 1	info@archea.de
Umweltschutz Nord Kompostsysteme	Erwin	Wiemken		D	27777	Gandekesee	0 42 22 / 47 224	0 42 22 / 47 208	UN-GBK@t-online.de
Aquasystems Deutschland	Alois	Maier	Bergerhausen 5	D	87719	Mindelheim	0 82 61 / 73 89 4 – 5	0 82 61 / 73 89 4 – 7	Maier-Abwassertechnik@t-online.de
EBV-Grundstückserschließungsgesellschaft mbH	Heino	Nordemann	Staulinie 14 – 17	D	26122	Oldenburg	0 441 / 925 40 – 318	0 441 / 925 40 – 399	
ibes Ingenieurbüro Dr. Eisenhardt	Karl-Heinz	Eisenhardt	Ortstr. 25	D	96515	Sonneberg	0 36 75 / 74 51 41	0 36 75 / 80 93 14	eisenhardt@t-online.de
MT-Energie GmbH Bioverfahrenstechnische Anlagen	Christoph	Martens	Vor dem Seemoor 1	D	27404	Rockstedt	0 42 85 / 89 24 90 – 30	0 42 85 / 89 24 90 – 31	info@mt-energie.com
Biomasseverwertung	Ulrich	Kittmann	Marienthaler Str. 17	D	24340	Eckernförde	0 43 51 / 73 52 25	0 43 51 / 73 52 26	biomasseverwertung@t-online.de
Schmack-Biogas	Markus	Ott	Oberer Mühlweg 6	D	93133	Burglengenfeld	0 94 71 / 604 – 200	0 94 71 / 604 – 204	markus.ott@schmack-biogas.com
Ingenieurbüro für Umweltverfahrenstechnik	Michael	Belitz	Goetheweg 4A	D	16928	Pritzwalk	0 33 95 / 30 71 95	0 33 95 / 307 195	michael.belitz@t-online.de
Niederlöhner Energieanlagen GmbH	Andreas	Niederlöhner	Wolfsbronn 17	D	91802	Meinheim	09146 / 253	09146 / 15 30	niederloehner@t-online.de
BTA Biotechnische Abfallverwertung GmbH & Co.KG	Gerd	Mulert	Rottmannstr. 18	D	80333	München	0 89 / 52 04 6606	0 89 / 523 23 29	post@bta-technologie.de
PlanET Energietechnik GmbH	Dietrich	Prenger Bernighoff		D	48691	Vreden	0 25 64 / 97 565	0 25 64 / 39 05 68	ifo@PlanET-Biogas.com
Borsig Energy GmbH Geschäftsbereich Biogas	Markus	Helm	Duisburger Str. 375	D	46047	Oberhausen	0 208 / 8 33 – 12 10	0 208 / 8 33 – 21 07	markus_helm@notes.babcock.de
Bi-Utec GmbH	Clas	Busack	Zittauer Str. 58	D	02788	Hirschfelde	0 35 843 / 20 487	0 35 843 / 25 573	bi-utec@t-online.de
Ingenieurbüro Grünzel GmbH			Raguhner Str. 8	D	06842	Dessau	0 340 / 800 23 – 0	0 340 / 800 23 – 70	IBG-DE@t-online.de
Biogas Nord GmbH	Gerrit	Holz	Rohrteichstr. 54	D	33602	Bielefeld	0 521 / 521 55 44	0 521 / 521 55 48	holz@biogas-nord.de
	Hans	Friedmann	Schulstr. 23	D	85276	Pfaffenhofen	0 84 41 / 80 86 - 0	0 8441 / 8086 - 20	hans.friedmann@pfaffenhofen.de
TBW GmbH	Hartlieb	Euler	Baumweg 10	D	60316	Frankfurt/Main	069 / 94 35 07 - 0	0 69 / 94 35 07 - 11	info@tbw-frankfurt.com
Krieg & Fischer Ingenieure GmbH	Andreas	Krieg	Hannah-Vogt-Str. 1	D	37085	Göttingen	0 551 / 770 771 - 0, -3	0 551 / 77 07 71 - 2	Krieg@kriegfischer.de
Ingenieurbüro Schneider	Ekkehard	Schneider	Schillerstr. 34	D	80335	München	0 89 / 59 53 93	0 89 / 59 81 47	bordageMari@compuserve.de
WISA UMWELTSCHUTZ GMBH		Winkler	Lindenstr. 17a	D	39606	Iden	0 3 93 90 / 8 20 00	0 3 93 41 / 5 01 63	Biogaswisa@aol.com
Sauter Wärme + Kraft	Wilfried	Sauter	Mühlstr. 90	D	72461	Albstadt-Tailfingen	0 74 32 / 98 39 - 0	0 74 32 / 98 39 - 30	SWKgmbH@t-online.de
Farmatic Abwasser und Wassertechnik GmbH	Ilona	Paulick	Zum Wasserwerk 12	D	15537	Erkner	0 33 62 / 58 53 - 0	0 33 62 / 58 53 - 50	post@farmatic.de
Bio -Gas - Technik	Hans-E.	Bauer	Plater Str. 6	D	19086	Peckatel	0 38 61 / 79 90	0 38 61 / 79 90	
LÜDTKEPROJEKT	Holger	Lüdtke	Reetwerder 1 – 3	D	21029	Hamburg	0 40 / 24 83 52 70	0 40 / 24 83 52 77	info@luedtkeproject.de

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
WHG Biogas	Wolfgang	Holland-Götz	Plankensteiner Weg 1	D	95515	Plankenfels	0 92 04 / 91 94 50	0 92 04 / 502	W.Holland-Goetz@plankenfels.de
Bio-System GmbH		Krämer	Lohnerhofstr. 7	D	78467	Konstanz	0 75 31 / 69 06 50	0 75 31 / 69 06 60	bio-system@t-online.de
Ingenieurbüro Dyckhoff	Gabriele	Dyckhoff	Augsburger Str. 13	D	80337	München	0 89 / 260 33 83	0 89 / 447 605 35	biogas.dyckhoff@t-online.de
GUMA GmbH Ges.f.Umwelttechnik, Meßtechnik & Analytik	Helfried	Sasse	PF 100239	D	16285	Schwedt/Oder	0 33 32 / 45 24 8 – 0	0 33 32 / 45 24 8 – 10	guma92@aol.com
Johann Hochreiter BHKW Beratung-Planung	Johann	Hochreiter	Hermann i. d. Steinau 1	D	83530	Schnaitsee	0 86 22 / 3 66	0 86 22 / 14 53	biogas.hochreiter@t-online.de
Mittermaier Planen & Bauen	Ursula	Mittermeier	Zeilhofener Str. 2	D	84405	Dorfen	0 80 81 / 41 7 - 0	0 80 81 / 41 7 – 50	
Von Nordenskjöld Verfahrenstechnik GmbH	Reinhart	von Nordenskjöld	Killistr. 3	D	85658	Egming-Münster	0 80 93 / 20 61	0 80 93 / 22 23	nover@t-online.de
LVN Landtechnik Vogelsang Nauen GmbH	Manfred	Gegner	Paul – Jerchel – Str. 2	D	14641	Nauen	0 33 21 / 455 748	0 33 21 / 453 68 28	LVN-Nauen@t-online.de
LST	Joachim	Kolb	Attenfelderstr. 3 ½	D	86673	Unterstell	0 84 06 / 92 91 – 0	0 84 06 / 92 91 – 20	
ECB-ENVIRO Berlin AG			Bühringstr. 6	D	13086	Berlin	0 30 / 47 797 – 0	0 30 / 47 797 – 101	info@ecbag.de
BTN Biotechnologie Nordhausen GmbH	Gerd-R.	Vollmer	Kommunikationsweg 11	D	99734	Nordhausen	0 36 31/ 65 69 61	0 36 31/ 65 69 97	btn-gmbh@t-online.de
EnviTec-Mall	Kunibert	Ruhe	Grüner Weg 80	D	48268	Greven	0 25 71 / 95 9 – 0	0 25 71 / 95 9 – 150	info@envitec-mall.de
RESOB Ing. Ges.	Katharina	Backes	Beckhauser Str. 16 c	D	40699	Erkrath	0 21 04 / 94 56 10	0 21 04 / 94 56 29	resob@resob.de
arbi Arbeitsgemeinschaft Bioenergie GmbH	Werner	Edelmann	Lättichstr.8	CH	6340	Baar	0041 / 41 / 763 21 21	0041 / 41 / 763 21 33	info@arbi.ch
e + k energie + konzept	Joachim	Kohrt	Max-Brauer-Allee 186	D	22765	Hamburg	0 40 / 43 25 47 07	0 40 / 43 25 47 08	energie.konzept@t-online.de
EnerSys Gesellschaft für regenerative Energien mbH	Dieter	Braun	Tannenburgstr. 98	D	49084	Osnabrück	0541 / 77001 – 0	0 541 / 77001 – 29	energie@enersys.de
Ingenieurbüro Hauke Oldsen	Hauke	Oldsen	Dorfstr. 43	D	25923	Uphusum	0 46 63 / 76 66	0 46 63 / 76 54	Holdsen@t-online.de
Ingenieurbüro für Biogastechnik	Hans-P.	Gottfried	Förstereistr. 25	D	01099	Dresden	0 351 / 804 78 76	0 351 / 804 78 77	gottfried@biogas-dd.de
AQUA-TEK Ges. für Biotechnologie und Anlagenbau mbH	Jörg	Wenz	Havelberger Str. 18	D	10559	Berlin	0 30 / 397 31 700	0 30 / 395 35 08	vertrieb@aquatek.de
OSMO Anlagenbau	Eckhardt	Spiering	Bielefelderstraße 10	D	49124	Georgsmarienhütte	05401 / 858 – 351	0 5401 / 858 – 102	OSMO-GL@t-online.de
Ing. Büro H. Berg & Partner GmbH	Helmut	Berg	Malmedyer Str.30	D	52066	Aachen	0 241 / 94 6 23 – 0	0 241 / 94 6 23 – 30	J.Neuss@Bueroberg.de
Biogas Südwest GbR	Uwe	Seher	Brunnenstr. 7	D	54316	Hockweiler	0 65 88 / 99 26 06	0 65 88 / 99 26 07	useher@t-online.de
Ingenieurbüro für Energie- und Umweltberatung	Herbert	Markert	Eisenacher Str. 10	D	36452	Kaltennordheim/Rhön	0 36 966 / 80 001	0 36 966 / 800 – 22	Ingbuero-Dr.Markert@t-online.de
MET Energietechnik GmbH Mansfelder Land	Frank	Bogisch	Rathenauplatz 13	D	06114	Halle	0 345 / 52 125 – 0	0 345 / 52 125 – 25	office@met-gmbh.de
Projekt GmbH	Rudolf	Harney	Alexanderstr. 416c	D	26127	Oldenburg	0 441 / 96 170 – 25	0 441 / 96 170 – 10	r.harney@planungsgemeinschaft.de
Mühling VES Büro			Am Weinberg 4	D	04720	Döbeln	0 34 31 / 57 20 30	0 34 31 / 57 20 39	muehling@tszdag.de
G.A.S. Energietechnik	Volker	Horstmann	Hessenstr. 54	D	47809	Krefeld	0 21 51 / 52 55 2 – 75	0 21 51 / 52 55 580	v-horstmann@gas-energie.de
GEDEA Gesellschaft für dezentrale Energieanlagen mbH & Co NOVATECH-Biogasanlagen KG	Dieter	Schäfer	Brennackerstr. 7	D	71540	Murrhardt	0 71 92 / 900 188	0 71 92 / 900 189	GEDEA@GEDEA.de

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
REA Gesellschaft für Recycling von Energie und Abfall mbH	Gerd	Mulert	Rottmannstr. 18	D	80333	München	0 89 / 5204 670	0 89 / 523 23 29	post@rea-consult.de
Herding Abwassertechnik GmbH			August-Borsing-Str. 3	D	92224	Amberg	0 96 21 / 630 - 0	0 96 21 / 630 - 120	
UET GmbH			Grafinger Str. 2	D	81671	München	0 89 / 41 86 01 - 120	0 89 / 41 86 01 - 80	
ProCon GmbH		Scherzberg	Aue 23 - 27	D	09112	Chemnitz	0 371 / 65 12 - 268	0 371 / 65 12 - 585	info@procon-chemnitz.de
Unternehmensberatung Markus Bernhard	Georg	Straßer	Frontenhausener Str. 64	D	84137	Vilsbiburg	0 87 41 / 95 85 65	0 87 41 / 95 85 66	markus.bernhard@t-online.de
ETA-plus GmbH / ETA Energie GmbH			Hugo-Eckenerstr. 29	D	50829	Köln	0 221 / 95 65 13 - 0	0 221 / 95 65 13 - 90	info@eta-plus.de
BIOGAS SÜDWEST	Joachim	Böhm	Im Flürchen 13	D	54309	Newel-Besslich	0 651 / 12 107	0 651 / 66 00 91	Biogas-Suedwest@t-online.de
LST	Joachim	Boddenbroch	Westliche Ringstr. 18	D	85113	Böhmefeld	0 84 06 / 92 91 - 0	0 84 06 / 92 91 - 20	
InterCon Engineering GmbH			Eisenbahnstr. 2	D	66589	Merchweiler	0 68 25 / 970 131	0 68 25 / 970 226	info@intercon-engineering.de
IPED Planungsgesellschaft mbH	Chris	Döhring	Albert-Vater-Str. 46 - 48	D	39108	Magdeburg	0 391 / 25 68 223	0 391 / 5 68 249	iped-md@t-online.de
König Abwassertechnik	Erwin	König	Am Wiesengrund 20	D	91432	Merkendorf	0 98 26 / 99 14 60	0 98 26 / 99 14 61	info@koenig-abwasser.de
eutec ingenieure	Ronny	Rother	August-Bebel-Str. 5	D	01768	Bärenstein	0 350 54 / 29 40 25	0 350 54 / 28 574	info@eutec-ingenieure.de
Planungsbüro für regenerative Energien	Jörg	Reents	Zielenser Str. 2	D	26419	Schartens	0 44 23 / 61 60	0 44 23 / 91 47 07	reents-planung@t-online.de
ROTEC GmbH & Co KG	Rudolf	Geissler	Haselbachstr. 11	A	4873	Frankenburg	0043 / 76 83 / 50 30 13	00 43 / 76 83 / 50 60 - 8	info@rotec.co.at
KOMPOGAS AG			Rohrstr. 36	CH	8152	Glattbrugg	00 41 / 1 / 809 71 00		info@kompogas.com
BEKON Umweltschutz & Energietechnik GmbH	Peter	Lutz	Salbeistr. 20 a	D	84032	Landshut	0 871 / 35 8 59	0 871 / 35 899	landshut@bekon.org
BioFerm GmbH	Ludwig	Schiedermeier	Moosdorf 20	D	93449	Waldmünchen	0 99 72 / 90 36 36	0 99 72 / 90 21 26	bioferm@t-online.de
BIGATEC Ingenieurbüro	Ralf	Block	Keltenstr. 7	D	47495	Rheinberg	0 28 43 / 90 10 - 50	0 28 43 / 90 10 - 51	ralf.block@bigatec.de
Haase Energietechnik GmbH			Gadelander Str. 172	D	24531	Neumünster	0 43 21 / 878 - 0	0 43 21 / 878 - 278	hahm@haase-energietechnik.de
Finsterwalder-Umwelttechnik			Mailinger Weg 5	D	83233	Bernau / Hittenkirchen	0 80 51 / 65 3 90	0 80 51 / 65 3 96	
IGEA Ingenieurgesellschaft für Erschließungs- und Anlagen-Planung mbH	Franz	Schmalstieg	Rudower Chaussee 29 (IGZ)	D	12489	Berlin	0 30 / 63 92 65 - 10	0 30 / 63 92 65 - 11	igeagmbh@t-online.de
pro2 Anlagentechnik GmbH	Stephan	Waerd	Hanns-Martin-Schleyer-Str. 2	D	47877	Willich	0 21 54 / 488 - 410	0 21 54 / 488 - 115	s.waerd@pro-2.de
UTEC	Thomas	Scholz	Cuxhavener Str. 10	D	28217	Bremen	0 421 / 38 678 - 30	0 421 / 38 678 - 88	utec.bremen@t-online.de
TEWE Elektronik GmbH & Co.KG		Wesseler	Postfach 14 61	D	48686	Vreden	0 25 64 / 93 55 - 0	0 25 64 / 93 55 - 50	info@tewe.com
INNOVAS Innovative Energie- und Umwelttechnik			Wilhelm-Hale-Str. 46	D	80639	München	0 89 / 16 78 39 - 73	0 89 / 16 78 39 - 75	info@innovas.com
NET GmbH, Niederlassung Trier	Stefan	Hahmann	Sonnenweg 8	D	54316	Hockweiler	0 65 88 / 99 26 06	0 65 88 / 99 26 07	sh@ib-net.net
NET GmbH (neueEnergieTechnik), Niederlassung Diez	Ralf	Theis	Wilhelm-von-Nassau-Str. 11	D	65582	Diez	0 64 32 / 30 86	0 64 32 / 70 10	rt@ib-net.net
Sachverständiger	Peter	Ratzka	Eichenweg 3	D	04749	Ostrau	034324-21018	034324-21037	

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
LIPP GmbH, Anlagenbau + Umwelttechnik	Robert	Ruck	Industriestrasse 36	D	73497	Tannhausen	0 79 64 / 90 03 - 14	0 79 64 / 90 03 - 27	vertrieb@lipp-system.de
SC Abwasser- und Umwelttechnik GmbH	Anton	Huber	Finkenstr. 7	D	94249	Bodenmais	0 9924 / 77 00 - 160	0 9924 / 77 00 - 166	hsc-aut@t-online.de
Schwarting-Uhde Bioverfahrenstechnik			Lise-Meitner-Str. 2	D	24941	Flensburg	0 461 / 99 92 - 121	0 461 / 99 92 - 101	
Herold und Co. GmbH		Langer	Postfach 40	D	95479	Gefrees	0 92 54 / 97 00	0 92 54 / 97 04 - 0	herold-gefrees@t-online.de
Ingenieurbüro & Handel	Andreas	Scheibner	Marienbergerstr. 2a	D	83024	Rosenheim	08031 / 891 423	0 80 31 / 890 515	blockheizkraftwerk@t-online.de
BEN Ingenieurgesellschaft bR	Hans-P.	Erhard	Jean-Paul-Str. 26 a	D	95444	Bayreuth	0 921 / 56 07 56 - 0	0 921 / 56 07 56 - 6	BEN-GbR@t-online.de
EEG Energie Expertise GmbH	Henrik	Borgmeyer	Piepenbrink20	D	49328	Melle	0 54 27 / 92 25 75	0 54 27 / 92 25 - 76	borgmeyer@energy-expertise.de
Ingenieurbüro für Landtechnik	Anton	Perwanger	Hofmarkstr. 46	D	85406	Flitzing	0 81 67 / 83 44	0 81 67 / 86 55	
Fischer Energietechnik Ingenieurbüro			Hubertusstr. 2	D	59199	Bönen	0 23 83 / 95 34 59	0 23 83 / 95 34 63	FischerEnergie@gmx.de
Schreiber Metall - Heizung - Sanitär	Helfried	Schreiber	Dorfstr. 36	D	19357	Boberow	0 38 781 / 40 338	0 38 781 / 40 309	schreiber-hsm@t-online.de
UWAS Umweltservice	Dieter	Gastinger	Bodenseestr. 228	D	81243	München	0 89 / 87 14 083	0 89 / 87 11 11 0	uwas@aol.com
Ingenieurbüro Blumberg		Blumberg	Schloß Arnstein	D	37249	Neu-Eichenberg	0 55 42 / 68 53	0 55 42 / 72 681	blumberg-engineers@t-online.de
Ingenieurbüro Herbert Bischoff und Partner	Herbert	Bischoff	Schlossgrabengasse 1	D	63065	Offenbach a.M.	0 69 / 82 36 49 10	0 69 / 82 36 49 11	ihbof@t-online.de
Bioteg GmbH	Kurt	Frunzke	von-Linde-Str. 16	D	95326	Kulmbach	0 92 21 / 90 53 80	0 92 21 / 90 53 99	service@bioteg.de
Wolf GmbH & Co.KG	Max	Pflug	Gewerbegebiet	D	94486	Osterhofen	0 99 32 / 37 - 0	0 99 32 / 37 262	mail@wolf-system.de
Ingenieurbüro Michael Gammel GmbH	Michael	Gammel	An den Sandwellen 114	D	93326	Abensberg	09443 / 929 - 0	0 94 43 / 929 - 292	gammel@gammel.de
Biogaskontor Köberle GmbH	Erwin	Köberle	Hauptstr. 6	D	89611	Obermarchtal	0 73 75 / 92 00 - 5	0 73 75 / 92 00 - 6	Biogaskontor@ulm-direkt.net
Biogas - Anlagenbau	H.-Jürgen	Schnell	Schattbucherstr. 11	D	88279	Amtzell	07520 / 52 88	0 75 20 / 53 88	
REA GmbH	Rita	Nimmrichter	Rottmannstr. 18	D	80333	München	0 89 / 52 04 6606	0 89 / 523 23 29	
H. Schmid Bauunternehmen GmbH	Franz	Lindauer	Iglauer Str. 2	D	87616	Marktobersdorf	0 83 42 / 96 10 - 01	0 83 42 / 96 10 - 60	info@hubert-schmid.de
Ingenieurbüro Mißbach und Gärtner		Mißbach	Rathsfelder Str. 1	D	99734	Nordhausen	0 36 31 / 63 03 04	0 36 31 / 63 03 05	ing.buero-missbach-gaertner@t-online.de
PowerFarming by LÜDTKEPROJEKT	Holger	Lüdtke	Reetwerder 1 - 3	D	21029	Hamburg	0 40 / 24 83 52 70	0 40 / 24 83 52 77	info@powerfarming.de
BINOWA Umweltverfahrenstechnik	Reik	Ellmann	Weinstr. 22	D	06636	Weischütz	0 34 462 / 70 30	0 34 462 / 21 620	BINOWA@t-online.de
NOVATECH Gesellschaft für umweltschonende Technologien mbH	Gebietsvertretung Nord		Friedenshort 60b	D	42369	Wuppertal	0 202 / 24 60 90 40	0 202 / 46 60 399	novatech-wuppertal@t-online.de
Linde KCA Dresden GmbH	Thomas	Büchner	Postfach 12 01 84	D	01003	Dresden	0 351 / 250 - 31 05	0 351 / 250 - 48 26	Thomas_Buechner@lkca.de
AVD GmbH	Heinrich	Albers	Grosse Str. 14	D	26871	Aschendorf	0 49 62 / 91 39 12	0 49 62 / 91 39 48	Agrovermittlungsdienst@ewetel.net
AgrEnviCon GmbH		Gerbracht	Ohlenberger Weg 24	D	53545	Ockenfels	0 26 44 / 98 05 70	0 26 44 / 98 05 72	info@agrenvicon.de
RTK Regeltechnik Kornwestheim	Uwe	Pullmann	Am Weißiger Bach 103 a	D	01328	Dresden	0351 / 2680420	0351 / 2680433	upullmann@RTK.de
Bio-Konzept	Heinz	Klause	Freudenthalstr. 28	D	27389	Fintel	0 42 65 / 95 35 07	0 42 65 / 95 35 08	info@bio-konzept.de

9.2 Anlagenherstellung (Komplettanlagen)

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
NORDEX	Erwin	Raible	Horber Str. 14	D	72108	Ergenzingen	0 74 57 / 91 0 12	0 74 57 / 9 10 13	eraible@t-online.de
SEVA Schulz GmbH	Walter	Szczesny	Postfach 40	D	26197	Ahlhorn	0 44 35 / 93 09 - 0	0 44 35 / 93 09 - 23	info@seva.de
Krieg & Fischer Ingenieure GmbH	Andreas	Krieg	Hannah-Vogt-Str. 1	D	37085	Göttingen	0 551/ 770 771 - 0, -3	0 551/ 77 07 71 - 2	Krieg@kriegfischer.de
U.T.S. Umwelt-Technik-Stüd GmbH	Christa	Halmheu	Steinkirchen 9	D	84419	Obertaufkirchen	0 80 82 / 93 05 - 0	0 80 82 / 93 05 - 50	u.t.s.obertaufkirchen@t-online.de
BWE biogas weser-ems GmbH & Co. KG	Johannes	Gehlenborg	Oldenburger Str. 218 b	D	26203	Wardenburg	0 44 07 / 92 23 14	0 44 07 / 92 23 15	gehlenborg@nwn.de
Schmack-Biogas	Markus	Bäumel	Oberer Mühlweg 6	D	93133	Burglengenfeld	0 94 71 / 604 - 121	0 94 71 / 604 - 204	hotline@schmack-biogas.com
AQUA-TEK Ges. für Biotechnologie und Anlagenbau mbH	Jörg	Wenz	Havelberger Str. 18	D	10559	Berlin	0 30 / 397 31 700	0 30 / 395 35 08	vertrieb@aqua-tek.de
LVN Landtechnik Vogelsang Nauen GmbH	Manfred	Gegner	Paul - Jerchel - Str. 2	D	14641	Nauen	0 33 21 / 455 748	0 33 21 / 453 68 28	LVN-Nauen@t-online.de
ARCHEA Gesellschaft für umweltschonende Technologien mbH	Oliver	Nacke	Hoher Kamp 7	D	31840	Hess. Oldendorf	0 51 52 / 52 71 6 - 0	0 51 52 / 52 71 6 - 1	info@archea.de
Ingenieurbüro Hauke Oldsen	Hauke	Oldsen	Dorfstr. 43	D	25923	Uphusum	0 46 63 / 76 66	0 46 63 / 76 54	HOldsen@t-online.de
Schmack-Biogas	Markus	Ott	Oberer Mühlweg 6	D	93133	Burglengenfeld	0 94 71 / 604 - 200	0 94 71 / 604 - 204	markus.ott@schmack-biogas.com
Umweltschutz Nord Kompostsysteme	Erwin	Wiemken		D	27777	Gandekesee	0 42 22 / 47 224	0 42 22 / 47 208	UN-GBK@t-online.de
Umweltschutz Nord Kompostsysteme GmbH & Co.	Claas	Knoblich	Industriepark 6	D	27777	Gandekesee	0 42 22 / 47 - 180	0 42 22 / 47 - 208	biogas@u-nord.com
GUMA GmbH Ges.f.Umwelttechnik, Meßtechnik & Analytik	Helfried	Sasse	PF 100239	D	16285	Schwedt/Oder	0 33 32 / 45 24 8 - 0	0 33 32 / 45 24 8 - 10	guma92@aol.com
Ingenieurbüro für Biogastechnik	Hans-Peter	Gottfried	Förstereistr. 25	D	01099	Dresden	0 351 / 804 78 76	0 351 / 804 78 77	gottfried@biogas-dd.de
Bi-Utec GmbH	Clas	Busack	Zittauer Str. 58	D	02788	Hirschfelde	0 35 843 / 20 487	0 35 843 / 25 573	bi-utec@t-online.de
Ingenieurbüro Schneider	Ekkehard	Schneider	Schillerstr. 34	D	80335	München	0 89 / 59 53 93	0 89 / 59 81 47	bordageMari@compuserve.de
	Christian	Stetter	Herbshofen 37	D	87760	Lachen	0 83 31 / 86 930	0 83 31 / 56 70	
L.E.E. s.à r.l. Landwirtschaft, Energie & Umwelt	Christian	Heck	Postfach 7	L	6101	Junglinster	00 352 / 78 82 72 800	00 352 / 78 82 72 448	heck@lee.lu
ECB-ENVIRO Berlin AG			Bühningstr. 6	D	13086	Berlin	0 30 / 47 797 - 0	0 30 / 47 797 - 101	info@ecbag.de

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
BTA Biotechnische Abfallverwertung GmbH & Co.KG	Gerd	Mulert	Rottmannstr. 18	D	80333	München	0 89 / 52 04 6606	0 89 / 523 23 29	post@bta-technologie.de
ConSentis Energie und Umwelt	Georg	Bollmer	Hermannstr. 4	D	49835	Wietmarschen	0 59 25 / 99 66 – 18	0 59 25 / 99 66 – 11	info@bollmer.de
Farmatic Abwasser und Wassertechnik GmbH	Ilona	Paulick	Zum Wasserwerk 12	D	15537	Erkner	0 33 62/ 58 53 – 0	0 33 62/ 58 53 – 50	post@farmatic.de
RESOB Ing. Ges.	Katharina	Backes	Beckhauser Str. 16 c	D	40699	Erkrath	0 21 04 / 94 56 10	0 21 04 / 94 56 29	resob@resob.de
WISA UMWELT-SCHUTZ GMBH		Winkler	Lindenstr. 17a	D	39606	Iden	0 3 93 90 / 8 20 00	0 3 93 41 / 5 01 63	Biogaswisa@aol.com
GTE mbH & CoKG	Elfriede	Mönius	Molkereiweg 1	D	91608	Geslau	09867 / 97 089-0	0 9867 / 97 089-41	gte-biogas@t-online.de
IBN Biogastechnik Neubert	Alfred	Neubert	Hinterholz 18	D	91578	Leutershausen	0 98 23 / 89 43	0 98 23 / 84 93	Biogastechnik@t-online.de
RHB GmbH	Thomas	Roßner	Alle der Kosmonauten 32	D	12681	Berlin	0 30 / 54 70 14 04	0 30 / 54 70 14 02	rhb-berlin@t-online.de
Niederlöhner Energieanlagen GmbH	Andreas	Niederlöhner	Wolfsbronn 17	D	91802	Meinheim	09146 / 253	09146 / 15 30	niederloehner@t-online.de
PlanET Energietechnik GmbH	Dietrich	Prenger Bernighoff		D	48691	Vreden	0 25 64 / 97 565	0 25 64 / 39 05 68	ifo@PlanET-Biogas.com
Borsig Energy GmbH Geschäftsbereich Biogas	Markus	Helm	Duisburger Str. 375	D	46047	Oberhausen	0 208 / 8 33 – 12 10	0 208 / 8 33 – 21 07	markus_helm@notes.babcock.de
Ecotop BV	Gerard	Kok	Haydnstraat 32, Postbus 105	NL	7580	Losser	0031 / 53 / 53 61 000	0031 / 53 / 53 60 999	info@ecotop.com
Anlagen- und Apparatebau Lütke GmbH	Marcus	Lütke	Forstweg 31	D	25746	Heide	0 481 / 836 26	0 481 / 836 – 22	luethe@luethe-heide.de
Aquasystems Deutschland	Alois	Maier	Bergerhausen 5	D	87719	Mindelheim	0 82 61 / 73 89 4 – 5	0 82 61 / 73 89 4 – 7	Maier-Abwassertechnik@t-online.de
Ing.-Büro Peters	Klaus	Peters	Gr. St.-Ilsen-Str. 22	D	29410	Salzwedel	0 39 01 / 2 74 53	0 39 01 / 305 92 21	ing.buero-peters@t-online.de
Sauter Wärme + Kraft	Wilfried	Sauter	Mühlstr. 90	D	72461	Albstadt-Tailfingen	0 74 32 / 98 39 – 0	0 74 32 / 98 39 – 30	SWKgmbH@t-online.de
MT-Energie GmbH Bioverfahrenstechnische Anlagen	Christoph	Martens	Vor dem Seemoor 1	D	27404	Rockstedt	0 42 85 / 89 24 90 – 30	0 42 85 / 89 24 90 – 31	info@mt-energie.com
AVS Aggregatebau	Steffen	Herrmann	Salemstraße 43	D	89584	Ehingen-Stetten	0 73 93 / 95 07 – 0	0 73 93 / 95 07 – 40	s.herrmann@avs-aggregatebau.de
ÖKOBIT GmbH	Achim	Nottinger	Neustr. 3	D	54340	Longuich	0 65 02 / 93 62 34	0 65 02 / 93 62 34	oekologisch@t-online.de
LOOCK CONSULTANTS Ingenieurbüro für Umwelttechnik			Kaiser-Wilhelm-Str. 89	D	20355	Hamburg	040 / 340934		
ENTEC Umwelttechnik GmbH	Bernhard	Schulz	Schilfweg 1, RSB Haus	A	6972	Fussach	0043 5578 79 46	00 43 5578 73 638	entec@biogas.at
ECO Anlagenbau GmbH	Martin	Richter	Dessauer Str. 27	D	32108	Bad Salzflun	0 52 22 / 85 659		
VEV GmbH		Wagner	Mühle 2	D	63599	Biebergemünd-Wirtheim	0 60 50 / 97 22 9 – 0	0 60 50 / 97 22 9 – 29	

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
GUD Gesellsch. F. Umweltdienste mbH	Andreas	Frye	St. Georg-Platz 17	D	46395	Bocholt	0 28 71 / 23 06 – 4	0 28 71 / 23 06 – 5	Frye.GUD@t-online.de
EnviTec-Mall	Kunibert	Ruhe	Grüner Weg 80	D	48268	Greven	0 25 71 / 95 9 – 0	0 25 71 / 95 9 – 150	info@envitec-mall.de
TBW GmbH	Hartlieb	Euler	Baumweg 10	D	60316	Frankfurt / Main	069 / 94 35 07 – 0	0 69 / 94 35 07 – 11	info@tbw-frankfurt.com
EnerSys Gesellschaft für regenerative Energien mbH	Dieter	Braun	Tannenburgstr. 98	D	49084	Osnabrück	0541 / 77001 – 0	0 541 / 77001 – 29	energie@enersys.de
OSMO Anlagenbau	Eckhardt	Spiering	Bielefelderstraße 10	D	49124	Georgsmarienhütte	05401 / 858 – 351	0 5401 / 858 – 102	OSMO-GL@t-online.de
Ing. Büro H. Berg & Partner GmbH	Helmut	Berg	Malmedyer Str.30	D	52066	Aachen	0 241 / 94 6 23 – 0	0 241 / 94 6 23 – 30	J.Neuss@Buero-Berg.de
Biogas Südwest GbR	Uwe	Seher	Brunnenstr. 7	D	54316	Hockweiler	0 65 88 / 99 26 06	0 65 88 / 99 26 07	useher@t-online.de
Meixner Güllentechnik	Rudolf	Meixner	Obere Gärten 10	D	74722	Buchen-Hollerbach	0 62 81 / 41 09	0 62 81 / 42 07	info@meixner-guelletechnik.de
Ingenieurbüro Dyckhoff	Gabriele	Dyckhoff	Augsburger Str. 13	D	80337	München	0 89 / 260 33 83	0 89 / 447 605 35	biogas.dyckhoff@t-online.de
LST	Joachim	Kolb	Attenfelderstr. 3 ½	D	86673	Unterstell	0 84 06 / 92 91 – 0	0 84 06 / 92 91 – 20	
Bio-System GmbH		Krämer	Lohnerhofstr. 7	D	78467	Konstanz	0 75 31 / 69 06 50	0 75 31 / 69 06 60	bio-system@t-online.de
Futuratec GmbH Umweltschonende Technologien	Reinhold	Janssen	Ludgeristr. 2	D	26169	Neuscharrel	0 44 93 / 605	0 44 93 / 92 10 64	futuratec@gmx.de
Biogas Nord GmbH	Gerrit	Holz	Rohrteichstr. 54	D	33602	Bielefeld	0 521 / 521 55 44	0 521 / 521 55 48	holz@biogas-nord.de
NOVATECH Gesellschaft für umweltschonende Technologien mbH			Am Schlegelsberg 27	D	74541	Vellberg	0 79 07 / 96 97 – 0	0 79 07 / 96 97 – 70	info@novatechgmbh.com
Plambeck Neue Energien AG		Winterberg	Peter Henlein Str. 2-4	D	27472	Cuxhaven	0 47 21 / 71 83 70	0 47 21 / 718 333	winterberg@plambeck.de
G.A.S. Energietechnik	Volker	Horstmann	Hessenstr. 54	D	47809	Krefeld	0 21 51 / 52 55 2 – 75	0 21 51 / 52 55 580	v-horstmann@gas-energie.de
BioFerm GmbH	Ludwig	Schiedermeier	Moosdorf 20	D	93449	Waldmünchen	0 99 72 / 90 36 36	0 99 72 / 90 21 26	bioferm@t-online.de
Hubert Schmid Bauunternehmen GmbH	Franz	Lindauer	Iglauer Str. 2	D	87616	Marktobendorf	0 83 42 / 96 10 – 01	0 83 42 / 96 10 – 60	info@hubert-schmid.de
Schwarting-Uhde Bioverfahrenstechnik			Lise-Meitner-Str. 2	D	24941	Flensburg	0 461 / 99 92 – 121	0 461 / 99 92 – 101	
KOMPOGAS AG			Rohrstr. 36	CH	8152	Glattbrugg	00 41 / 1 / 809 71 00		info@kompogas.com
IPED Planungsgesellschaft mbH	Chris	Döhring	Albert-Vater-Str. 46 – 48	D	39108	Magdeburg	0 391 / 25 68 223	0 391 / 5 68 249	iped-md@t-online.de
Biogaskontor Köberle GmbH	Erwin	Köberle	Hauptstr. 6	D	89611	Obermarchtal	0 73 75 / 92 00 – 5	0 73 75 / 92 00 – 6	Biogaskontor@ulm-direkt.net
Bio-Konzept	Heinz	Klause	Freudenthalstr. 28	D	27389	Fintel	0 42 65 / 95 35 07	0 42 65 / 95 35 08	info@bio-konzept.de
BINOWA Umweltverfahrenstechnik	Reik	Ellmann	Weinstr. 22	D	06636	Weischütz	0 34 462 / 70 30	0 34 462 / 21 620	BINOWA@t-online.de

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
ROTEC GmbH & Co KG	Rudolf	Geissler	Haselbachstr. 11	A	4873	Frankenburg	00 43 / 76 83 / 50 30 13	00 43 / 76 83 / 50 60 - 8	info@rotec.co.at
pro2 Anlagentechnik GmbH	Stephan	Waerd	Hanns-Martin-Schleyer-Str. 2	D	47877	Willich	0 21 54 / 488 - 410	0 21 54 / 488 - 115	s.waerd@pro-2.de
Bioteg GmbH	Kurt	Frunzke	von-Linde-Str. 16	D	95326	Kulmbach	0 92 21 / 90 53 80	0 92 21 / 90 53 99	service@bioteg.de
TEWE Elektronik GmbH & Co.KG		Wessler	Postfach 14 61	D	48686	Vreden	0 25 64 / 93 55 - 0	0 25 64 / 93 55 - 50	info@tewe.com
BAG Budissa Agroservice GmbH	Olaf	Weber	Birnenallee 10	D	02694	Malschwitz OT Kleinbautzen	0 35 932 / 35630	0 35 932 / 35 656	bag.budissa@t-online.de
SC Abwasser- und Umwelttechnik GmbH	Anton	Huber	Finkenstr. 7	D	94249	Bodenmais	0 9924 / 77 00 - 160	0 9924 / 77 00 - 166	hsc-aut@t-online.de
LST	Joachim	Boddenbroch	Westliche Ringstr. 18	D	85113	Böhmefeld	0 84 06 / 92 91 - 0	0 84 06 / 92 91 - 20	
AVD GmbH	Heinrich	Albers	Grosse Str. 14	D	26871	Aschendorf	0 49 62 / 91 39 12	0 49 62 / 91 39 48	Agrovermittlungsdienst@ewetel.net
MET Energietechnik GmbH Mansfelder Land	Frank	Bogisch	Rathenauplatz 13	D	06114	Halle	0 345 / 52 125 - 0	0 345 / 52 125 - 25	office@met-gmbh.de
BEN Ingenieurgesellschaft bR	Hans-Peter	Erhard	Jean-Paul-Str. 26 a	D	95444	Bayreuth	0 921 / 56 07 56 - 0	0 921 / 56 07 56 - 6	BEN-GbR@t-online.de
Projekt GmbH	Rudolf	Harney	Alexanderstr. 416c	D	26127	Oldenburg	0 441 / 96 170 - 25	0 441 / 96 170 - 10	r.harney@planungsgemeinschaft.de
AgrEnviCon GmbH		Gerbracht	Ohlenberger Weg 24	D	53545	Ockenfels	0 26 44 / 98 05 70	0 26 44 / 98 05 72	info@agrenvicon.de
Wolf GmbH & Co.KG	Max	Pflug	Gewerbegebiet	D	94486	Osterhofen	0 99 32 / 37 - 0	0 99 32 / 37 262	mail@wolf-system.de
Haase Energietechnik GmbH			Gadelander Str. 172	D	24531	Neumünster	0 43 21 / 878 - 0	0 43 21 / 878 - 278	hahm@haase-energietechnik.de
INNOVAS Innovative Energie- und Umwelttechnik			Wilhelm-Hale-Str. 46	D	80639	München	0 89 / 16 78 39 - 73	0 89 / 16 78 39 - 75	info@innovas.com
BioConstruct Ges. zur Errichtung von umweltfreundlichen Energiea		Kief	Industriestraße 8	D	39291	Schopsdorf	0 52 26 / 59 35 56	0 52 26 / 59 25 51	
UWA GmbH & Co.KG			Minderheideweg 2	D	32425	Minden	0 571 / 40 45 - 0	0 571 / 40 45 - 299	uwa@kkf.de
Finsterwalder-Umwelttechnik			Mailinger Weg 5	D	83233	Bernau / Hittenkirchen	0 80 51 / 65 3 90	0 80 51 / 65 3 96	
Herding Abwassertechnik GmbH			August-Borsing-Str. 3	D	92224	Amberg	0 96 21 / 630 - 0	0 96 21 / 630 - 120	
ENTEC Umwelttechnik GmbH	Veronica	Gegner	Paul - Jerchel - Str. 2	D	14641	Nauen	0 33 21 / 46 02 36	0 33 21 / 46 02 38	office@entec-umwelttechnik.com
BIOGAS SÜDWEST	Joachim	Böhm	Im Flürchen 13	D	54309	Newel-Besslich	0 651 / 12 107	0 651 / 66 00 91	Biogas-Suedwest@t-online.de
Henze-Harvestore GmbH	Hans-Christian	Henze	Schmelzerstr. 28	D	59425	Unna-Königsborn	0 23 03 / 961 23 - 0	0 23 03 / 961 23 - 23	henze-harvestore@t-online.de
PowerFarming by LÜDTKEPROJEKT	Holger	Lüdtke	Reetwerder 1 - 3	D	21029	Hamburg	0 40 / 24 83 52 70	0 40 / 24 83 52 77	info@powerfarming.de

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
LIPP GmbH, Anlagenbau + Umwelttechnik	Robert	Ruck	Industriestrasse 36	D	73497	Tannhausen	0 79 64 / 90 03 - 14	0 79 64 / 90 03 - 27	vertrieb@lipp-system.de
REA GmbH	Rita	Nimmrichter	Rottmannstr. 18	D	80333	München	0 89 / 52 04 6606	0 89 / 523 23 29	
NOVATECH Gesellschaft für umweltschonende Technologien mbH		Gebiets- vertretung Nord	Friedenshort 60b	D	42369	Wuppertal	0 202 / 24 60 90 40	0 202 / 46 60 399	novatech-wuppertal@t-online.de
B ö h n i E N E R G I E & U M W E L T GmbH			Industriestrasse 23	CH	8500	Frauenfeld	00 41 / 52 / 728 89 97	00 41 / 52 / 728 89 09	
BEKON Umweltschutz & Energietechnik GmbH	Peter	Lutz	Salbeistr. 20 a	D	84032	Landshut	0 871 / 35 8 59	0 871 / 35 899	landshut@bekon.org
Linde KCA Dresden GmbH	Thomas	Büchner	Postfach 12 01 84	D	01003	Dresden	0 351 / 250 - 31 05	0 351 / 250 - 48 26	Thomas_Buechner@lkca.de
OET Kraft & Wärme GmbH			Deipenbrook 31	D	48607	Ochtrup	0 25 53 / 809 07	0 25 53 / 58 90	info@oet.de

9.3 Komponentenherstellung und -lieferung

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
ITT Flygt Pumpen GmbH, Verkaufsbüro Nord	Heinrich-Wilhelm	Klußmann	Bayernstr. 11	D	30855	Langenhagen	0 511 / 78 00 - 614	0 511 / 78 00 - 9614	heinrich.klussmann@flygt.com
ConSentis Energie und Umwelt	Georg	Bollmer	Hermannstr. 4	D	49835	Wietmarschen	0 59 25 / 99 66 - 18	0 59 25 / 99 66 - 11	info@bollmer.de
MT-Energie GmbH Bioverfahrenstechnische Anlagen	Christoph	Martens	Vor dem Seemoor 1	D	27404	Rockstedt	0 42 85 / 89 24 90 - 30	0 42 85 / 89 24 90 - 31	info@mt-energie.com
GTE mbH & CoKG	Elfriede	Mönius	Molkereiweg 1	D	91608	Geslau	09867 / 97 089-0	0 9867 / 97 089-41	gte-biogas@t-online.de
HOK Horst Künzel	Horst	Künzel	Alte Dielbacher Str. 3	D	69412	Eberbach	0 62 71 / 34 62		
WHG Biogas	Wolfgang	Holland-Götz	Plankensteiner Weg 1	D	95515	Plankenfels	0 92 04 / 91 94 50	0 92 04 / 502	W.Holland-Goetz@plankenfels.de
VEV GmbH		Wagner	Mühle 2	D	63599	Biebergemünd-Wirtheim	0 60 50 / 97 22 9 - 0	0 60 50 / 97 22 9 - 29	
U.T.S. Umwelt-Technik-Süd GmbH	Christa	Halmheu	Steinkirchen 9	D	84419	Obertaufkirchen	0 80 82 / 93 05 - 0	0 80 82 / 93 05 - 50	u.t.s.obertaufkirchen@t-online.de
NOVATECH Gesellschaft für umweltschonende Technologien mbH			Am Schlegelsberg 27	D	74541	Vellberg	0 79 07 / 96 97 - 0	0 79 07 / 96 97 - 70	info@novatechgmbh.com
RESOB Ing. Ges.	Katharina	Backes	Beckhauser Str. 16 c	D	40699	Erkrath	0 21 04 / 94 56 10	0 21 04 / 94 56 29	resob@resob.de
GUD Gesellsch. f. Umweltdienste mbH	Andreas	Frye	St. Georg-Platz 17	D	46395	Bocholt	0 28 71 / 23 06 - 4	0 28 71 / 23 06 - 5	Frye.GUD@t-online.de
Ingenieurbüro Schneider	Ekkehard	Schneider	Schillerstr. 34	D	80335	München	0 89 / 59 53 93	0 89 / 59 81 47	bordageMari@compuserve.de
EnviTec-Mall	Kunibert	Ruhe	Grüner Weg 80	D	48268	Greven	0 25 71 / 95 9 - 0	0 25 71 / 95 9 - 150	info@envitec-mall.de
e + k energie + konzept	Joachim	Kohrt	Max-Brauer-Allee 186	D	22765	Hamburg	0 40 / 43 25 47 07	0 40 / 43 25 47 08	energie.konzept@t-online.de
Von Nordenskjöld Verfahrenstechnik GmbH	Reinhart	von Nordenskjöld	Killistr. 3	D	85658	Egming-Münster	0 80 93 / 20 61	0 80 93 / 22 23	nover@t-online.de
OSMO Anlagenbau	Eckhardt	Spiering	Bielefelderstraße 10	D	49124	Georgsmarienhütte	05401 / 858 - 351	0 5401 / 858 - 102	OSMO-GL@t-online.de
FAN Seperator GmbH	Martin	Kudelko	Oelder Str. 10	D	59302	Oelde	0 25 20 / 91 01 11	0 25 20 / 91 01 00	fan@fan-separator.com
AQUA-TEK Ges. für Biotechnologie und Anlagenbau mbH	Jörg	Wenz	Havelberger Str. 18	D	10559	Berlin	0 30 / 397 31 700	0 30 / 395 35 08	vertrieb@aquatek.de
Prinzing Maschinenbau GmbH	Peter	Prinzing	Siechenlach 2	D	89173	Lonsee-Urspring	0 73 36 7 96 10 -0	0 73 36 7 96 10 - 50	info@prinzing-online.de
Niederlöhner Energieanlagen GmbH	Andreas	Niederlöhner	Wolfsbronn 17	D	91802	Meinheim	09146 / 253	09146 / 15 30	niederloehner@t-online.de
IBN Biogastechnik Neubert	Alfred	Neubert	Hinterholz 18	D	91578	Leutershausen	0 98 23 / 89 43	0 98 23 / 84 93	Biogastechnik@t-online.de

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
Biogas Nord GmbH	Gerrit	Holz	Rohrteichstr. 54	D	33602	Bielefeld	0 521 / 521 55 44	0 521 / 521 55 48	holz@biogas-nord.de
Umweltschutz Nord Kompostsysteme	Erwin	Wiemken		D	27777	Gandekesee	0 42 22 / 47 224	0 42 22 / 47 208	UN-GBK@t-online.de
LVN Landtechnik Vogelsang Nauen GmbH	Manfred	Gegner	Paul - Jerchel - Str. 2	D	14641	Nauen	0 33 21 / 455 748	0 33 21 / 453 68 28	LVN-Nauen@t-online.de
Anlagen- und Apparatebau Lütke GmbH	Marcus	Lütke	Forstweg 31	D	25746	Heide	0 481 / 836 26	0 481 / 836 - 22	luethe@luethe-heide.de
Franz Eisele & Söhne GmbH & Co. KG	Rainer	Eisele	POB 1252	D	72481	Sigmaringen	0 75 71 / 109 - 0	0 75 71 / 109 - 88	sales@eisele.de
Aquasystems Deutschland	Alois	Maier	Bergerhausen 5	D	87719	Mindelheim	0 82 61 / 73 89 4 - 5	0 82 61 / 73 89 4 - 7	Maier-Abwassertechnik@t-online.de
BTA Biotechnische Abfallverwertung GmbH & Co.KG	Gerd	Mulert	Rottmannstr. 18	D	80333	München	0 89 / 52 04 6606	0 89 / 523 23 29	post@bta-technologie.de
Ing.-Büro Peters	Klaus	Peters	Gr. St.-Ilsen-Str. 22	D	29410	Salzwedel	0 39 01 / 2 74 53	0 39 01 / 305 92 21	ing.buero-peters@t-online.de
ARCHEA Gesellschaft für umweltschonende Technologien mbH	Oliver	Nacke	Hoher Kamp 7	D	31840	Hess. Oldendorf	0 51 52 / 52 71 6 - 0	0 51 52 / 52 71 6 - 1	info@archea.de
Biogas Südwest GbR	Uwe	Seher	Brunnenstr. 7	D	54316	Hockweiler	0 65 88 / 99 26 06	0 65 88 / 99 26 07	useher@t-online.de
Borsig Energy GmbH Geschäftsbereich Biogas	Markus	Helm	Duisburger Str. 375	D	46047	Oberhausen	0 208 / 8 33 - 12 10	0 208 / 8 33 - 21 07	markus_helm@notes.babcock.de
Ecotop BV	Gerard	Kok	Haydnstraat 32, Postbus 105	NL	7580	Losser	0031 / 53 / 53 61 000	0031 / 53 / 53 60 999	info@ecotop.com
Farmatic Abwasser und Wassertechnik GmbH	Ilona	Paulick	Zum Wasserwerk 12	D	15537	Erkner	0 33 62 / 58 53 - 0	0 33 62 / 58 53 - 50	post@farmatic.de
Schmack-Biogas	Markus	Ott	Oberer Mühlweg 6	D	93133	Burglengenfeld	0 94 71 / 604 - 200	0 94 71 / 604 - 204	markus.ott@schmack-biogas.com
Bio-System GmbH		Krämer	Lohnerhofstr. 7	D	78467	Konstanz	0 75 31 / 69 06 50	0 75 31 / 69 06 60	bio-system@t-online.de
Walker Technik GbR / Landtechnik - Maschinenbau - Fördertechnik	R.D.	Zaiser-Walker	Stuttgarter Str. 38	D	71701	Schwieberdingen	0 71 50 / 39 39 - 0	0 71 50 / 39 39 - 24	info@walker-technik.de
Polysafe GmbH	Joachim	Reith	Postfach 11 16 05	D	86041	Augsburg	0 82 37 / 96 0 2- 0	0 82 37 / 96 0 2- 30	polysafe@t-online.de
Ingenieurbüro & Handel	Andreas	Scheibner	Marienbergerstr. 2a	D	83024	Rosenheim	08031 / 891 423	0 80 31 / 890 515	blockheizkraftwerk@t-online.de
BÖRGER Pumpen GmbH			Bennigsweg 24	D	46325	Borken-Weseke	0 28 62 / 91 03 - 30	0 28 62 / 91 03 - 47	
Werra Plastic	Klaus-Dieter	Kasper	Industriestr. 2- 6	D	36269	Phillipsthal	0 66 20 / 780	0 66 20 / 7373	klaus-dieter.kaspar@werraplastic.de
LST	Joachim	Kolb	Attenfelderstr. 3 1/2	D	86673	Unterstell	0 84 06 / 92 91 - 0	0 84 06 / 92 91 - 20	
BERGMANN Säcke- und Planenfabrik	Joachim	Bergmann	Haindlfinger Str. 4	D	85354	Freising	0 81 61 / 96 77 - 0	0 81 61 / 6 20 09	info@bergmann-freising.de
Kaminkehrerzentrale A. Kurz	Udo	Kurz	Pettenkofenstr. 31	D	80336	München	089 / 53 77 48	089 / 53 17 78	
Dräger Safety AG und Co. KG a.A.	A.		Revalstr. 1	D	23560	Lübeck	0 451 / 88 2 - 0	0 451 / 88 2 - 20 80	

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
Henze-Harvestore GmbH	Hans-Christian	Henze	Schmelzerstr. 28	D	59425	Unna-Königsborn	0 23 03 / 961 23 – 0	0 23 03 / 961 23 – 23	henze-harvestore@t-online.de
HÜCOBI GmbH	Arno	Scholz	Industriestr. 8	D	33689	Bielefeld	0 52 05 / 10 08 – 52	0 52 05 / 10 08 – 40	info@huecobi.de
NOVATECH Gesellschaft für umweltschonende Technologien mbH		Gebietsvertretung Nord	Friedenshort 60b	D	42369	Wuppertal	0 202 / 24 60 90 40	0 202 / 46 60 399	novatech-wuppertal@t-online.de
BINOWA Umweltverfahrenstechnik	Reik	Ellmann	Weinstr. 22	D	06636	Weischütz	0 34 462 / 70 30	0 34 462 / 21 620	BINOWA@t-online.de
Bio-Konzept	Heinz	Klause	Freudenthalstr. 28	D	27389	Fintel	0 42 65 / 95 35 07	0 42 65 / 95 35 08	info@bio-konzept.de
AVD GmbH	Heinrich	Albers	Grosse Str. 14	D	26871	Aschendorf	0 49 62 / 91 39 12	0 49 62 / 91 39 48	Agrovermittlungsdienst@ewetel.net
Pumpenfabrik Wangen	Peter	Nemet	Simoniusstr. 17	D	88239	Wangen / Allgäu	0 75 22 / 997 – 0	0 75 22 / 997 – 108	mail@wangen.com
Quirrenbach Energieanlagen	Christian	Quirrenbach	St.-Ulrich-Str. 22	D	86733	Alerheim – Rudelstetten	0 90 85 / 92 0 47 – 0, -1	0 90 85 / 92 0 47 – 2	C.Quirrenbach@t-online.de
SUMA Sondermaschinen GmbH		Thürwächter	Martinszeller Str. 21	D	87477	Sulzberg/Allgäu	08376 / 251	0 83 76 / 225	
S&H GmbH & Co. KG	R.	Forkmann	Seegfelder Str. 6 c	D	14624	Dallgow	0 33 22 / 42 94 60	0 33 22 / 42 94 62	SH-environ@t-online.de
REA GmbH	Rita	Nimmrichter	Rottmannstr. 18	D	80333	München	0 89 / 52 04 6606	0 89 / 523 23 29	
Landia A/S	Cord	Cassens	Am Teich 34	D	26340	Zetel	0 44 53 / 48 98 90	0 44 53 / 48 98 91	Ccassens@aol.com
Hubert Schmid Bauunternehmen GmbH	Franz	Lindauer	Iglauer Str. 2	D	87616	Marktobendorf	0 83 42 / 96 10 – 01	0 83 42 / 96 10 – 60	info@hubert-schmid.de
Baur Folien GbR		Baur	Ortsstr. 3	D	87784	Westerheim	0 83 93 / 74 34	0 83 93 / 628	
Streisal Tauchmotoren GmbH		Salomon	Simoniusstr. 26	D	88239	Wangen / Allgäu	0 75 22 / 80 034	0 75 22 / 80 450	streisal@t-online.de
LIPP GmbH, Anlagenbau + Umwelttechnik	Robert	Ruck	Industriestrasse 36	D	73497	Tannhausen	0 79 64 / 90 03 – 14	0 79 64 / 90 03 – 27	vertrieb@lipp-system.de
OET Kraft & Wärme GmbH			Deipenbrook 31	D	48607	Ochtrup	0 25 53 / 809 07	0 25 53 / 58 90	info@oet.de
Armatec Streicher GmbH & Co KG		Hornig	Simoniusstr. 18	D	88239	Wangen / Allgäu	0 75 22 / 97 69 0	0 75 22 / 80 289	info@armatec-fts.de
Atega Weiß Neunkirchen & Co.			In der Au 19	D	57290	Neunkirchen	0 27 35 / 78 320	0 27 35 / 78 32 – 20	email@atega-weiss.de
Biogaskontor Köberle GmbH	Erwin	Köberle	Hauptstr. 6	D	89611	Obermarchtal	0 73 75 / 92 00 – 5	0 73 75 / 92 00 – 6	Biogaskontor@ulm-direkt.net
Ökotherm Heizungsbau GmbH		Kilian	Bildgartenstr. 6	D	74214	Schöntal-Westernhausen	0 79 43 / 39 14	0 79 43 / 81 59	
INNOVAS Innovative Energie- und Umwelttechnik			Wilhelm-Hale-Str. 46	D	80639	München	0 89 / 16 78 39 – 73	0 89 / 16 78 39 – 75	info@innovas.com

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
TEWE Electronic GmbH & Co.KG		Wesseler	Postfach 14 61	D	48686	Vreden	0 25 64 / 93 55 – 0	0 25 64 / 93 55 – 50	info@tewe.com
Bioteg GmbH	Kurt	Frunzke	von-Linde-Str. 16	D	95326	Kulmbach	0 92 21 / 90 53 80	0 92 21 / 90 53 99	service@bioteg.de
pro2 Anlagentechnik GmbH	Stephan	Waerd	Hanns-Martin-Schleyer-Str. 2	D	47877	Willich	0 21 54 / 488 - 410	0 21 54 / 488 - 115	s.waerd@pro-2.de
G.A.S. Energietechnik	Volker	Horstmann	Hessenstr. 54	D	47809	Krefeld	0 21 51 / 52 55 2 - 75	0 21 51 / 52 55 580	v-horstmann@gas-energie.de
BEN Ingenieurgesellschaft bR	Hans-Peter	Erhard	Jean-Paul-Str. 26 a	D	95444	Bayreuth	0 921 / 56 07 56 - 0	0 921 / 56 07 56 - 6	BEN-GbR@t-online.de
Emu Unterwasserpumpen	Andreas	Schmid	Heimgartenstr. 1 - 3	D	95030	Hof / Saale	0 92 81 / 97 4 - 0	0 92 81 / 96 528	Schmid.Andreas@emu.de
JOMA Dämmstoffwerk GmbH	Robert	Kirchmayer	Jomaplatz	D	87752	Holzgünz / Allgäu	0 83 93 / 78 - 0	0 83 93 / 78 - 15	info@draeger.com
LST		Boddenbroch	Westliche Ringstr. 18	D	85113	Böhmefeld	0 84 06 / 92 91 - 0	0 84 06 / 92 91 - 20	info@joma.de
RTK Regeltechnik Kornwestheim	Uwe	Pullmann	Am Weißiger Bach 103 a	D	01328	Dresden	0351 / 2680420	0351 / 2680433	upullmann@RTK.de

9.4 Blockheizkraftwerke

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
EnviTec-Mall	Kunibert	Ruhe	Grüner Weg 80	D	48268	Greven	0 25 71 / 95 9 - 0	0 25 71 / 95 9 - 150	info@envitec-mall.de
Ingenieurbüro Schneider	Ekkehard	Schneider	Schillerstr. 34	D	80335	München	0 89 / 59 53 93	0 89 / 59 81 47	bordageMari@compuserve.de
SEVA Schulz GmbH	Walter	Szczesny	Postfach 40	D	26197	Ahlhorn	0 44 35 / 93 09 - 0	0 44 35 / 93 09 - 23	info@seva.de
GUMA GmbH Ges.f.Umwelttechnik, Meßtechnik & Analytik	Helfried	Sasse	PF 100239	D	16285	Schwedt/Oder	0 33 32 / 45 24 8 - 0	0 33 32 / 45 24 8 - 10	guma92@aol.com
OSMO Anlagenbau	Eckhardt	Spiering	Bielefelderstraße 10	D	49124	Georgsmarienhütte	05401 / 858 - 351	0 5401 / 858 - 102	OSMO-GL@t-online.de
Niederlöhner Energieanlagen GmbH	Andreas	Niederlöhner	Wolfsbronn 17	D	91802	Meinheim	09146 / 253	09146 / 15 30	niederloehner@t-online.de
AQUA-TEK Ges. für Biotechnologie und Anlagenbau mbH	Jörg	Wenz	Havelberger Str. 18	D	10559	Berlin	0 30 / 397 31 700	0 30 / 395 35 08	vertrieb@aqua-tek.de
PlanET Energietechnik GmbH	Dietrich	Prenger Bernighoff		D	48691	Vreden	0 25 64 / 97 565	0 25 64 / 39 05 68	ifo@PlanET-Biogas.com
e + k energie + konzept	Joachim	Kohrt	Max-Brauer-Allee 186	D	22765	Hamburg	0 40 / 43 25 47 07	0 40 / 43 25 47 08	energie.konzept@t-online.de
Umweltschutz Nord Kompostsysteme	Erwin	Wiemken		D	27777	Gandekesee	0 42 22 / 47 224	0 42 22 / 47 208	UN-GBK@t-online.de
RESOB Ing. Ges.	Katharina	Backes	Beckhauser Str. 16 c	D	40699	Erkrath	0 21 04 / 94 56 10	0 21 04 / 94 56 29	resob@resob.de
U.T.S. Umwelt-Technik- Süd GmbH	Christa	Halmheu	Steinkirchen 9	D	84419	Obertaufkirchen	0 80 82 / 93 05 - 0	0 80 82 / 93 05 - 50	u.t.s.obertaufkirchen@t-online.de
Johann Hochreiter BHKW Beratung- Planung	Johann	Hochreiter	Hermann i. d. Steinau 1	D	83530	Schnaitsee	0 86 22 / 3 66	0 86 22 / 14 53	biogas.hochreiter@t-online.de
Dreyer & Bosse Kraftwerke GmbH	Peter	Bosse	Streßelfeld 1	D	29475	Gorleben	0 58 82 / 98 74 74	0 58 82 / 98 74 75	
IBN Biogastechnik Neubert	Alfred	Neubert	Hinterholz 18	D	91578	Leutershausen	0 98 23 / 89 43	0 98 23 / 84 93	Biogastechnik@t-online.de
Sauter Wärme + Kraft	Wilfried	Sauter	Mühlstr. 90	D	72461	Albstadt-Tailfingen	0 74 32 / 98 39 - 0	0 74 32 / 98 39 - 30	SWKgmbH@t-online.de
Aquasystems Deutschland	Alois	Maier	Bergerhausen 5	D	87719	Mindelheim	0 82 61 / 73 89 4 - 5	0 82 61 / 73 89 4 - 7	Maier-Abwassertechnik@t-online.de
GTE mbH & CoKG	Elfriede	Mönius	Molkereiweg 1	D	91608	Geslau	09867 / 97 089-0	0 9867 / 97 089-41	gte-biogas@t-online.de
ConSensis Energie und Umwelt	Georg	Bollmer	Hermannstr. 4	D	49835	Wietmarschen	0 59 25 / 99 66 - 18	0 59 25 / 99 66 - 11	info@bollmer.de
LOOCK CONSULTANTS Ingenieurbüro für Umwelttechnik			Kaiser-Wilhelm-Str. 89	D	20355	Hamburg	040 / 340934		

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
ARCHEA Gesellschaft für umweltschonende Technologien mbH	Oliver	Nacke	Hoher Kamp 7	D	31840	Hess. Oldendorf	0 51 52 / 52 71 6 - 0	0 51 52 / 52 71 6 - 1	info@archea.de
MWB Motorenwerke Bremerhaven	Jan	Uphoff	Barkhausenstrasee	D	27568	Bremerhaven	0 471 / 94 50 - 255	0 471 / 94 50 - 230	webmaster@mwb-bremerhaven.de
enertronic GmbH & Co. Betriebs KG	Jürgen	Böttcher	Gutstr. 4	D	99974	Mühlhausen	0700 / 22 33 0000	0700 / 11 01 20 13	vertrieb@enertronic.de
Quirrenbach Energieanlagen	Christian	Quirrenbach	St.-Ulrich-Str. 22	D	86733	Alerheim - Rudelstetten	0 90 85 / 92 0 47 - 0, -1	0 90 85 / 92 0 47 - 2	C.Quirrenbach@t-online.de
BINOWA Umweltverfahrenstechnik	Reik	Ellmann	Weinstr. 22	D	06636	Weischütz	0 34 462 / 70 30	0 34 462 / 21 620	BINOWA@t-online.de
LST	Joachim	Boddenbroch	Westliche Ringstr. 18	D	85113	Böhmefeld	0 84 06 / 92 91 - 0	0 84 06 / 92 91 - 20	
OET Kraft & Wärme GmbH			Deipenbrook 31	D	48607	Ochtrup	0 25 53 / 809 07	0 25 53 / 58 90	info@oet.de
MET Energietechnik GmbH Mansfelder Land	Frank	Bogisch	Rathenauplatz 13	D	06114	Halle	0 345 / 52 125 - 0	0 345 / 52 125 - 25	office@met-gmbh.de
LST	Joachim	Kolb	Attenfelderstr. 3 1/2	D	86673	Unterstell	0 84 06 / 92 91 - 0	0 84 06 / 92 91 - 20	
pro2 Anlagentechnik GmbH	Stephan	Waerd	Hanns-Martin-Schleyer-Str. 2	D	47877	Willich	0 21 54 / 488 - 410	0 21 54 / 488 - 115	s.waerd@pro-2.de
Haase Energietechnik GmbH			Gadelander Str. 172	D	24531	Neumünster	0 43 21 / 878 - 0	0 43 21 / 878 - 278	hahm@haase-energietechnik.de
Petrick & Wolf Energietechnik GmbH			Gewerbegebiet Geierswalderstr. 13	D	02979	Elsterheide			
SOKRATHERM GmbH & Co. KG	Klaus Klaus	Pollmeier	Milchstr. 12	D	32120	Hiddenhausen	0 52 21 / 96 21 - 0	0 52 21 / 66 0 63	info@sokratherm.de
G.A.S. Energietechnik	Volker	Horstmann	Hessenstr. 54	D	47809	Krefeld	0 21 51 / 52 55 2 - 75	0 21 51 / 52 55 580	v-horstmann@gas-energie.de
MWB Motorenwerke Bremerhaven	Jürgen	Hanke	Barkhausenstrasee	D	27568	Bremerhaven	0 471 / 94 50 - 255	0 471 / 94 50 - 230	webmaster@mwb-bremerhaven.de

9.5 Hersteller für Trockenfermentationsanlagen

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
Futuratec GmbH Umweltschonende Technologien	Reinhold	Janssen	Ludgeristr. 2	D	26169	Neuscharrel	0 44 93 / 605	0 44 93 / 92 10 64	futuratec@gmx.de
arbi Arbeitsgemeinschaft Bioenergie GmbH	Werner	Edelmann	Lättichstr.8	CH	6340	Baar	0041 / 41 / 763 21 21	0041 / 41 / 763 21 33	info@arbi.ch
IBBK Internationales Biogas und Bioenergie Kompetenzzentrum	Michael	Köttner	Heimstr. 1	D	74592	Kirchberg / Jagst - Weckelweiler	0 79 54 / 926 203	0 79 54 / 926 204	biogas-service@t-online.de
LOOCK CONSULTANTS Ingenieurbüro für Umwelttechnik			Kaiser-Wilhelm-Str. 89	D	20355	Hamburg	040 / 340934		
BAG Budissa Agroservice GmbH	Olaf	Weber	Birnenallee 10	D	02694	Malschwitz OT Kleinbautzen	0 35 932 / 35630	0 35 932 / 35 656	bag.budissa@t-online.de
BioFerm GmbH	Ludwig	Schiedermeier	Moosdorf 20	D	93449	Waldmünchen	0 99 72 / 90 36 36	0 99 72 / 90 21 26	bioferm@t-online.de
Linde KCA Dresden GmbH	Thomas	Büchner	Postfach 12 01 84	D	01003	Dresden	0 351 / 250 - 31 05	0 351 / 250 - 48 26	Thomas_Buechner@lkca.de
AgrEnviCon GmbH		Gerbracht	Ohlenberger Weg 24	D	53545	Ockenfels	0 26 44 / 98 05 70	0 26 44 / 98 05 72	info@agrenvicon.de
BEKON Umweltschutz & Energietechnik GmbH	Peter	Lutz	Salbeistr. 20 a	D	84032	Landshut	0 871 / 35 8 59	0 871 / 35 899	landshut@bekon.org
KOMPOGAS AG			Rohrstr. 36	CH	8152	Glattbrugg	00 41 / 1 / 809 71 00		info@komogas.com
Atega Weiß Neunkirchen & Co.			In der Au 19	D	57290	Neunkirchen	0 27 35 / 78 320	0 27 35 / 78 32 - 20	email@atega-weiss.de

9.6 Finanzierung

Firma	Vorname	Name	Straße	Ld.	PLZ	Ort	Telefon	FAX	E-Mail
EBV-Management G mbH & Co	Christian Dietrich	Stetter	Herbshofen 37	D	87760	Lachen	0 83 31 / 86 930	0 83 31 / 56 70	prenger@ebv-gruppe.de
		Prenger Berninghoff	Staulinie 14 - 17	D	26122	Oldenburg	0 441 / 925 40 - 311	0 441 / 925 40 - 399	
Plambeck Neue Energien AG		Winterberg	Peter Henlein Str. 2-4	D	27472	Cuxhaven	0 47 21 / 71 83 70	0 47 21 / 718 333	winterberg@plambeck.de
ARCHEA Gesellschaft für umweltschonende Technologien mbH	Oliver	Nacke	Hoher Kamp 7	D	31840	Hess. Oldendorf	0 51 52 / 52 71 6 - 0	0 51 52 / 52 71 6 - 1	info@archea.de
EBV- Grundstückserschließung sgesellschaft mbH	Heino	Nordemann	Staulinie 14 - 17	D	26122	Oldenburg	0 441 / 925 40 - 318	0 441 / 925 40 - 399	
LÜDTKEPROJEKT	Holger	Lüdtke	Reetwerder 1 - 3	D	21029	Hamburg	0 40 / 24 83 52 70	0 40 / 24 83 52 77	info@luedtkeproject.de
Biogas Südwest GbR	Uwe	Seher	Brunnenstr. 7	D	54316	Hockweiler	0 65 88 / 99 26 06	0 65 88 / 99 26 07	useher@t-online.de
NORDEX	Erwin	Raible	Horber Str. 14	D	72108	Ergenzingen	0 74 57 / 91 0 12	0 74 57 / 9 10 13	eraible@t-online.de
Planungsbüro	Wilhelm	Rohlfing	Kirchweg 24	D	32427	Minden	0 571 / 400 00	0 571 / 400 16	wrohlfing@t-online.de
EnviTec-Mall	Kunibert	Ruhe	Grüner Weg 80	D	48268	Greven	0 25 71 / 95 9 - 0	0 25 71 / 95 9 - 150	info@envitec-mall.de
Projekt GmbH	Rudolf	Harney	Alexanderstr. 416c	D	26127	Oldenburg	0 441 / 96 170 - 25	0 441 / 96 170 - 10	r.harney@planungsgemeinschaft.de
pro2 Anlagentechnik GmbH	Stephan	Waerd	Hanns-Martin-Schleyer- Str. 2	D	47877	Willich	0 21 54 / 488 - 410	0 21 54 / 488 - 115	s.waerd@pro-2.de
EEG Energie Expertise GmbH	Henrik	Borgmeyer	Piepenbrink20	D	49328	Melle	0 54 27 / 92 25 75	0 54 27 / 92 25 - 76	borgmeyer@energy-expertise.de
Unternehmensberatung Markus Bernhard	Georg	Straßer	Frontenhausener Str. 64	D	84137	Vilsbiburg	0 87 41 / 95 85 65	0 87 41 / 95 85 66	markus.bernhard@t-online.de
G.A.S. Energietechnik	Volker	Horstmann	Hessenstr. 54	D	47809	Krefeld	0 21 51 / 52 55 2 - 75	0 21 51 / 52 55 580	v-horstmann@gas-energie.de
ETA-plus GmbH / ETA Energie GmbH			Hugo-Eckenerstr. 29	D	50829	Köln	0 221 / 95 65 13 - 0	0 221 / 95 65 13 - 90	info@eta-plus.de
PowerFarming by LÜDTKEPROJEKT	Holger	Lüdtke	Reetwerder 1 - 3	D	21029	Hamburg	0 40 / 24 83 52 70	0 40 / 24 83 52 77	info@powerfarming.de
MET Energietechnik GmbH Mansfelder Land	Frank	Bogisch	Rathenauplatz 13	D	06114	Halle	0 345 / 52 125 - 0	0 345 / 52 125 - 25	office@met-gmbh.de

9.7 Verbände, Vereine und Institute

ARGE Biogas ; Herr W. Graf

Blindengasse 4/10 – 11; A-1018 Wien
Telefon: 00 43 / 1 / 406 45 79; FAX: 0043 / 1 / 13 19 91 25

Biogasunion e.V.

Preußenstr. 23; 12524 Berlin
Tel. 0 30 / 67 80 53 22; Fax: 0 30 / 67 80 53 21; E-Mail: info@biogasunion.de

BORDA Bremen Overseas Research and Development Association

Biogas in Entwicklungsländern

Breitenweg 55; 28195 Bremen
Telefon: 0 421 / 13 718

Bundschuh Biogasgruppe Stuttgart; Herr D. Spielberg

Zirler Weg 55; 71522 Backnang-Maubach
Telefon: 0 71 91 / 87 153; E-Mail: dieter.spielberg@t-online.de

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe

Hofplatz 1, 18276 Gülzow
Tel. 03843 / 69300; Fax: 03843 / 6930102; E-Mail: info@fnr.de

Fachverband Biogas e.V.

Angerbrunnenstr. 12,; 85356 Freising
Tel. 08161-984660; Fax: 08161-984670; E-Mail: info@biogas.org

Fachverband Biogas; Informationen über Biogas

Geschäftsstelle; Herr Dipl.-Ing. M. Köttner
Am Feuersee 12; 74592 Kirchberg / Jagst
Telefon: 07954 / 1270; FAX: 07954 / 1263
E-Mail: biogas@t-online.de; Home-Page: www.biogas-info.de

Fachverband Biogas; Informationen über Biogas

Regionalgruppe Schleswig-Holstein; Hauke Oldsen
Dorfstraße 43; 25923 Uphusum / S.-H.
Telefon: 0 46 63 / 76 00; FAX: 0 46 63 / 76 54

Fachverband Biogas; Informationen über Biogas

Biogasinitiative Ulm; Siegfried Wucher
Römerstr. 32; 89077 Ulm
Telefon: 0 731 / 37 440; FAX: 0 731 / 37 437

Fachverband Biogas; Informationen über Biogas

Regionalgruppe Nordrhein-Westfalen; Hendrik Becker
Gaxel 24; 48691 Vreden
Telefon: 0 25 64 / 97 514; FAX: 0 25 64 / 97 515

Fachverband Biogas; Informationen über Biogas

Regionalgruppe Südlicher Schwarzwald; Otto Körner
Burgring 8; 78199 Bräunlingen - Bruggen
Telefon: 0 771 / 83 14 50; FAX: 0 771 / 83 14 35

Fachverband Biogas; Informationen über Biogas

Regionalgruppe Sachsen -Thüringen, Umweltzentrum; Herr Dipl.-Ing. A. Kretschmer
Dorfstr. 8; 04720 Zschaitz - Auterwitz
Telefon: 034325 / 20200; FAX: 034325 / 20507; E-Mail: energy_of_nature@t-online.de

Fachverband Biogas; Informationen über Biogas

Regionalgruppe Niedersachsen; Harm Grobrügge
Mitteldorf 12; 27383 Weservesede
Telefon: 0 42 63 / 1362; FAX: 0 42 63 / 3562

Fachverband Biogas; Informationen über Biogas

Regionalgruppe Berlin-Brandenburg; Dipl.-Chem. Roland Schnell
Rudolfstr. 13; 10245 Berlin
Telefon: 0 30 / 29 44 98 03; FAX: 0 30 / 29 44 98 04
E-Mail: biogasde@aol.com; Home-Page: users.aol.com/biogasDE

Folkecenter for Renewable Energy

Preben Maegard, P.O. Box 208; DK-7760 Hurup Thy
Telefon: 00 45 / 97 / 95 65 55; FAX: 00 45 / 97 / 95 65 65
E-Mail: fcenergy@inet.uni-c.dk

GTZ, GATE Deutsches Zentrum für Entwicklungstechnologien

C. Rudolph
Postfach 5180; 65726 Eschborn
Telefon: 0 61 96 / 79 - 0

Institut für Energetik und Umwelt gGmbH

Dr. M. Kaltschmitt
Torgauer Str. 116; 04347 Leipzig
Telefon: 0341 / 2434112; Fax: 0341 / 2434133;
E-Mail: energetik-leipzig@energetik-leipzig.de

**KTBL Kuratorium für Technik und Bau in der Landwirtschaft
Beratung, Informationsschriften**

Dr. v. Oheimb
Bartningstr. 49; 64289 Darmstadt
Telefon: 0 61 51 - 700 - 10

**Landberatung Bremervörde, Beratungsring West
Beratung**

Albrecht-Thaer-Str. 6; 27432 Bermervörde
Telefon: 0 47 61 / 99 21 10

Oekofonds

J. Schummer
Av. Salentiny BP 75; L-9001 Ettelbruck
Telefon: 00 32 / 81 77 78; FAX: 00352 / 81 13 06

ÖKL

Schwindgasse 5; A-1041 Wien

RENERGIE

Stockach 189; 87474 Buchenberg
Telefon: 0 83 78 / 71 47

9.8 Forschung, Lehre und Information

ATB, Institut für Agrartechnik Bornim

Abt. Bioverfahrenstechnik; Herrn Dr. Linke
Max-Eyth-Alle 100; 14469 Potsdam
Telefon: 0331 / 56 99 – 110; FAX: 0331 / 56 99 – 849

Biomasse Info-Zentrum

Herr Waitze; Heßbrühlstr. 49a; 70565 Stuttgart;
Tel. 0 711 / 78 061 – 29; Fax: 0 711 / 78 061 – 77; E-Mail: info@biomasse-info.net

Boxer-Informations-dienst Regenerative Energie

Herr Wichmann; Baumgarten 28; 95326 Kulmbach
Tel. 0 92 21 / 87 78 – 38; Fax: 0 92 21 / 87 78 – 39; E-Mail: info@boxer99.de

BTU Brandenburgische Technische Universität Cottbus

Lehrstuhl Abfallwirtschaft, Fakultät Umweltwissenschaften und Verfahrenstechnik
Herr Prof. Dr.-Ing. habil. G. Busch
Postfach 10 13 44, 03013 Cottbus
Telefon: 0355 / 69 31 36; FAX: 0355 / 6931 37

Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft

Institut für Technologie; Prof. Weiland
Bundesallee 50; 38116 Braunschweig
Telefon: 0 531 / 596 – 508; FAX: 0 531 / 596 - 363
E-Mail: Weiland@tec.fal.de

Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU)

An der Bornau 2; 49090 Osnabrück
Telefon: 0541-96330; Fax: 0541-9633190

Fachhochschule Gießen

Labor für Anaerobe Verfahrenstechnik; Prof. Gosch
Wiesenstr. 14; 35390 Gießen
Tel. 0641 / 309-0; FAX: 0 641 / 30 96 05

Fachhochschule Hamburg

Fachbereich Bioverfahrenstechnik; Prof. P. Scherer
Lohbrügger Kirchstr. 36; 21035 Hamburg
Telefon: 040 / 72 52 26 64; FAX: 040 / 72 52 26 81

FAT - Eidgenössische Forschungsanstalt für Betriebswirtschaft und Landtechnik

CH-8356 Tänikon
Telefon: 0041 / 52 62 31 31

Fraunhofer Institut für Grenzflächenforschung und Bioverfahrenstechnik

Institut für Grenzflächenforschung und Bioverfahrenstechnik; Dr. Trösch
Nobelstr. 12; 70569 Stuttgart
Telefon: 0 711 / 97 00 00

Westfälische Hochschule Zwickau (FH)

Prof. Dr. Helmut Eichert
Dr.-Friedrichs-Ring 2a; 08056 Zwickau
Telefon: 0375 / 5362700, Fax: 0375/5362102, E-Mail: Helmut.Eichert@fh-zwickau.de

Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft

Fachbereich Ländlicher Raum, Betriebswirtschaft und Landtechnik
Dipl.-Ing. agr. Kerstin Jäkel
Leipziger Str. 200, 04178 Leipzig
Tel.: 0341/4472220, Fax: 0341/4472314

Technische Universität Dresden

Frau Dr. Maibaum
Mommsemstr. 13; 01069 Dresden
Telefon: 0351 / 46 33 34 30; FAX: 0351 / 46 37 204

TUB Technische Universität Berlin

Institut für Verfahrenstechnik, MA 5 – 7; Prof. Wiesmann
Straße des 17. Juni 135; 10623 Berlin
Telefon: 030 / 314-23701 (Skr.)

TUM Technische Universität München

Landtechnischer Verein; Mitterleitner
Vöttingerstr. 36; 85354 Freising
Telefon: 08181 / 71 - 34 57,-3302; FAX: 08161 / 71 - 40 46
E-Mail: schattner@tec.agrar.tu-muenchen.de; Home-Page: www.tec.agrar.tu-muenchen.de

TUM Technische Universität München

Institut für Energie und Umwelttechnik in der Lebensmittelindustrie; Herr Dr. Behmel
85354 Freising-Weihenstephan
Telefon: 0 81 61 / 71 - 3109

TUM Technische Universität München

Prof. Dr. M. Faulstich
Am Coulombwall; 85748 Garching
Telefon: 0 89 / 289 - 137 00; FAX: 0 89 / 289 - 137 18
E-Mail: k.leonhard@wga.bauwesen.tu-muenc

Universität für Bodenkultur

Institut für Landtechnik und Bodenkultur, Abt. Landtechnik; Prof. Boxberger
A-1190 Wien
Telefon: 0043 / 1 / 476 54 35 00

Universität Hohenheim

Institut für Agrartechnik; Dr. Oechsner
Postfach 700 562; 70599 Stuttgart
Telefon: 0 711 / 459 - 2684

Universität Hohenheim

Institut für Tiermedizin und Tierhygiene; Dr. Phillip
Postfach 700 562; 70599 Stuttgart
Telefon: 0 711 / 459 - 2448

Verband Agrarforschung Nordhausen

Dr. Vollmer
Kommunikationsweg 11; 99734 Nordhausen
Telefon: 0 36 31 / 656 - 961

10 Literaturverzeichnis

- Asmus, F., 1988: Eigenschaften und Düngerwirkung von ausgefauter Gülle aus der Biogasgewinnung. Archiv Acker-, Pflanzenbau und Bodenkunde, Berlin 32, S. 527-532.
- Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, 2/1988: Berichte zur Informationstagung „27. Biogastagung“.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Verordnung über die Verwertung von unbehandelten und behandelten Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden.
- Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufgenossenschaften e. V., 9/2002: Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen, Arbeitsunterlage 69.
- Bioabfallverordnung (BioAbfV) vom 21.9.1998 in BGBl. I, Nr. 65, S. 2955 ff.
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Fraunhofer-Institut für Systemtechnik (ISI), 1991: Kostenaspekte erneuerbarer Energiequellen.
- Düngemittelgesetz vom 15.11.1977 in BGBl. I, S. 2134, geä. durch das Gesetz zur Förderung der bäuerlichen Landwirtschaft vom 12.07.1989 (BGBl. I, S. 1935), geä. durch das Gesetz zur Vermeidung, Verwertung und Beseitigung von Abfällen vom 27.09.1994 (BGBl. I, S. 2705).
- Düngemittelverordnung vom 09.07.1991 in BGBl. I, S. 1450, zuletzt geä. durch Verordnung vom 16.07.1997 in BGBl. I, S. 1835.
- Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für wissenschaftl.-techn. Information mbH, Schmidt, R., 1998-2001: BINE – Informationsdienst.
- Forschungszentrum Karlsruhe, Fortbildungszentrum für Technik und Umwelt, Körting, K., 2000: Technik und Wirtschaftlichkeit von Blockheizkraftwerken.
- Fachmagazin „energie & pflanzen“ Ausgaben 4/2000; 4 und 5/2001.
- Fachverband Biogas e.V.,
- Berichte zur Tagung „Biogas in der Landwirtschaft“, 1/1997
 - Berichte zur Tagung „50 Jahre Biogas in der Landwirtschaft“, 1998
 - Infoblätter 2000 / 2001
 - Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen (5/1998)
- Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24.04.1998 in BGBl. I, Nr. 23, S. 930 ff
- Gesetz zur Vermeidung, Verwertung und Beseitigung von Abfällen vom 27.09.1993 in BGBl. I, S. 2705
- Hartung, J., 1988: Forschungsbericht VDI Reihe 15. Nr. 56.

- Isensee, E., 1984: Nebenwirkungen der Biogaserzeugung. Landtechnik 2. S. 77-79.
- Kaltwasser, B. J. (1980): Biogas - Regenerative Energieerzeugung durch anaerobe Fermentation organischer Abfälle in Biogasanlagen, Bauverlag GmbH Wiesbaden, Bonn.
- Klärschlammverordnung (AbfKlärV) vom 15.04.1992 in BGBl. I, S. 912 in der Fassung der Ersten Verordnung zur Änderung der Klärschlammverordnung vom 06.03.1997 in BGBl. I, S. 446.
- Kloss, R., 1986: Planung von Biogasanlagen nach technisch-wirtschaftlichen Kriterien. R. Oldenbourg Verlag München, Wien.
- Kunz, H.-G.: Düngung mit Biogasgülle - Versuchsergebnisse, Vortrag auf Hohenheimer Biogassymposium II
- Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt
- Arbeitspapier 185
 - Arbeitspapier 193
 - Arbeitspapier 219
 - Positionspapier Kofermentation, 1998
 - Arbeitspapier Umweltverträgliche Gülleaufbereitung und -verwertung, 1993
 - Biogasverfahren in Großbetrieben der Tierproduktion, Kuhn, E., 1993
- Länderarbeitsgemeinschaft Abfall, Merkblatt M 10 über Qualitätskriterien und Anwendungsempfehlungen für Kompost. LAGA. Stand: 15.02.1995.
- Meßner, H., 1988: Düngewirkung anaerob fermentierter und unbehandelter Gülle. Diss. TU München.
- RAL, 2001: Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e. V. Güte- und Prüfbestimmungen für Biogasanlagen – Bau.
- Regierung von Niederbayern und Deggendorf, 2000: Vortragsreihe zur Fachtagung „Biogas Offensive 2000“
- Regionalbauernverband Westsachsen e.V., Informationsblatt-Nutzung der Elektrizität im Sondertarif
- Schneichel, H.-W.: Vortrag auf der Biogastagung in Weckelweiler am 07.01.1998
- Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, FB BP, Röhricht, Ch., Twistel, G., 5/1999: Erfassung des Potentials an land- und forstwirtschaftlicher Biomasse zur stofflich/energetischen Nutzung für unterschiedliche Verwaltungseinheiten des Freistaates Sachsen. Zwischenbericht.
- Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, FB LB, Jäkel, K., Mau, S., Westsächsische Hochschule Zwickau, Eichert, H., Schmidt, M., Ackermann, J., 1/1998: Untersuchungen zur Nutzung von Biogas als regenerativer Energieträger in der Milchviehanlage der AG Lungwitztal e.G. Abschlussbericht zum Forschungsprojekt.

- Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, FB LB, Jäkel, K., Mau, S.: Berichte zur „Biogastagung Sachsen“ 12/1997 und 9/2000
- Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, FB LB, Jäkel, K., Heidenreich, Th., Braun, E., Mau, S., 11/2001: Energieeinsatz in Milchviehanlagen – Ermittlung der elektrischen Verbraucherstruktur in landwirtschaftlichen Tierproduktionsanlagen im Freistaat Sachsen mit Erhebung von Planungsdaten und Schlussfolgerungen auf Energieeinsparmöglichkeiten. Arbeitsmaterial unter Einbeziehung der Ergebnisse des Forschungsvorhabens.
- Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, FB LB, Jäkel, K., Mau, S., 7/1999: Umweltwirkung von Biogasgülle, Abschlussbericht zum Forschungsprojekt.
- Sächsisches Staatsministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Forsten, LfL, Albert, E., Pößneck, J., Ernst, H., Lippold, H., Wanka, U., 8/1997: Ordnungsgemäßer Einsatz von Düngern entsprechend der Düngeverordnung.
- Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landesentwicklung
- Kommunale Abwasserbeseitigung im Freistaat Sachsen; Lagebericht 12/2000
 - Pressemitteilung 69/1997
 - Landesabfall-Wirtschaftsbericht 1995
- Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit
- Energiebericht Sachsen 1994
- Schriftenreihe „Gülzower Fachgespräche“ Band 15, 2000: Energetische Nutzung von Biogas. Stand der Technik und Optimierungspotenzial.
- Schulz, H., 1996: Biogas-Praxis, Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele.
- Van Velsen, A. F. M., 1981: Anaerobic digestion of piggery waste. Ph. D. Thesis of Agric. University Wageningen.
- VDI-Gesellschaft Energietechnik, 2001: VDI-Berichte 1620, Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektive.
- Verordnung über die Grundsätze der guten fachlichen Praxis beim Düngen vom 26.01.1996 in BGBl. I, S. 118, zuletzt geä. durch Verordnung vom 16.07.1997 (BGBl. I, S. 1835).
- Wellinger, A., 1991: Biogas-Handbuch, Verlag Wirz AG, Aarau.
- Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, 1993: Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen.