

Institut für Landtechnik
der Rheinischen Friedrich-Wilhelm-Universität Bonn

Energie- und Stoffumsetzung in Biogasanlagen

**– Ergebnisse messtechnischer Untersuchungen an landwirtschaftlichen
Biogasanlagen im Rheinland –**

Inaugural – Dissertation
zur
Erlangung des Grades
Doktor der Agrarwissenschaften
(Dr. agr.)
der
Hohen Landwirtschaftlichen Fakultät
der
Rheinischen Friedrich-Wilhelm-Universität
zu Bonn

vorgelegt im August 2005

von
Simone Besgen
aus Ibbenbüren

Referent: Prof. Dr.-Ing. P. Schulze-Lammers

Korreferent: PD Dr. Joachim Clemens

Tag der mündlichen Prüfung: 02.12.2006

Diese Dissertation ist auf dem Hochschulschriftenserver der ULB Bonn http://hss.ulb.uni-bonn.de/diss_online elektronisch publiziert

2006

(D 98)

VORWORT

Die vorliegende Arbeit fand in Zusammenarbeit der Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen und dem Institut für Landtechnik der Rheinischen Friedrich-Wilhelm-Universität Bonn statt. Die ersten Vorbereitungen hierfür begannen bereits im Jahre 1996. Es erforderte noch viel Engagement und Arbeit bis das Projekt letztlich gestartet werden konnte. Allen Beteiligten danke ich für die Mithilfe. Initiiert wurde das Vorhaben von Dr. Karl Kempkens dem ich an dieser Stelle dafür und ebenso für die begleitende Betreuung und Unterstützung besonders danken möchte.

Bei Prof. Dr.-Ing. Peter Schulze-Lammers und Dr. Joachim Clemens bedanke ich mich für die wertvollen Anregungen bei der Anfertigung der Arbeit.

Den beteiligten Landwirten und Firmen danke ich für die gute Zusammenarbeit während der Versuchsphase.

Ein besonderer Dank gilt Herrn Dreesen und Petriwski für die Anschließung der Datenlogger.

Ganz besonders möchte ich mich bei Maisun Buntrock, Eva Maroscheck, Julia Leist, Steffi Veddern und dem MEC-Bonn für die Hilfe, Aufmunterung und ständige Unterstützung bedanken.

Tom

ZUSAMMENFASSUNG

Die fehlende bzw. vornehmlich auf Labortests beruhende Datenlage zur Biogastechnologie war Ausgangspunkt für ein Pilotprojekt und die vorliegende Arbeit, in dem über eine Messperiode von zwei Jahren hinweg praxisrelevante Kenndaten an vier landwirtschaftlichen Biogasanlagen messtechnisch erhoben wurden. Die vier mit einer umfangreichen Messtechnik ausgestatteten Anlagen werden im mesophilen Temperaturbereich betrieben und verwerten neben Wirtschaftsdünger, nachwachsende Rohstoffe und organische Reststoffe. Die durchgeführten Messungen umfassen zum einen den Bereich der Bilanzierung, d. h. die Ermittlung von Gaserträgen, Energieausbeuten und -nutzungen und zum anderen den Bereich der Prozessanalyse. Die Prozessanalyse diente der Untersuchung von Parametern, die Aussagen über die Stabilität des Gärprozesses und der Inhaltsstoffe des Substrates zulassen. Bei den Messungen wurden der energetische In- und Output der Anlagen erfasst. Der Input erfolgte in Form von organischer Substanz und der Output in Form von Strom- und Wärmeproduktion aus der Verbrennung des Biogases in den Blockheizkraftwerken. Diesbezüglich wurden darüber hinaus der thermische und der elektrische Wirkungsgrad mit dem jeweiligen Heizölanteil ermittelt. Des Weiteren wurde der Prozessenergiebedarf von Strom und Wärme für den Betrieb der Anlagen analysiert. Die Qualität und Quantität des produzierten Biogases einzelner Substrate wurden bestimmt.

In den vier Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 160-200 kW (2*80 kW, 2*100 kW) werden den Fermentern täglich 20-31 t organisches Substrat zugeführt. Die Substratzufuhr erfolgt in Anlehnung an den erforderlichen Biogasbedarf zur möglichst 100%igen Auslastung der BHKW. Die Anlagen erzeugen aus dem zugeführten Substrat zwischen 1642 m³/d (160 kW) und 1941 m³/d (200 kW) an Biogas. Die Biogaszusammensetzung betrug dabei 52,3-59,7 % Methangas und 143,2-357,8 ppm Schwefelwasserstoff. Aus dem produzierten Biogas werden täglich 3555 (160 kW_{el}) bis 4735 (200 kW_{el}) kWh an Strom sowie 2908 (160 kW_{el}) bis 3780 (200 kW_{el}) kWh an Wärme erzeugt. Berechnungen zufolge werden aus einem Kubikmeter Biogas 1,7 kWh_{el} (80 kW_{el}-Motor) bzw. 2,1 kWh_{el} (100 kW_{el}-Motor) produziert. Der elektrische Wirkungsgrad der acht untersuchten BHKW beziffert sich bei den beiden 80 kW_{el}-Motoren im Durchschnitt auf 31,4 % und bei den sechs 100 kW_{el}-Motoren auf 36,5 %. Die 80 kW_{el}-Motoren erzielen lediglich einen thermischen Wirkungsgrad in Höhe von 29,5 % und die 100 kW_{el}-Motoren von nur 28,9 %. Der elektrische Wirkungsgrad fällt mit 36,5 % auffallend hoch aus und der thermische Wirkungsgrad ist weitaus geringer, als in der Literatur zu finden ist. Der durchschnittliche Heizölanteil der acht BHKW beläuft sich auf 13,6 % und erfüllt damit nicht die Forderung der Energieversorgungsunternehmen von maximal 10 %. Die Messergebnisse zeigen, dass eine dreimalige Methangasmessung pro Tag für die Wirkungsgradberechnungen der BHKW ausreichend ist. Die BHKW erreichen durchschnittlich 8333 Betriebsstunden pro Jahr und damit eine Auslastung von 96 %. Das Ergebnis ist als sehr positiv zu bewerten.

Zusammenfassung

Die Anlagen produzieren pro Kubikmeter Fermentergärervolumen 1,8-3,3 m³ Biogas und pro Kubikmeter Fermenter- und Nachgärervolumen 0,5-1,3 m³ Biogas. Daraus ergibt sich eine Stromproduktion von 3,9-8,1 kWh_{el} pro Kubikmeter Fermentergärervolumen und 1,0-3,1 kWh_{el}/m³ Fermenter- und Nachgärervolumen.

Die Durchführung von Versuchen zur Ermittlung der Gasausbeute einzelner Substrate ergab eine Biogasausbeute von 45 m³/m³ Rindergülle, 65 m³/t Futterrüben, 67 m³/t Markstammkohl, 93 m³/t Zuckerrübenwurzelspitzen, 138 m³/t Zuckerrübenwurzelspitzen mit Pressschnitzeln, 164 m³/t Kartoffeln, 189 m³/t Maissilage, 197 m³/m³ Milch, 151-289 m³/m³ Speiseabfälle, 548 m³/t Körnerraps und 560 m³/m³ Sonnenblumenöl. Die Ergebnisse weichen zum Teil stark von den in Betracht gezogenen Literaturangaben ab.

Für die Prozessenergie zum Betrieb der Anlagen werden im Mittel 674 kWh_{th}/d (20 %) an thermischer Energie (ausgenommen Anlage 4) und 158 kWh_{el}/d (3,7 %) an elektrischer Energie verbraucht. Das entspricht ausgesprochen niedrigen Verbrauchswerten. Die Höhe des Stromverbrauchs hängt im Wesentlichen von der Art des Feststoffdosierers bzw. dem zugeführten Substrat ab und von der Laufzeit der Rührwerke im Fermenter. Die Laufzeiten der Rührwerke korrelieren negativ mit den installierten elektrischen Leistungen. Eine höhere installierte Rührwerksleistung verursacht niedrigere Laufzeiten und damit einen geringeren Stromverbrauch. Bei den Feststoffdosierern werden zwischen 5 und 11 kWh/t verbraucht. Der Futtermischwagen erzielt zwar die höchste Leistungsaufnahme, dafür aber die niedrigste Laufzeit und zusätzlich auch den geringsten Arbeitsaufwand.

Im Nachgärer wird ein Anteil von bis zu 32 % der gesamten Gasproduktion erzielt. Das Resultat spricht damit aus ökonomischer sowie ökologischer Sicht für die Ausstattung des Nachgärers mit einem Foliengasspeicher.

Der Arbeitszeitbedarf für die Anlagenbetreuung beträgt im Durchschnitt 85 min/d. Davon werden 33 % für den Bereich Wartung/Reparatur und 67 % für den Bereich Betreuung/Substratzufuhr benötigt.

Die Substratanalysen der Anlagen im Fermenter ergeben im Durchschnitt einen pH-Wert von 7,7, einen Trockensubstanzgehalt von 6,2 % und einen organischen Trockensubstanzgehalt von 44,5 kg/m³. Im Nachgärer sind Werte von 7,9 pH-Wert, 5,2 % TS und 34,7 kg/m³ oTS festzustellen. Das entspricht einer Abbaurate von 15 % TS und 21 % oTS von Fermenter zu Nachgärer, bei einer gesamten durchschnittlichen Verweilzeit von 105 Tagen. Im Gärrest des Nachgärers der Anlagen sind 4,3 kg/m³ Stickstoff, 2,3 kg/m³ Ammonium, 1,5 kg/m³ Phosphor und 3,9 kg/m³ Kalium enthalten.

Im Rahmen des Messprogramms wurden hilfreiche Daten für die Praxis gewonnen. Die Ergebnisse können als Planungsgrundlage bei der Konzeption und dem Bau von Biogasanlagen einfließen.

ABSTRACT

The current data situation on biogas technology is not extensive and is mainly based on laboratory testing. This was the starting point for a pilot project and the dissertation at hand, where data was collected from four agricultural biogas plants during a period of two years. These four plants are equipped with extensive measurement technology and are run under mesophilic temperature conditions. They utilize manure, renewable primary products and organic waste products. The measurements carried out cover balancing, i.e. determining the gas-output, production and usage of energy, as well as process analysis. The latter investigates parameters which permit statements on stability of the fermentation process and on the substances of contents of the substrate. Input and output of the plants were quantified during the measurement periods. Input is defined as organic substance, output as the production of electricity and heat from burning biogas in block-type thermal power stations. Concerning the latter, the thermal and electrical efficiency factor was calculated, indicating also the respective fuel oil proportion. Furthermore, the process energy demand in form of electricity and heat for running the plants was analysed. It was possible to define the quality of the biogas produced as well as the quantity of individual substrates based on standard gas calculations.

At the four biogas plants, which have an installed power of 160-200 kW (2*80 kW, 2*100 kW), fermenters are daily supplied with 20-31 t of organic substrate. Substrate supply follows the required amount of biogas to a preferable 100 % exploitation of the power stations. The plants produce between 1642 m³/d (160 kW) and 1941 m³/d (200 kW) of biogas from the supplied substrate. The biogas is composed of 52.3-59.7 % methane gas and 143.2-357.8 ppm hydrosulphide. The produced biogas generates daily 3555 (160 kW) to 4735 (200 kW) kWh of electricity as well as 2908 (160 kW) to 3780 (200 kW) kWh of heat. Calculations show that one cubic metre biogas yields 1.7 kWh_{el} (80 kW-motor) and 2.1 kWh_{el} (100 kW-motor) respectively. Referring to standard gas, the analyses indicate that electricity production from one cubic metre biogas correlates with the electrical efficiency factor of the power stations. The quantity of reduction to standard gas at the plants correlates with the gas temperature. This leads to the assumption of a 9 % reduction in summer (April to October), and a 5.9 % reduction in winter (November to March).

The electrical efficiency factor of the eight power stations investigated amounts to 31.4 % on average at both of the 80 kW-motors, and to 36.5 % at the 100 kW-motors. The 80 kW-motors yield a thermal efficiency factor of 29.5 %, the 100 kW-motors of 28.9 % only. The electrical efficiency factor of 36.5 % turns out remarkably high, and the thermal efficiency factor is far smaller than found in research literature. The average fuel oil proportion of the eight power stations amounts to 13.6 % and thereby does not meet the requirement of maximum 10 % by the power supply companies. The power stations reached an average production time of 8331 hours per year and consequently an exploitation of 95 %, which can be rated as a very positive result.

Abstract

The plants produce 1.8-3.3 m³ biogas per cubic metre fermentation volume as well as 0.5-1.3 m³ biogas per cubic metre fermentation and secondary fermentation volume. This results in an electricity production of 3.9-8.1 kWh_{el} per cubic meter fermentation volume and 1.0-3.1 kWh_{el}/m³ fermentation and secondary fermentation volume.

Tests were carried out to determine the yield of gas of individual substrates. They showed a biogas generation of 45 m³/m³ bovine liquid manure, 54 m³/t fodder beets, 93 m³/t root tips of sugar beets, 138 m³/t root tips of sugar beets with pressed pulp, 99 m³/t marrow-stem kale, 164 m³/t potatoes, 189 m³/t corn silage, 197 m³/m³ milk, 151-289 m³/m³ food waste, 548 m³/t oilseed rape and 560 m³/m³ sun flower oil. Some of the results deviate greatly from considered research literature.

For running the plants, the process energy amounts on average to 674 kWh_{th}/d (20 %) of thermal energy (apart from plant 4) and 158 kWh_{el}/d (3.7 %) of electric energy. This corresponds to notably low consumption values. The amount of electric power consumption mainly depends on the kind of feeding technology and the supplied substrate, as well as on the run-time of the fermenter's agitators. Run-times of agitators are in turn related to the installed power. A higher installed power leads to shorter run-times and thereby to lower power consumption. The moving floor conveyors uses between 5 and 11 kWh/t. The feedstuff mixing cart yields the highest received power, but at the same times the shortest run-time and, additionally, the lowest expenditure of labour.

The secondary fermenter yields a share of 32 % of the entire gas production. This result is an economic and ecological argument for equipping the secondary fermenter with a plastic gasholder.

On average, 85 min/d working time is needed for running and servicing the plants. 33 % of this time is used for servicing, 67 % for running and supply of substrate.

The substrate-analyses of the plants in the fermenter show on average the following values: ph-value of 7.7, dry matter contents (dmc) of 6.2 % and the organic dry matter contents (odmc) of 44.5 kg/m³. The secondary fermenter gives the values 7.9, 5.2 % and 34.7 kg/m³ respectively. This corresponds to a degradation rate of 15 % dmc and 21 % odmc from fermenter to secondary fermenter, at an average total dwell period of 105 days. The fermentation residue of the secondary fermenters contain 4.3 kg/m³ nitrogen, 2.3 kg/m³ ammonium, 1.5 kg/m³ phosphorus and 3.9 kg/m³ potassium.

The measurement programme gained valuable data for the practical use of biogas plants. The results will be helpful for planning and designing these plants.

INHALTSVERZEICHNIS

| | |
|---|----|
| Zusammenfassung | 5 |
| Inhaltsverzeichnis | 9 |
| Abkürzungsverzeichnis | 12 |
| Tabellenverzeichnis | 13 |
| Abbildungsverzeichnis | 16 |
| | |
| 1. PROBLEMSTELLUNG UND ZIELSETZUNG..... | 17 |
| | |
| 2. STAND DES WISSENS..... | 20 |
| | |
| 2.1 Landwirtschaftliche Biogasnutzung in Deutschland..... | 20 |
| 2.2 Geschichtliche Entwicklung der Biogasnutzung | 21 |
| 2.3 Grundlagen der Biogaserzeugung | 22 |
| 2.3.1 Verfahrenstechnischer Ablauf in Biogasanlagen..... | 25 |
| 2.3.2 Der vierstufige Abbau von Biomasse | 27 |
| 2.3.3 Einflussfaktoren auf den Biogasprozess | 30 |
| 2.3.3.1 Temperatur | 31 |
| 2.3.3.2 pH-Wert | 32 |
| 2.3.3.3 Fettsäuren..... | 32 |
| 2.3.3.4 Toxische Stoffe | 33 |
| 2.3.3.5 Substratkonzentration im Fermenter | 34 |
| 2.3.3.6 Substratkonzentrationen im vergorenen Substrat..... | 35 |
| 2.3.3.7 Trockensubstanzgehalt | 35 |
| 2.3.3.8 Verweilzeit | 36 |
| 2.3.3.9 Faulraumbelastung | 36 |
| 2.3.4 Vergärbare Stoffe | 37 |
| 2.3.4.1 Grundsubstrat Wirtschaftsdünger..... | 37 |
| 2.3.4.2 Nachwachsende Rohstoffe und landwirtschaftliche Abfälle | 37 |
| 2.3.4.3 Agroindustrielle Reststoffe | 38 |
| 2.3.4.4 Kommunale Abfälle und Schlachthofabfälle | 38 |
| 2.4 Arbeitsaufwand | 39 |
| 2.5 Energetische Betrachtung | 40 |
| 2.5.1 Substratzufuhr/Energieinput | 40 |
| 2.5.2 Biogasproduktion und -qualität..... | 40 |
| 2.5.2.1 Biogasqualität | 41 |
| 2.5.2.2 Biogasausbeute einzelner Substrate..... | 42 |
| 2.5.2.3 Veränderung der Gasqualität durch die biologische Entschwefelung | 45 |
| 2.5.2.4 Einfluss der Rührwerkslaufzeiten auf den Schwefelwasserstoffgehalt..... | 46 |
| 2.5.2.5 Biogasproduktion im Nachgärer | 46 |
| 2.5.2.6 Normgasproduktion pro Kubikmeter Nettogärvolumen | 47 |
| 2.5.2.7 Normgasproduktion pro Kubikmeter Substratzufuhr..... | 47 |
| 2.5.3 Wärmeproduktion und -verwendung | 47 |
| 2.5.4 Stromerzeugung pro Kubikmeter Biogas und Nettogärvolumen..... | 47 |
| 2.5.5 Stromverbrauch und Laufzeiten | 48 |
| 2.5.6 Wirkungsgrad und Zündölanteil der Blockheizkraftwerke | 49 |
| 2.5.6.1 Zündölanteil | 50 |
| 2.5.6.2 Elektrischer Wirkungsgrad | 50 |
| 2.5.6.3 Thermischer Wirkungsgrad | 51 |
| 2.5.6.4 Auslastung und Betriebsstunden..... | 51 |

| | |
|---|-----|
| 3. ANLAGENBESCHREIBUNG UND METHODEN DER MESSTECHNISCHEN DATENERFASSUNG | 53 |
| 3.1 Anlagenbeschreibung | 53 |
| 3.1.1 Anlage 1 | 53 |
| 3.1.2 Anlage 2 | 54 |
| 3.1.3 Anlage 3 | 55 |
| 3.1.4 Anlage 4 | 56 |
| 3.2 Messkonzept..... | 57 |
| 3.3 Methodik..... | 59 |
| 3.3.1 Substratzufuhr/Energieinput | 59 |
| 3.3.2 Biogasproduktion und -qualität..... | 60 |
| 3.3.2.1 Normgasberechnung..... | 61 |
| 3.3.2.2 Biogasproduktion und -qualität einzelner Substrate..... | 61 |
| 3.3.2.3 Normgasproduktion pro Kubikmeter Nettogärvolumen | 62 |
| 3.3.2.4 Normgasproduktion pro Kubikmeter Substratzufuhr..... | 62 |
| 3.3.2.5 Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas und Nettogärvolumen | 62 |
| 3.3.2.6 Veränderung der Gasqualität durch die biologische Entschwefelung | 63 |
| 3.3.2.7 Einfluss der Rührwerkslaufzeiten auf den Schwefelwasserstoffgehalt..... | 63 |
| 3.3.2.8 Biogasproduktion im Nachgärer | 63 |
| 3.3.3 Wärmeproduktion und -verwendung | 64 |
| 3.3.4 Stromerzeugung und -verbrauch | 64 |
| 3.3.5 Wirkungsgrad und Zündölanteil der Blockheizkraftwerke | 65 |
| 3.3.5.1 Zündölanteil | 65 |
| 3.3.5.2 Elektrischer und thermischer Wirkungsgrad | 65 |
| 3.3.5.3 Auslastung und Betriebsstunden..... | 66 |
| 3.3.6 Prozessanalyse | 66 |
| 3.3.7 Bilanzierungsanalyse einzelner Substrate | 67 |
| 3.3.8 Verweilzeit | 67 |
| 3.3.9 Faulraumbelastung | 67 |
| 3.3.10 Abbau der organischen Trockensubstanz..... | 68 |
| 3.3.11 Prozesstemperatur | 68 |
| 3.3.12 Arbeitszeitbedarf für die Anlagenbetreuung | 68 |
| 4. DARSTELLUNG UND DISKUSSION DER MESSERGEBNISSE..... | 69 |
| 4.1 Energetische Betrachtung..... | 69 |
| 4.1.1 Substratzufuhr/Energieinput | 69 |
| 4.1.2 Biogasproduktion und -qualität..... | 71 |
| 4.1.2.1 Normgasberechnung..... | 72 |
| 4.1.2.2 Biogasqualität | 75 |
| 4.1.2.3 Veränderung der Gasqualität durch biologische Entschwefelung | 80 |
| 4.1.2.4 Einfluss der Rührwerkslaufzeiten auf den Schwefelwasserstoffgehalt..... | 83 |
| 4.1.2.5 Biogasproduktion im Nachgärer | 84 |
| 4.1.2.6 Biogasproduktion und -qualität einzelner Substrate..... | 88 |
| 4.1.2.7 Normgasproduktion pro Kubikmeter Nettogärvolumen | 104 |
| 4.1.2.8 Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas und Nettogärvolumen | 104 |
| 4.1.3 Wärmeproduktion und -verwendung | 106 |
| 4.1.4 Stromproduktion und Betriebsstunden der BHKW | 115 |
| 4.1.5 Stromverbrauch und Verbraucherlaufzeiten..... | 120 |
| 4.1.5.1 Rührwerke | 122 |

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-----|
| 4.1.5.2 Pumpen | 125 |
| 4.1.5.3 Feststoffdosierer | 127 |
| 4.1.5.4 Stromverbrauch einzelner Verbraucher..... | 129 |
| 4.1.6 Wirkungs-/Nutzungsgrad und Zündölanteil der Blockheizkraftwerke..... | 134 |
| 4.1.7 Arbeitszeitbedarf für die Anlagenbetreuung | 153 |
| 4.2 Prozessanalyse | 154 |
| 4.2.2 Substratanalysen | 154 |
| 4.2.2.1 Trockensubstanz, Verweilzeit und pH-Wert..... | 157 |
| 4.2.2.6 Nährstoffe im Nachgärer | 160 |
| 4.2.2.8 Fettsäuren..... | 161 |
| 5. LITERATURVERZEICHNIS | 163 |
| 6. ANHANG | 172 |

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

| Abkürzung | Beschreibung |
|------------------|---|
| a | Jahr |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| d | Tag |
| Fe | Fermenter |
| FR | Futtermüllensilage |
| FRB | Faulraumbelastung |
| Kart. | Kartoffeln |
| MSK | Markstammkohl |
| n | Fallzahl |
| Nach E | Nach der biologischen Entschwefelung |
| Ng | Nachgärer |
| oTS | organische Trockensubstanz [kg/m ³] |
| p | Signifikanzniveau |
| PS | Pressschnittel |
| R | Korrelationskoeffizient |
| R ² | Bestimmtheitsmaß |
| Red. | Reduktion |
| RG | Rindergülle |
| SBÖ | Sonnenblumenöl |
| Spabf. | Speiseabfälle |
| V | Variationskoeffizient [%] |
| Vor E | Vor der biologischen Entschwefelung |
| VW | Verweilzeit [d] |
| ZWS | Zuckerrübenwurzelspitzen |
| η | Wirkungsgrad [%] |

TABELLENVERZEICHNIS

| | |
|---|----|
| Tab. 1: Einzelne Untersuchungspunkte der Arbeit | 19 |
| Tab. 2: Inhaltsstoffe von Rindergülle und vergorener Gülle..... | 35 |
| Tab. 3: Inhaltsstoffe im Gärrückstand | 35 |
| Tab. 4: Gasausbeute der Inhaltsstoffe | 41 |
| Tab. 5: Literaturangaben zum Methangasgehalt von Biogas..... | 41 |
| Tab. 6: Literaturangaben zur Biogausausbeute von Futterrüben..... | 43 |
| Tab. 7: Literaturangaben zur Biogausausbeute von Kartoffeln..... | 43 |
| Tab. 8: Literaturangaben zur Biogausausbeute von Maissilage | 44 |
| Tab. 9: Literaturangaben zur Biogausausbeute von Markstammkohl..... | 44 |
| Tab. 10: Literaturangaben zur Biogausausbeute von Rindergülle | 44 |
| Tab. 11: Literaturangaben zur Biogausausbeute von Schweinegülle | 45 |
| Tab. 12: Literaturangaben zur Biogausausbeute von Speiseabfällen..... | 45 |
| Tab. 13: Literaturangaben zur Biogausausbeute von Zuckerrübenwurzelspitzen..... | 45 |
| Tab. 14: Literaturangaben zum elektrischen Wirkungsgrad der BHKW | 51 |
| Tab. 15: Vorhandene Messzeiträume der Anlagen | 69 |
| Tab. 16: Substratzufuhr und prozentualer Anteil von Gülle + Kosubstrat der Anlagen | 71 |
| Tab. 17: Durchschnittliche Normgasproduktion der Anlagen..... | 72 |
| Tab. 18: Durchschnittliche prozentuale Normgasreduktion der Anlagen | 73 |
| Tab. 19: Einfluss des Luftdrucks auf die Normgasreduktion..... | 73 |
| Tab. 20: Einfluss der Gastemperatur auf die Normgasreduktion | 74 |
| Tab. 21: Normgasreduktion im Winterzeitraum 15. Oktober - 15. April..... | 74 |
| Tab. 22: Normgasreduktion im Sommerzeitraum 15. April - 15. Oktober..... | 75 |
| Tab. 23: 3/d Messintervall CH ₄ und H ₂ S, Anlage 1..... | 76 |
| Tab. 24: 20 min. Messintervall CH ₄ , Anlage 1 | 76 |
| Tab. 25: 3/d Messintervall CH ₄ und H ₂ S, Anlage 2..... | 78 |
| Tab. 26: 20 min. Messintervall CH ₄ , Anlage 2..... | 78 |
| Tab. 27: 3/d Messintervall CH ₄ und H ₂ S, Anlage 4..... | 79 |
| Tab. 28: 20 min. Messintervall CH ₄ , Anlage 4..... | 79 |
| Tab. 29: CH ₄ -Gehalte [%] Anlage 3 vor und nach der Entschwefelung | 82 |
| Tab. 30: H ₂ S-Gehalte [ppm] von Anlage 3 vor und nach der Entschwefelung | 82 |
| Tab. 31: H ₂ S-Gehalte [ppm] von Anlage 3 vor und nach der Entschwefelung einzelner Konzentrationsniveaus | 83 |
| Tab. 32: Gasproduktion von Fermenter und Nachgärer, Anlage 2 | 85 |
| Tab. 33: Substratzufuhr 20.05.-19.08.03, Anlage 2..... | 86 |
| Tab. 34: Gasproduktion von Fermenter und Nachgärer, Anlage 3 | 87 |
| Tab. 35: Temperatur und Verweilzeit Gasproduktion Nachgärer, Anlage 3 | 87 |
| Tab. 36: Biogausausbeute Rindergülle, 24.01.-05.02.02, Anlage 3..... | 89 |
| Tab. 37: Substratzufuhr Rindergülle, 24.01.-05.02.02, Anlage 3..... | 89 |
| Tab. 38: FRB, VW und oTS-Abbau Rindergülle, 24.01.-05.02.02, Anlage 3..... | 89 |
| Tab. 39: Biogausausbeute Futterrübensilage 23.01.-04.02.02, Anlage 4 | 90 |
| Tab. 40: Substratzufuhr Futterrübensilage 23.01.-04.02.02, Anlage 4 | 90 |
| Tab. 41: FRB, VW und oTS-Abbau Futterrübensilage 23.01.-04.02.02, Anlage 4..... | 90 |
| Tab. 42: Biogausausbeute Markstammkohl 12.02.-06.03.02, Anlage 4..... | 91 |
| Tab. 43: Substratzufuhr Markstammkohl 12.02.-06.03.02, Anlage 4..... | 91 |
| Tab. 44: FRB, VW und oTS-Abbau Markstammkohl 12.02.-06.03.02, Anlage 4..... | 91 |
| Tab. 45: Biogausausbeute Zuckerrübenwurzelspitzen 01.12.01-06.01.02, Anlage 4 | 91 |
| Tab. 46: Substratzufuhr Zuckerrübenwurzelspitzen 01.12.01-06.01.02, Anlage 4..... | 92 |
| Tab. 47: FRB, VW und oTS-Abbau Zuckerrübenwurzelspitzen 01.12.01-06.01.02, Anlage 4..... | 92 |
| Tab. 48: Biogausausbeute Zuckerrübenwurzelspitzen und Pressschnitzel 24.12.01-05.01.02, Anlage 3..... | 92 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Tab. 49: Substratzufuhr Zuckerrübenwurzelspitzen und Pressschnitzel 24.12.01-05.01.02, Anlage 3..... | 93 |
| Tab. 50: FRB, VW und oTS-Abbau Zuckerrübenwurzelspitzen und Pressschnitzel 24.12.01- 05.01.02, Anlage 3..... | 93 |
| Tab. 51: Biogasausbeute Kartoffeln 13.08.-03.09.02, Anlage 3 | 93 |
| Tab. 52: Substratzufuhr Kartoffeln 13.08.-03.09.02, Anlage 3..... | 94 |
| Tab. 53: FRB, VW und oTS-Abbau Kartoffeln 13.08.-03.09.02, Anlage 3 | 94 |
| Tab. 54: Biogasausbeute Maissilage (1) 06.-22.01.02, Anlage 3 | 94 |
| Tab. 55: Substratzufuhr Maissilageversuch (1) 06.-22.01.02, Anlage 3 | 95 |
| Tab. 56: FRB, VW und oTS-Abbau Maissilageversuch (1) 06.-22.01.02, Anlage 3 | 95 |
| Tab. 57: Biogasausbeute Maissilage (2) 02.-19.03.03, Anlage 2 | 95 |
| Tab. 58: Substratzufuhr Maissilageversuch (2) 02.-19.03.03, Anlage 2 | 96 |
| Tab. 59: FRB, VW und oTS-Abbau Maissilageversuch (2) 02.-19.03.03, Anlage 2 | 96 |
| Tab. 60: Weender Futteranalyse Maissilage | 96 |
| Tab. 61: Biogasausbeute Milch 11.-22.04.03, Anlage 3 | 97 |
| Tab. 62: Substratzufuhr Milch 11.-22.04.03, Anlage 3..... | 97 |
| Tab. 63: FRB, VW und oTS-Abbau Milch 11.-22.04.03, Anlage 3 | 97 |
| Tab. 64: Biogasausbeute Speiseabfälle (1) 09.03.-06.04.03, Anlage 1 | 98 |
| Tab. 65: Substratzufuhr Speiseabfälle (1) 09.03.-06.04.03, Anlage 1 | 98 |
| Tab. 66: FRB, VW und oTS-Abbau Speiseabfälle (1) 09.03.-06.04.03, Anlage 1 | 98 |
| Tab. 67: Weender-Futteranalyse Speiseabfälle (1), Anlage 1 | 98 |
| Tab. 68: Biogasausbeute Speiseabfälle (2) 10.12.03-06.01.04, Anlage 1 | 99 |
| Tab. 69: Substratzufuhr Speiseabfälle (2) 10.12.03-06.01.04, Anlage 1..... | 99 |
| Tab. 70: FRB, VW und oTS-Abbau Speiseabfälle (2) 10.12.03-06.01.04, Anlage 1 | 99 |
| Tab. 71: Biogasausbeute getrockneter Körnerraps 01.03.-21.05.04, Anlage 4..... | 100 |
| Tab. 72: Substratzufuhr getrockneter Körnerraps 01.03.-21.05.04, Anlage 4..... | 100 |
| Tab. 73: FRB, VW und oTS-Abbau getrockneter Körnerraps 01.03-21.05.04, Anlage 4 | 100 |
| Tab. 74: Weender-Futteranalyse getrockneter Körnerraps, Anlage 4..... | 100 |
| Tab. 75: Biogasausbeute Sonnenblumenöl 25.03.-09.04.02, Anlage 4 | 101 |
| Tab. 76: Substratzufuhr Sonnenblumenöl 25.03.-09.04.02, Anlage 4 | 101 |
| Tab. 77: FRB, VW und oTS-Abbau Sonnenblumenöl 25.03.-09.04.02, Anlage 4 | 101 |
| Tab. 78: Vergleich der Untersuchungsergebnisse mit den Literaturangaben | 103 |
| Tab. 79: Normgasproduktion bezogen auf Nettogärvolumen der Anlagen | 104 |
| Tab. 80: Stromproduktion bezogen auf das Gärvolumen der Anlagen | 105 |
| Tab. 81: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas der acht BHKW..... | 106 |
| Tab. 82: Vergleich Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas der acht BHKW..... | 106 |
| Tab. 83: Wärmeproduktion und -verwendung, Anlage 1 | 108 |
| Tab. 84: Spezifische Wärmeverwendung bezogen auf Gärvolumen und Substrat, Anlage 1 | 109 |
| Tab. 85: Wärmeproduktion und -verwendung, Anlage 2 | 110 |
| Tab. 86: Spezifische Wärmeverwendung bezogen auf Gärvolumen und Substrat, Anlage 2 | 110 |
| Tab. 87: Wärmeproduktion und -verwendung, Anlage 3 | 111 |
| Tab. 88: Spezifische Wärmeverwendung bezogen auf Gärvolumen und Substrat, Anlage 3 | 112 |
| Tab. 89: Wärmeproduktion und -verwendung, Anlage 4 | 113 |
| Tab. 90: Spezifische Wärmeverwendung bezogen auf Gärvolumen und Substrat, Anlage 4 | 113 |
| Tab. 91: Durchschnittliche Stromproduktion der Anlagen..... | 115 |
| Tab. 92: Stromproduktion und Auslastung der Anlagen mit $2 \cdot 100 \text{ kW}_{\text{el}}$ | 116 |
| Tab. 93: Stromproduktion und Auslastung aller BHKW | 116 |
| Tab. 94: Durchschnittliche Stromproduktion und Auslastung aller BHKW | 117 |
| Tab. 95: Standardabweichung und Variationskoeffizient der Stromproduktion..... | 117 |
| Tab. 96: Berechnete Betriebsstunden der BHKW im Jahr [h/a] der Anlagen..... | 118 |
| Tab. 97: Berechnete und gemessene Betriebsstunden der BHKW (Anlage 2)..... | 119 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Tab. 98: Gemessene Betriebsstunden der BHKW (Anlage 2) | 119 |
| Tab. 99: Notierte Betriebsstunden der BHKW (Anlage 4) | 119 |
| Tab. 100: Vergleich berechneter und notierter Betriebsstunden der BHKW (Anlage 4) | 120 |
| Tab. 101: Stromverbrauch der Anlagen | 121 |
| Tab. 102: Standardabweichung und Variationskoeffizient des Stromverbrauchs | 121 |
| Tab. 103: Rührwerksleistung im Fermenter der Anlagen | 122 |
| Tab. 104: Laufzeiten der Rührwerke im Fermenter der Anlagen | 123 |
| Tab. 105: Rührwerksleistung im Nachgärer der Anlagen | 125 |
| Tab. 106: Laufzeiten der Rührwerke im Nachgärer der Anlagen | 125 |
| Tab. 107: Vergleich der Laufzeiten [h/d] der Anlagen | 127 |
| Tab. 108: Wirkungsgrad _{el+th} Anlage 1, BHKW 1 (100 kW) | 137 |
| Tab. 109: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH ₄ (Anlage 1, BHKW 1) | 138 |
| Tab. 110: Wirkungsgrad _{el+th} Anlage 1, BHKW 2 (100 kW) | 139 |
| Tab. 111: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH ₄ (Anlage 1, BHKW 2) | 139 |
| Tab. 112: Wirkungsgrad _{el+th} Anlage 2, BHKW 1 (100 kW) | 141 |
| Tab. 113: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH ₄ (Anlage 2, BHKW 1) | 141 |
| Tab. 114: Wirkungsgrad _{el+th} Anlage 2, BHKW 2 (100 kW) | 143 |
| Tab. 115: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH ₄ (Anlage 2, BHKW 2) | 143 |
| Tab. 116: Wirkungsgrad _{el+th} Anlage 3, BHKW 1 (80 kW) | 145 |
| Tab. 117: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH ₄ (Anlage 3, BHKW 1) | 145 |
| Tab. 118: Wirkungsgrad _{el+th} Anlage 3, BHKW 2 (80 kW) | 146 |
| Tab. 119: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH ₄ (Anlage 3, BHKW 2) | 147 |
| Tab. 120: Wirkungsgrad _{el+th} Anlage 4, BHKW 1 (100 kW) | 148 |
| Tab. 121: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH ₄ (Anlage 4, BHKW 1) | 148 |
| Tab. 122: Wirkungsgrad _{el+th} Anlage 4, BHKW 2 (100 kW) | 149 |
| Tab. 123: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH ₄ (Anlage 4, BHKW 2) | 150 |
| Tab. 124: Mittelwerte der 100 kW _{el} -BHKW [%] | 151 |
| Tab. 125: Mittelwerte thermischer Wirkungsgrad der Sommer- und Wintermonate | 151 |
| Tab. 126: Durchschnittlicher Heizölverbrauch der Anlagen | 153 |
| Tab. 127: Prozessanalyse der Gärsubstrate (Fermenter) der Anlagen | 156 |
| Tab. 128: Bilanzierungsanalyse des Gärsubstrates (Nachgärer) der Anlagen | 157 |
| Tab. 129: Verweilzeiten der Anlagen | 158 |
| Tab. 130: Bilanzierungsanalyse (Nachgärer) [kg/m ³] der Anlagen | 161 |
| Tab. 131: Fettsäureanalysen der Anlagen | 162 |
| Tab. 132: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 1, BHKW 1) | 172 |
| Tab. 133: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 1, BHKW 2) | 172 |
| Tab. 134: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 2, BHKW 1) | 172 |
| Tab. 135: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 2, BHKW 2) | 173 |
| Tab. 136: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 3, BHKW 1) | 173 |
| Tab. 137: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 3, BHKW 2) | 173 |
| Tab. 138: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 4, BHKW 1) | 174 |
| Tab. 139: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 4, BHKW 2) | 174 |

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

| | |
|--|-----|
| Abb. 1: Biogasnutzung in Deutschland – Entwicklung von 1992-2002 | 20 |
| Abb. 2: Biogasnutzung in Deutschland Anlagenzahl u. installierte Leistung (Verteilung 2002) | 21 |
| Abb. 3: Die biologischen Prozessstufen der anaeroben Vergärung..... | 28 |
| Abb. 4: Messskizze Anlage 1 und 4 | 58 |
| Abb. 5: Messskizze Anlage 2 und 3 (Fermenter mit Betondecke) | 59 |
| Abb. 6: Tägliche Substratzufuhr der Anlagen..... | 71 |
| Abb. 7: Gasqualität von Anlage 1 in Beobachtungszeit 23.04.02-11.05.04 | 76 |
| Abb. 8: Gasqualität von Anlage 2 in Beobachtungszeit 01.12.01-27.06.04 | 77 |
| Abb. 9: Gasqualität von Anlage 4 in Beobachtungszeit 26.03.02-27.06.04 | 79 |
| Abb. 10: Vergleich der Gasqualitäten der Anlagen..... | 80 |
| Abb. 11: Methangasgehalte [%] von Anlage 3 vor und nach der Entschwefelung | 81 |
| Abb. 12: Schwefelwasserstoffgehalte [ppm] von Anlage 3 vor und nach der Entschwefelung | 82 |
| Abb. 13: Rührwerkslaufzeiten und Schwefelwasserstoffgehalt, Anlage 4..... | 84 |
| Abb. 14: Gasproduktion von Fermenter und Nachgärer, Anlage 2 | 85 |
| Abb. 15: Gasproduktion von Fermenter und Nachgärer, Anlage 3 | 87 |
| Abb. 16: Biogasproduktion einzelner Substrate pro m ³ bzw. t bestimmter Messzeiträume | 102 |
| Abb. 17: Biogasproduktion einzelner Substrate pro kg oTS bestimmter Messzeiträume | 102 |
| Abb. 18: Wärmeproduktion (BHKW 1+2) und -verwendung (Nachgärer, Fermenter, Haus), Anlage 1 | 108 |
| Abb. 19: Wärmeproduktion (BHKW 1+2) und -verwendung (Fermenter, Wohnanlage), Anlage 2..... | 109 |
| Abb. 20: Wärmeproduktion (BHKW 1+2) und -verwendung (Fermenter, 6 Wohnhäuser), Anlage 3..... | 111 |
| Abb. 21: Wärmeproduktion (BHKW 1+2) und -verwendung (Fermenter, Nachgärer, Saustall, Abferkel), Anlage 4..... | 112 |
| Abb. 22: Vergleich des Wärmebedarfs der Anlagen..... | 114 |
| Abb. 23: Absoluter und prozentualer Stromverbrauch der Anlagen..... | 121 |
| Abb. 24: Laufzeiten der Rührwerke im Fermenter..... | 122 |
| Abb. 25: Laufzeiten der Rührwerke im Nachgärer..... | 125 |
| Abb. 26: Laufzeiten der GÜllepumpen..... | 126 |
| Abb. 27: Laufzeiten der Feststoffdosierer, Rührwerke und Pumpen..... | 127 |
| Abb. 28: Laufzeiten der Feststoffdosierer..... | 128 |
| Abb. 29: Strom- und Zeitbedarf der Feststoffdosierer pro Tonne Substrat | 129 |
| Abb. 30: Stromverbrauch einzelner Antriebe, Anlage 1 | 130 |
| Abb. 31: Stromverbrauch einzelner Antriebe, Anlage 2..... | 131 |
| Abb. 32: Stromverbrauch einzelner Antriebe, Anlage 3..... | 132 |
| Abb. 33: Stromverbrauch einzelner Antriebe, Anlage 4..... | 133 |
| Abb. 34: Wirkungsgrad _{el+th} und Heizölanteil (Anlage1, BHKW 1)..... | 136 |
| Abb. 35: Wirkungsgrad _{el+th} und Heizölanteil (Anlage 1, BHKW 2)..... | 138 |
| Abb. 36: Wirkungsgrad _{el+th} und Heizölanteil (Anlage 2, BHKW 1)..... | 140 |
| Abb. 37: Wirkungsgrad _{el+th} und Heizölanteil (Anlage 2, BHKW 2)..... | 142 |
| Abb. 38: Wirkungsgrad _{el+th} und Heizölanteil (Anlage 3, BHKW 1)..... | 144 |
| Abb. 39: Wirkungsgrad _{el+th} und Heizölanteil (Anlage 3, BHKW 2)..... | 146 |
| Abb. 40: Wirkungsgrad _{el+th} und Heizölanteil (Anlage 4, BHKW 1)..... | 147 |
| Abb. 41: Wirkungsgrad _{el+th} und Heizölanteil (Anlage 4, BHKW 2)..... | 149 |
| Abb. 42: Vergleich Wirkungsgrad _{el+th} und Heizölanteil aller BHKW..... | 151 |
| Abb. 43: Arbeitszeitbedarf zur Anlagenbetreuung | 154 |
| Abb. 44: Laboranalysenvergleich des Gärsubstrates der Fermenter der Anlagen..... | 155 |
| Abb. 45: Laboranalysenvergleich des Gärsubstrates der Nachgärer der Anlagen..... | 156 |
| Abb. 46: Gesamte Verweilzeit und durchschnittlicher Trockensubstanzabbau von Fermenter zu Nachgärer..... | 159 |
| Abb. 47: Laboranalysenvergleich durch Mittelwerte von Substraten des Fermenter und Nachgärer..... | 160 |
| Abb. 48: Laboranalysenvergleich der Nährstoffe im Nachgärer | 161 |

1. PROBLEMSTELLUNG UND ZIELSETZUNG

Einen Aufschwung der Biogasnutzung gab es 1973 durch die weltweite Energiekrise. Infolge des Anstieges der Energiepreise wurden die regenerativen Energien verstärkt gefördert. Nach der Energiekrise entwickelte sich die Biogasnutzung nochmals rückläufig, und es wurden einige Anlagen wieder stillgelegt, weil die fossilen Energien wieder zur Verfügung standen und die Preise sich wieder senkten. Die fossilen Energieträger unserer Erde sind in ihren Vorräten und Ressourcen begrenzt (Brückner 1997, 79). Daher ist das Interesse an alternativen Energien in den letzten 10-20 Jahren wieder deutlich gestiegen, was u. a. durch die Einführung des Stromeinspeisegesetzes (EEG seit dem 01.04.00 bzw. Erneuerung EEG seit dem 01.06.04) und von Förderprogrammen wie z. B. dem REN Programm (Rationale Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen in NRW) deutlich wird. Um die Energieversorgung langfristig sicherstellen zu können, ist die Erschließung regenerativer Energien wie z. B. aus Sonnenlicht, Windkraft oder Biomasse unerlässlich. Auch Umweltaspekte sprechen für den stärkeren Einsatz alternativer Energien.

Die Treibhausgaskonzentrationen (z. B. CO₂, CH₄, N₂O) in der Atmosphäre steigen ständig an und sind Ursache für den daraus resultierenden Treibhauseffekt. Bei optimaler Verbrennung von Biogas wird neben Wasser nur jene CO₂-Menge freigesetzt, die beim Stoffaufbau der Photosynthese von den Pflanzen aufgenommen wird, wodurch der In- und Output von Kohlendioxid neutral verläuft (Jäkel 2000, 3). Biogas, gewonnen aus organischen Abfällen in der Landwirtschaft, Klärschlamm, Bioabfällen, nachwachsenden Rohstoffen u. a., zeigt eine Möglichkeit, Energie vorwiegend aus inländischen Ressourcen zu erzeugen (Hauer 1993, 1).

- Aspekte zur Nutzung von Biogas

„Unter Sauerstoffabschluss entsteht aus organischer Masse in wässrigem Milieu durch die anaerobe Fermentation ein wasserdampfgesättigtes Mischgas, das so genannte Biogas. Es ist aufgrund seines Methangasgehaltes brennbar und damit energetisch nutzbar.“ (Kaltschmitt, Kuhn, Döhler 1993, 7)

Die Biogaserzeugung bei einer landwirtschaftlichen Anlage beruht auf folgendem Prinzip: Organische Reststoffe und Wirtschaftsdünger werden zur Biogasanlage befördert, wo diese in einem Fermenter (Reaktor) in 25-50 Tagen vergären. Bei der Vergärung entsteht Biogas mit einem 35-50%igen Kohlendioxidanteil und einem 50-65%igen Methangasanteil, durch dessen Verbrennung in einem Kolbenmotor ein Generator zur Stromproduktion angetrieben wird. Die dabei entstehende Wärme kann zur Deckung des Wärmebedarfs von z. B. Häusern, Gewächshäusern oder Abferkelställen genutzt werden. Das vergorene Substrat kann anschließend als Dünger auf die Felder ausgetragen werden.

Es gibt unterschiedliche Gründe, eine Biogasanlage zu bauen. Im anschließenden Absatz erfolgt eine Auflistung der hauptsächlichen Beweggründe und der Interessengruppen (verändert nach Weber, Hutter 1993, 106):

- finanzielle Förderung (Landwirte, Investoren)
- steuerliche und wirtschaftliche Aspekte (Landwirte, Betreiber, Investoren)
- Substitution fossiler Energieträger (Umweltschützer, Politiker)
- Verringerung der Geruchsbelästigung (Nachbarn, Tourismus)
- geringere Umweltbelastungen (Umweltschützer)
- Prestige (Politiker, Landwirte)

Durch die Biogaserzeugung werden Kohlendioxid- und Methangasemissionen reduziert und durch die Möglichkeit der Energiebereitstellung werden zudem die natürlichen Ressourcen geschont.

- Problemstellung

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Nutzung von Biogas. Da Biogas bis zur Einführung des EEG eine geringe Bedeutung in der Energiebereitstellung zu Teil kam, wurden diesbezüglich erst wenige Forschungsvorhaben durchgeführt. Die fehlende bzw. vornehmlich aus nicht praxisrelevanten Labortests stammende Datenbasis zur Biogastechnologie war Ausgangspunkt für ein Pilotprojekt, in dem wichtige Kenndaten messtechnisch an landwirtschaftlichen Biogasanlagen erhoben werden sollten.

- Zielsetzung

Ziel der Untersuchungen war die messtechnischen Ergebnisse von Betriebsdaten landwirtschaftlicher Biogasanlagen, deren wissenschaftliche Auswertung und Aufarbeitung zu Plandaten von Biogasanlagen. Hierfür wurden in der ersten Phase des Projektes technische Biogasanlagen mit ausgereiften Anlagenkonzepten auf landwirtschaftlichen Betrieben errichtet, die dann, in der zweiten Phase, intensiv messtechnisch über drei Jahre betreut und analysiert wurden. Bei der Auswahl der Betriebe und Anlagen wurde darauf geachtet, dass möglichst repräsentative Rahmenbedingungen vorherrschten. Die Berücksichtigung verschiedener Tierarten und Kombinationen von Tierarten, unterschiedliche Anlagenbauweisen und Wärmenutzungskonzepte waren ein weiteres Teilziel. Im Wesentlichen konzentrierten sich die Messungen auf zwei Bereiche: Die Bilanzierung, d. h. die Ermittlung von Gaserträgen, Energieausbeuten und -nutzungen einerseits und die Prozessanalyse andererseits. Die Prozessanalyse soll Parameter aufzeigen, welche die Stabilität des Gärprozesses dokumentieren. In Tab. 1 sind die einzelnen Untersuchungspunkte aufgelistet.

Tab. 1: Einzelne Untersuchungspunkte der Arbeit

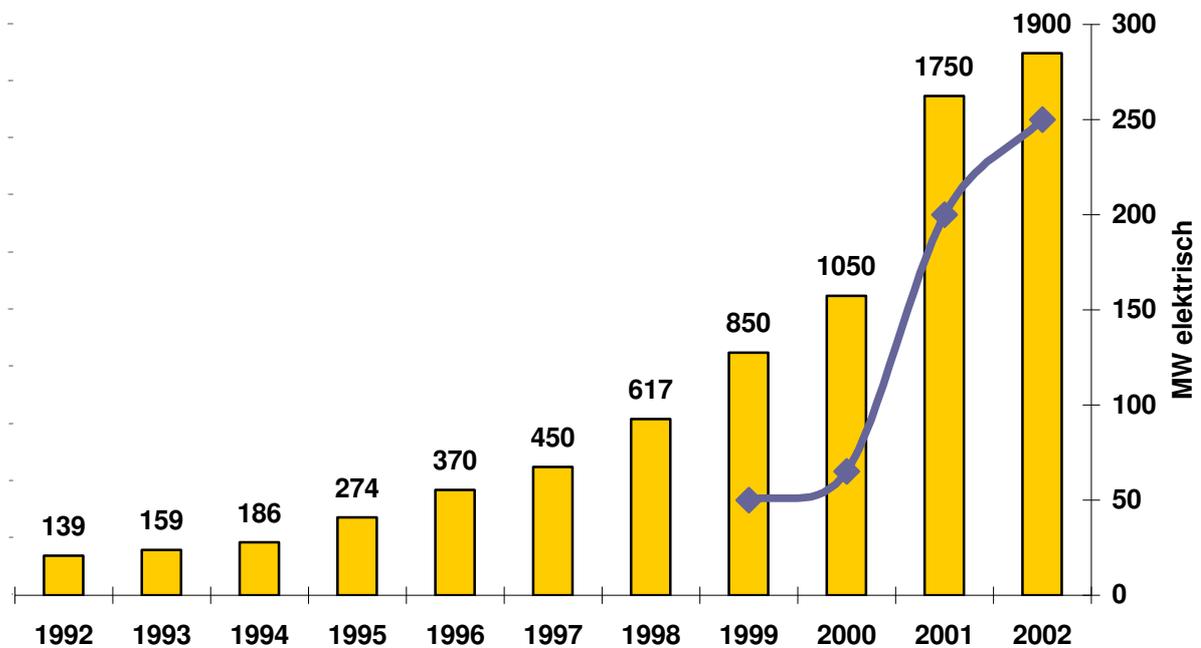
| Analyse | Untersuchungspunkt |
|----------------------|---|
| Bilanzierungsanalyse | <ul style="list-style-type: none"> • Substratzufuhr/Energieinput • Biogasproduktion der Anlagen • Normgasberechnung • Biogasproduktion pro m³ Gärvolumen • Biogasproduktion pro m³ Substratzufuhr • Biogasproduktion im Nachgärer • Biogasproduktion u. -qualität einzelner Substrate • Biogasqualität • Stromproduktion und -verbrauch der Anlagen • Stromproduktion pro m³ Biogas und Gärvolumen • Wärmeproduktion und -verwendung der Anlagen • Elektrischer Wirkungsgrad der BHKW • Thermischer Wirkungsgrad der BHKW • Zündölanteil der BHKW • Auslastung und Betriebsstunden der BHKW • Arbeitszeitbedarf zur Betreibung der Anlagen |
| Prozessanalyse | <ul style="list-style-type: none"> • Verweilzeit • Faulraumbelastung • Prozesstemperatur • Trockensubstanzgehalt • pH-Wert • Nährstoffe im Nachgärer • Fettsäureanalysen |

2. STAND DES WISSENS

In diesem Kapitel werden die Entwicklung und Grundlagen der Biogasproduktion erläutert, sowie der Stand des Wissens zur Biogastechnologie zusammengestellt.

2.1 Landwirtschaftliche Biogasnutzung in Deutschland

Die Säulen stellen in Abb. 1 die Anzahl der Anlagen in Deutschland dar und die Linie die durchschnittlich installierte elektrische Leistung. Die Abbildung zeigt den sprunghaften Anstieg der Biogasnutzung seit Einführung des Stromeinspeisegesetzes im Jahr 2000 deutlich. Mittlerweile existieren etwa 2000 Anlagen in Deutschland. Ein weiterer Anstieg ist durch die Erneuerung des Stromeinspeisegesetzes zu erwarten (Rode, Schneider, Ketelhake et al. 2005, 19).

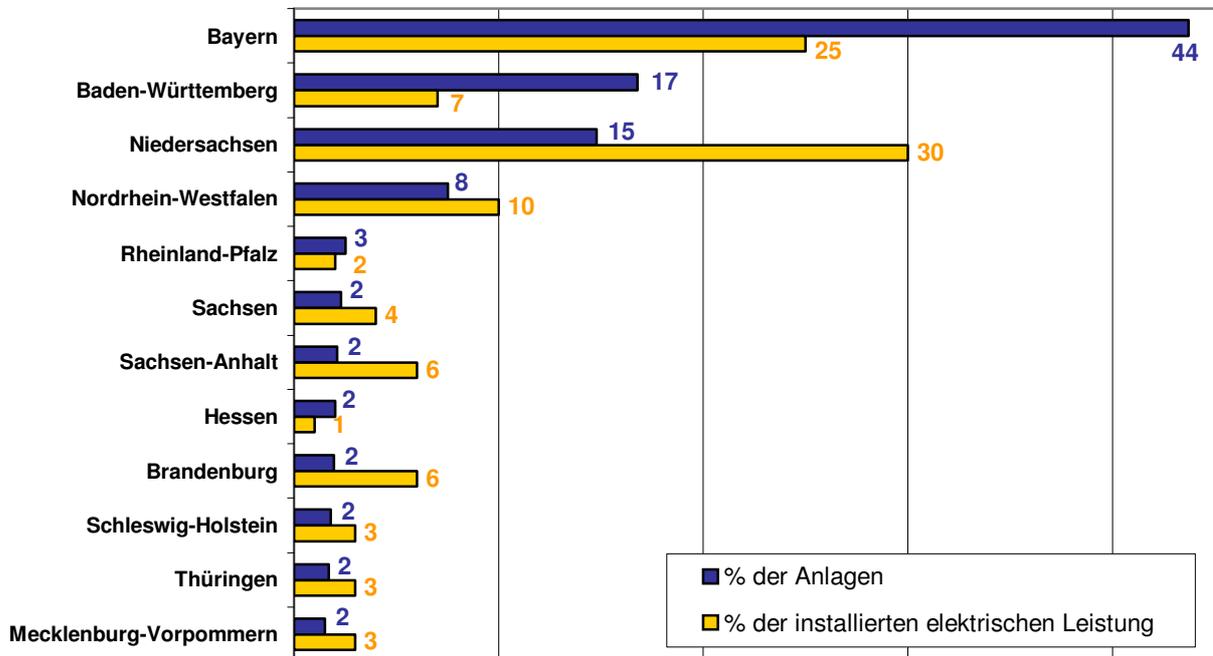


[Quelle: Fachverband Biogas]

MW: Megawatt

Abb. 1: Biogasnutzung in Deutschland – Entwicklung von 1992-2002

Abb. 2 veranschaulicht, dass in Süddeutschland zwar die Anzahl der Biogasanlagen am höchsten ist, die höchste installierte elektrische Leistung ist hingegen in Niedersachsen zu verzeichnen.



[Quelle: Fachverband Biogas]

Abb. 2: Biogasnutzung in Deutschland Anlagenzahl u. installierte Leistung (Verteilung 2002)

2.2 Geschichtliche Entwicklung der Biogasnutzung

Im Jahre 1776 entdeckte der italienische Physiker Alessandro Volta die Entstehung von Methan beim anaeroben Abbau organischer Sedimente (Fischer 1998, 69; Gutterer 1997, 41; Pflirter 1998, 1). Der erste Nutzungsversuch soll 1859 mit einer Biogasanlage in Bombay stattgefunden haben (Jäkel 2000, 3; von Oheimb 1993, 7; Weber 1986, 28). In den darauf folgenden Jahrzehnten wurde von Bechamp (1868) und Popoff (1873) entdeckt, dass die Methanbildung auf mikrobieller Tätigkeit basiert. In den 20er Jahren des 20igsten Jahrhunderts wurden die ersten Versuche unternommen, Biogas aus Klärschlamm zu gewinnen, und Klärgas wurde bis 1937 für die Kraftwagen des städtischen Fuhrparks in größeren Städten verbraucht (Jäkel, Mau 2003, 5). Später, im zweiten Weltkrieg, wurden erste Versuche durchgeführt, landwirtschaftliche Abfälle in Energie umzuwandeln. Jedoch ließen diese Bestrebungen mit dem Aufkommen der günstig zur Verfügung gestellten fossilen Energieträger in den 50er und 60er Jahren nach. Einen Aufschwung der Biogasnutzung gab es erneut 1973 durch die weltweite Energiekrise: infolge des Anstieges der Energiepreise wurden die regenerativen Energien verstärkt gefördert. Nach der Energiekrise entwickelte sich die Biogasnutzung rückläufig, es wurden einige Anlagen wieder stillgelegt, weil die fossilen Energien wieder zur Verfügung standen und die Preise sanken.

Der geschichtliche Verlauf der Biogasnutzung verdeutlicht den Einfluss der Weltenergiepolitik auf die Biogasentwicklung in Deutschland. Nur in den Entwicklungsländern, die über wenige Devisen und Rohstoffe verfügen, wie China, Indien, Südkorea, Taiwan und Malaysia, wurde stets an der Entwicklung von Biogasanlagen in Form einfacher Kleinanlagen gearbeitet. In Deutschland war erst Anfang der 90er Jahre vor allem in Bayern und Baden Württemberg durch das neue Stromeinspeisegesetz (07.12.1990) erneut ein Anstieg der Biogasnutzung zu verzeichnen (Jäkel, Mau 2003, 6; Hauer 1993, 2-3; von Oheimb 1993, 7-8).

2.3 Grundlagen der Biogaserzeugung

Ursprünglich wurden Biogasanlagen nur mit Wirtschaftsdünger betrieben. Eine Wirtschaftlichkeit war jedoch bei dieser Betriebsweise selten gegeben (nur bei hohen Viehbeständen), weswegen Zusatzstoffe (Kofermente) eingesetzt wurden, um eine höhere Energieausbeute und damit Wirtschaftlichkeit zu erzielen. Diese Verfahrensweise wird als Kofermentation bezeichnet. Da heute fast ausnahmslos Kofermentationsanlagen betrieben werden, wurden in der Arbeit auch nur solche Biogasanlagen betrachtet. Kofermentation ist die Mitvergärung von organischen Reststoffen aus Gewerbe, Agrarindustrie u. a. neben den Exkrementen aus der Nutztierhaltung (Brückner 1997, 85). *„Als Kofermentation wird die gemeinsame Vergärung von Flüssigmist oder speziell vorbehandelten Festmist zusammen mit landwirtschaftlichen, gewerblichen, agroindustriellen oder kommunalen biogenen Abfällen unter Gewinnung von Biogas bezeichnet. Ziel der Kofermentation ist es, im Sinne des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes, das seit Oktober 1996 in Kraft ist, eine verantwortbare Rückführung der organischen Abfälle einschließlich der darin enthaltenen Nährstoffe in den landwirtschaftlichen Stoffkreislauf zu erreichen und gleichzeitig das in den Abfällen verfügbare Energiepotenzial technisch zu nutzen“* (Kühner 1998, 3).

- Aspekte der vergorenen Gülle

Das in einer Biogasanlage vergorene Substrat kann als Dünger auch im Ackerbau verwendet werden, wodurch Düngemittel in finanzieller und ökologischer Hinsicht eingespart werden. Zudem weist Biogaskgülle den Vorteil der Geruchlosigkeit auf bzw. die Geruchsemissionen sind vermindert (Brückner 1997, 83; Hartmann, Strehler 1995, 25; Weiland 1995, 156). Im Gegensatz zu der „unbehandelten Gülle“, also der nicht in einer Biogasanlage vergorenen Gülle, kommt es laut Rettich (1993, 12) bei „vergorener Gülle“ zu einer Reduktion der Grundwasser- und Oberflächenbelastung. Durch den Abbau der Trockensubstanz treten positive Eigenschaften vergorener Gülle wie bessere Pumpfähigkeit, schnelleres Eindringen in den Boden oder geringere Ätzwirkung auf.

- Düngequalität, Humusproduktion und Bodenschutz

Die für die Pflanzenproduktion wichtigen Mineralnährstoffe Phosphor, Kalzium und Stickstoff bleiben in der vergorenen Gülle weitestgehend erhalten, wodurch das vergorene Substrat sehr gut für die Düngung sowie als Torfersatz geeignet ist (Hauer 1993, 29; Lutzenberger 1998, 3). Ein weiterer wichtiger Aspekt ist, dass sich das Kohlenstoff-Stickstoff-Verhältnis verengt, da bei der Vergärung und Ausgasung vornehmlich der Kohlenstoffgehalt reduziert wird (Kaltschmitt, Kuhn, Döhler 1993, 62). Untersuchungen von Lutzenberger (1998, 3) und Erfahrungen aus der Praxis haben gezeigt, dass die Düngequalitäten steigen, je ausgereifter und vergorener das Substrat ist.

- Düngemitelein sparung und Grundwasserschutz

Untersuchungen (Schulz, Mitterleitner 1991, 15) ergaben, dass beim Einsatz von Biogasgülle zwischen 21 und 36 % an Mineraldünger aufgrund der hohen Düngequalität eingespart werden können. Durch die Mischung von Rinder- oder Schweinegülle mit anderen Substraten wird eine effizientere Verteilung der Nährsalze Phosphor und Kalium im Verhältnis zum Bedarf der Pflanzen ermöglicht. Ein Teil des organisch gebundenen Stickstoffes wird in die pflanzenverfügbare, mineralische Form umgewandelt. Hierdurch ist eine gezieltere Düngung möglich (Jäkel 2000, 4). Darüber hinaus wird das Grundwasser durch reduzierte Nitratauswaschungen geschützt, denn infolge der geringeren Ätzwirkung und der besseren Aufnehmbarkeit der Gülle durch die Pflanzen (s. o.) dringt weniger Nitrat ins Grundwasser ein (Kabasci 1997, 2).

- Ätzwirkung

Das vergorene Material hat eine geringere Ätzwirkung auf die Anbaupflanzen. Es kann infolgedessen während der Vegetationsperiode zum optimalen Zeitpunkt ausgetragen werden und ist zur Kopfdüngung geeignet (Brückner 1997, 83; Meliß 1993, 84; Kuhn, Döhler 1993, 101; Dissemmond, Eilmsteiner, Nowak et al. 1993, 40; Philipp, Kuhn 1998, 40; Boxberger, Amon, Weber 2002, 11), denn für die Ätzwirkung sind die niederen Fettsäuren (z. B. Essigsäure) verantwortlich, welche bei der Vergärung zur Methanproduktion überwiegend abgebaut werden (Kuhn, Döhler 1993, 101; Philipp, Kuhn 1998, 36). Der Gärrückstand ist zudem ein schnell wirkender organischer Dünger, der gezielt und effizient in die wachsenden Pflanzenbestände ausgetragen werden kann.

- Pflanzenpathogene Keime und Unkrautsamen/Grundwasser- und Bodenschutz

Ein zusätzlicher Nutzen der Vergärung ist, dass durch die Wärme menschliche Krankheitserreger, pflanzenpathogene Keime sowie Unkrautsamen zum Teil abgetötet werden (Boxberger, Amon, Weber 2002, 11, 11; Kaltschmitt, Kuhn, Döhler 1993, 60; Wellinger 1997, 6). Durch die hohe Düngequalität und geringere Ätzwirkung kann das Gärsubstrat auf die Blätter aufgetragen werden. Infolgedessen dient das Gärsubstrat als harmloses Pflanzenschutzmittel und erzeugt den Effekt eines Humusaufgusses, wodurch die Pflanze an Abwehrkraft gewinnt (Lutzenberger 1998, 2). Das bedeutet wiederum, dass Insektizide und Pestizide – welche ebenfalls unter Einsatz von Mineralöl erzeugt werden –

eingespart werden können, was im Weiteren positiv für den Grundwasser- und Bodenschutz ist und folglich eine entscheidende Rolle für die Umwelt spielt. Es ist jedoch anzumerken, dass der Zeitpunkt der Ausbringung, die Menge und die Applikationstechnik die entscheidenden Faktoren bei der Nitrat Auswaschung sind (Kuhn, Döhler 1993, 103).

- Geruchsbildung

Die geruchsbildenden Stoffe wie flüchtige Fettsäuren, Phenole, Indole, Skatole u. a. werden entweder bei der Vergärung abgebaut oder können sich erst gar nicht bilden, wodurch die Geruchsbelastung um 40 bis 60 % vermindert wird (Hauer 1993, 29-30; Kuhn, Döhler 1993, 100; Dürkop 1998, 32). Beim Einsatz von organischen Reststoffen können allerdings, abhängig von der Abfallart, Geruchsprobleme bei der Anlieferung entstehen. Durch die Luftabzugssysteme verbunden mit Filtern können diese aber behoben werden. Ebenfalls können nicht abgedeckte Behälter (Nachgärer, Endlager, s. Kap. 4.1.2.5) sowie Leckagen zu Geruchsemissionen führen.

- Auswirkungen auf Flora und Fauna

Eine mit Gärsubstrat gedüngte Weide hat anscheinend eine anziehende Wirkung auf Tiere, wohingegen Weideflächen mit unbehandelter Gülle zunächst gemieden werden (Lutzenberger 1998, 2). Der Grund kann in dem wesentlich angenehmeren Geruch des Gärsubstrates im Vergleich zur Rohgülle oder in der Schmackhaftigkeit liegen, denn die "Bioweide" wird laut Lutzenberger erstens von Tieren bevorzugt und zweitens vollständig abgegrast.

Zudem wird durch das Gärsubstrat die pflanzliche Artenkombination auf einer Weide positiv beeinflusst und kann sich zu einer abwechslungsreichen Grünlandflora entwickeln.

Auch für die Fauna ergeben sich positive Effekte. So verbessern sich z. B. die Lebensbedingungen für Regenwürmer, und der Aufbau von Humus wird begünstigt, wodurch sich wiederum die Bodenstruktur verbessert (Lutzenberger 1998, 2). In einem lebendigen Boden kann von speziellen Bakterien wie den Azotobakterien und den an den Leguminosenwurzeln lebenden Rhizobiumbakterien der Stickstoff direkt aus der Luft aufgenommen werden.

Zusammenfassend lassen sich die Vorteile von Gärsubstrat gegenüber Rohgülle wie folgt darstellen:

- homogenere und feinere Struktur – bessere Verteilung der Nährstoffe im Substrat und dadurch
- Mineraldüngereinsparung
- verminderte Ätzwirkung – Kopfdüngung möglich
- Reduzierung von pathogenen Keimen und Unkrautsamen
- geringere Methan- und Lachgasemissionen (Clemens, Trimborn, Weiland et al. 2004)
- Reduzierung der Geruchsbelastung

Gesamtvorteile der Biogasproduktion:

- Nährstoffrecycling aus organischen Abfällen
- Schonung der Rohstoffressourcen
- Aufbau eines wachstumsfähigen Energiewirtschaftssektors
- Reduktion von Treibhausgasemissionen
- wirtschaftliche Stabilisierung landwirtschaftlicher Betriebe
- kontinuierliche Verfügbarkeit der regenerativen Energiequelle Biogas im Vergleich zu Windkraft und Photovoltaik

2.3.1 Verfahrenstechnischer Ablauf in Biogasanlagen

Grundsätzlich bestehen Biogasanlagen aus einem Fermenter (Gärbehälter) und einem Nachgärer bzw. Endlager. Dem Fermenter werden Gülle und Kosubstrate zugeführt, welche erhitzt werden. Das durch den biologischen Abbauprozess entstehende Biogas wird einem Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Verbrennung zugeführt und Strom sowie Wärme sind die Folgeprodukte (s. Abb. 4, 5). Die hauptsächliche Vergärung läuft im beheizten Fermenter, dem Reaktionsraum, ab. Hier ist es besonders wichtig, dass kein Gas entweichen kann und der Raum luftdicht abgeschlossen ist. Darüber hinaus ist eine gute Wärmedämmung gefordert, damit die Temperatur möglichst konstant gehalten werden kann und nicht zu viel Wärme verloren geht. Kosubstrate mit einem höheren Trockensubstanzgehalt wie z. B. Mais, Zuckerrübenwurzelspitzen oder Gras werden mittels eines Feststoffdosierers in den Fermenter befördert. Flüssige Kosubstrate wie Sonnenblumenöl, hygienisierte Speisereste oder Glycerin können in einem Tank gelagert und von dort in den Fermenter gepumpt werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die flüssigen Kosubstrate mit der Gülle in einer Vorgrube zusammen zu mischen und hierüber in den Fermenter zu pumpen. In der Vorgrube kann es allerdings zu Schaumbildung und damit zum Überquellen bzw. Auslaufen kommen. Im Fermenter werden die unvergorenen Exkremte und Kosubstrate mit bereits vergorenem Substrat vermischt. Das vergorene, abgebaute Substrat sickert zu Boden und gelangt durch kommunizierende Röhren in einen Nachgärbehälter zur Zwischenlagerung sowie weiteren Ausgasung. Das entstehende Biogas aus Fermenter und Nachgärer kann in einem *Gasspeicher* zwischengelagert werden. Aufgrund der Tatsache, dass sowohl die Biogaserzeugung als auch die Biogasverwertung nicht konstant ablaufen, ist es sinnvoll, einen möglichst großen Gasspeicher zu errichten. Durch einen voluminösen Gasspeicher können anfallende Reparaturarbeiten am Blockheizkraftwerk überbrückt werden. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, das Biogas zu speichern, auf die hier nicht genauer eingegangen wird. Der Folienspeicher, der bei den untersuchten Anlagen verwendet wurde, zählt zu den drucklosen Speichern. Er stellt eine kostengünstige und technisch mit wenig Aufwand verbundene Speichermöglichkeit dar, weswegen er in Deutschland mit 83 % am stärksten verbreitet ist (von Oheimb 1998, 3). Allerdings ist der Folienspeicher auch anfälliger gegenüber mechanischen Beschädigungen, Witterungseinflüssen und Insektenfraß (Osteroth 1992, 239). Bei den Folienspeichern unterscheidet man Tragluftdächer und Einfachfoliendächer. Bei Tragluftdächern wird mittels einer Pumpe Luft unter eine äußere Folie geblasen, die dann als äußeres Dach fungiert. Im Innern liegt eine zweite Folie, die als

Gasspeicher dient und durch die Tragluftfolie vor äußeren Einflüssen geschützt wird. Bei leerem Zustand des Gasspeichers liegt die innere Folie auf einem Netz oder einer Balkendecke oberhalb der Behälterwand auf. Einfachfolienspeicher bestehen lediglich aus einer stabilen Folie (Biolene). Von dem Gasspeicher aus gelangt das Biogas zur Energieumwandlung zu einem Blockheizkraftwerk. Im BHKW wird das Biogas durch Verbrennung in einem Motor in mechanische und thermische Energie umgewandelt. Die mechanische Energie wird anschließend über einen Generator in elektrische Energie verwandelt. So kann zum einen die Abwärme des Verbrennungsmotors über Wärmetauscher zur Warmwasseraufbereitung und zum Heizen des Fermenters ggf. Nachgärers verwertet werden, zum anderen entsteht ein Nutzfaktor durch die elektrische Energieerzeugung, die für den eigenen Energiebedarf genutzt oder bei hoher Stromproduktion ins öffentliche Netz eingespeist werden kann. Daher werden 85 % der Biogasanlagen in Deutschland mit Kraftwärmekopplung betrieben (von Oheimb 1998, 8).

Als Produkte der Vergärung gelten *Biogas* und der *Gärrückstand* (Doll, Henninghaus 1998, 23). In Abb. 9 wird das Ablaufschema einer Biogasanlage dargestellt und im Folgenden werden die einzelnen Prozesspunkte genauer erläutert.

- Kontinuierliche Anlagen/Durchflussverfahren

In der vorliegenden Arbeit werden nur so genannte kontinuierliche Biogasanlagen betrachtet, da sie heute vorherrschend sind. Andere Verfahrenstechniken werden nicht weiter erläutert. Bei kontinuierlichen Anlagen wird der Gärbehälter mindestens einmal oder günstigstenfalls sogar mehrmals täglich regelmäßig, d. h. kontinuierlich, mit frischem Substrat gespeist (s. Kap. 4.1.1). Die entsprechende Menge wird gleichzeitig an verfaultem, weniger aktivem Substrat entnommen bzw. aus dem Behälter verdrängt. Hierdurch soll die Biogasproduktion konstant bleiben, die Raum-Zeit-Ausbeute hoch, der Wärmeverlust sowie der Bauaufwand gering gehalten werden, und es kann eine gewisse Prozessautomatisierung erfolgen. Dabei sollte in Betracht gezogen werden, dass der technische Aufwand bei dieser Verfahrensweise unter Umständen höher ausfallen kann, da das Substrat mehrmals täglich zum Reaktor transportiert werden muss. Voraussetzung für ein hydraulisches Verfahren ist ein pumpfähiges Substrat mit einem Anteil von nicht mehr als 100-120 kg Trockenmasse/m³ Frischsubstrat. Die Reaktorbauformen können sehr unterschiedlich sein. So gibt es liegende oder stehende und in Höhe und Durchmesser variierende Behälter sowie z. B. die Möglichkeit, eine Hygienisierung vorzuschalten, um Erreger abzutöten. Auf die Vor- und Nachteile der einzelnen Reaktorbauformen wird ausführlich in der Literatur und an dieser Stelle nicht genauer eingegangen, zumal die Wahl der Reaktorbauform unter anderen von den individuellen Standortfaktoren abhängig ist.

- Kofermentation

Bei der Kofermentation bildet der Flüssigmist das Grundsubstrat, dem Kosubstrate mit einem Anteil von durchschnittlich 10-50 % zugegeben werden (s. Abb. 6). Die Produktivität wird um das Fünf- bis Sechsfache vor allem durch Zugabe fetthaltiger Abfallstoffe gesteigert

(Dissemond, Eilmsteiner, Nowak et al. 1993, 32). *„Die Kofermentation eröffnet somit der Landwirtschaft neue Möglichkeiten, die betriebliche Wertschöpfung zu verbessern, Arbeitsplätze im ländlichen Raum zu sichern und eine umweltverträgliche Gülleaufbereitung bzw. Gülleverwertung unter wirtschaftlich vertretbaren Bedingungen durchzuführen.“* (Weiland 1998 a, 7)

- Fermenterstart

Der Start der oben beschriebenen biologischen Abbauprozesse kann mit Schweine- oder Rindergülle erfolgen. Durch Erhitzen des luftdicht abgeschlossenen Fermenters entsteht bei Rindergülle nach 5 und bei Schweinegülle nach 15 Tagen eine gesteigerte Gasproduktion (Wellinger 1997, 4). Es kann 4-6 Wochen dauern, bis der Reaktor einen stabilen Abbauprozess aufgebaut hat. Der Fermenter muss in dieser Zeit besonders aufmerksam betreut werden. Durch Zuführung von Impfsubstrat aus einer bereits laufenden Biogasanlage kann dieser Prozess beschleunigt werden. Laut Christmann (mündliche Mitteilung 2002) dauert die Phase der Prozessstabilisierung sogar bis zu einem ganzen Jahr.

- Störungen des biologischen Abbauprozesses

Sollte es zu Störungen des biologischen Abbauprozesses – z. B. zum so genannten „Umkippen“ des Fermenters – durch eine überhöhte Substratzufuhr oder Hemmstoffe kommen, so sind laut Pesta und Meyer-Pittroff (2002 b, 81) folgende Maßnahmen durchzuführen:

- Einstellung der Substratzufuhr
- Zufuhr schwer abbaubarer rohfaserreicher Substrate
- Rezirkulation bereits vergorenen Substrates aus dem Nachgärer
- Beimpfung mit Substrat einer anderen Biogasanlage
- Wasserzufuhr
- Entleeren des Fermenters als letzte Möglichkeit

In Übereinstimmung damit hält Wellinger (1997, 5) den Beschickungsstopp ebenfalls für die effizienteste Maßnahme bei Durchflussanlagen.

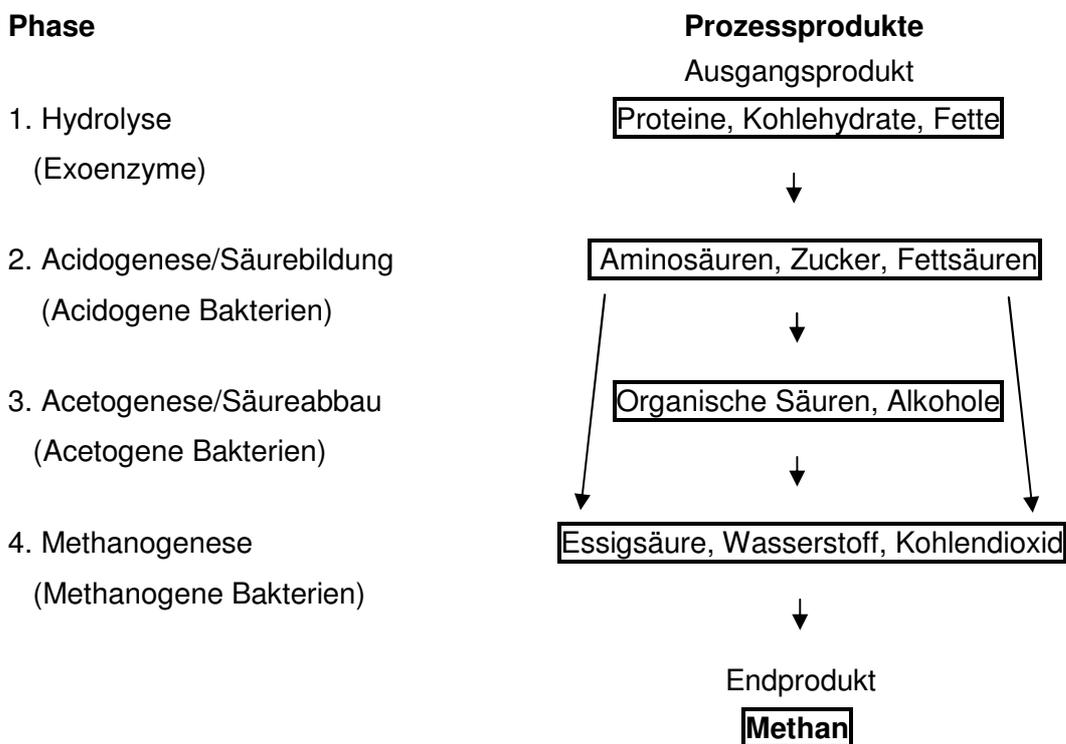
2.3.2 Der vierstufige Abbau von Biomasse

Bei der Erzeugung von Biogas aus organischen Abfallstoffen handelt es sich um einen anaeroben Vergärungsprozess, bei dem durch spezielle Bakteriengemeinschaften die organischen Materialien u. a. in Biogas umgesetzt werden (Hauer 1993, 4). Der Prozess ist in vier Stufen unterteilt, die nachfolgend erläutert werden.

Grundvoraussetzung für den Vergärungsprozess, auch Fermentation genannt, ist der Ausschluss von Luft und Licht. Allerdings zeigen einige Bakterienkulturen wie die acidogenen Bakterienkulturen (s. u.) eine gewisse Toleranz gegenüber Sauerstoff, der bei Neubeschickung von Substrat oder beim Öffnen für Kontrolleinstiege in den Faulraum eindringen kann. Bei dem Vergärungsvorgang wird die von Pflanzen durch Photosynthese

aufgenommene Sonnenenergie wieder freigesetzt und kann in Form von Methan erneut genutzt werden. Die Nutzung von Biogas wird daher auch im weiteren Sinne zur Sonnenenergienutzung gezählt. Die Molekularstruktur der organischen Masse wird durch die spezialisierten Bakterienmischkulturen geändert. Die dabei stattfindende Zersetzung wird als Fermentationsprozess bezeichnet. Bei der Fermentation werden die hochmolekularen Strukturen gespalten und mineralisiert, wodurch niedermolekulare Verbindungen erzeugt werden, indem organische Feststoffe wie Eiweiße, Kohlenhydrate und Fette zu Fettsäuren und Alkoholen abgebaut werden. Die Produkte der Fermentationspopulationen hängen des Weiteren von den gegebenen Konditionen und hier in besonderem Maße vom pH-Wert ab.

Der Vergärungsprozess wird durch folgende vier Stufen erklärt:



[Quelle: modifiziert nach Hauer 1993, 7]

Abb. 3: Die biologischen Prozessstufen der anaeroben Vergärung

1. Enzymatische Hydrolyse/Verflüssigung

Polymere → Monomere

Während der Hydrolyse oder auch Verflüssigung werden hochmolekulare organische Substanzen wie Eiweißkörper, Kohlenhydrate oder Cellulose durch extrazelluläre Enzyme von Bakterien in wasserlösliche niedermolekulare Verbindungen umgeformt (Osteroth 1992, 231; Pesta und Meyer-Pittroff 2002 a, 16). Die organischen Abfälle werden durch Enzyme aufgeschlossen, die von hydrolytischen Bakterien ausgeschieden werden. Da diese Enzyme an der Außenseite der Bakterien haften bleiben, werden sie Exoenzyme genannt (Jäkel, Mau 2003, 3). Die organischen Bestandteile des Substrates werden in kleine wasserlösliche Moleküle aufgespaltet und verflüssigt (FNR 2004, 26; Hauer 1993, 5). Es handelt sich bei der

Hydrolyse um eine Umwandlung von Polymeren in Monomere. Die Hydrolyse von komplexen organischen Abfällen ist ein langsamer Prozess, der von der Aktivität der extracellulären Enzyme wie Cellulasen, Amylasen, Proteasen und Lipasen abhängig ist. Der Vorgang wird durch den pH-Wert und die Verweilzeit beeinflusst. Der optimale pH-Wert für die Hydrolyse variiert in Abhängigkeit von den abzubauenen Substraten.

Folgende Abbauprozesse vollziehen sich in der Hydrolyse:

Nukleinsäuren → Basen

Kohlenhydrate → Zucker (Mono-, Disaccharide)

Fette → Fettsäuren, Glyceride

Proteine → Aminosäuren

2. Acidogenese/Versäuerung

Monomere → Fettsäuren, Alkohole

Bei der Versäuerung findet eine weitere Umwandlung der in der Hydrolyse entstandenen Stoffe statt, für welche die säurebildenden (acidogenen) Bakterien verantwortlich sind. Die Monomere werden in die Zellen der Bakterien eingeschleust, wo sie weiter umgewandelt werden (Osteroth 1992, 232). Bei dem Abbau werden Monomere in Fettsäuren und Alkohole umgewandelt (FIZ 1998, 4). Es handelt sich dabei um fakultativ anaerobe Bakterien, die den noch verbliebenen Sauerstoff verbrauchen und so die für die Methanbakterien notwendige anaerobe Bedingung schaffen. Bei einem pH-Wert von 6-7,5 werden hauptsächlich kurzkettige Carbonsäuren (Essig-, Ameisen-, Butter-, Propionsäure), niedermolekulare Alkohole wie Ethanol und Gase wie Kohlendioxid, Wasserstoff, Schwefelwasserstoff und Ammoniak erzeugt (Kaltschmitt 1992, 12; Osteroth 1992, 232; Hauer 1993, 5).

3. Acetogenese/Essigsäurebildung

In der dritten Phase des Vergärungsprozesses bzw. Biomasse-Abbaus entstehen methanogene Verbindungen, die in der vierten Abbauphase von den Methanbakterien zu Biogas abgebaut werden können. Die Produkte der acidogenen Bakterien werden von den acetogenen Bakterien in Substrate für die methanogenen Bakterien umgewandelt. Die acetogenen Bakterien wandeln die Butter- und Propionsäure zu Essigsäure, Wasserstoff und Kohlendioxid um (Koster 1989, 7; Hauer 1993, 5; Kaltschmitt 1992, 12; FIZ 1998, 4; Pesta, Meyer-Pittroff 2002 a, 17). Die protonenreduzierenden Bakterien sind sehr temperaturempfindlich, daher handelt es sich an dieser Stelle thermodynamisch gesehen um den kompliziertesten Schritt innerhalb des gesamten Systems. Nur bei ausreichend hoher Temperatur können die Bakterien die endogenen Reaktionen durchführen und gleichzeitig dem eigenen Wachstum nachkommen (Hauer 1993, 5).

4. Methanogenese

Während der Methanogenese spalten die Methanbakterien die Essigsäure oder reduzieren Kohlendioxid mittels Wasserstoff. Somit werden in dieser Phase etwa 90 % des gesamten Methans produziert (FIZ 1998, 4). In dieser letzten Phase des vierstufigen

Vergärungsprozesses ist die anaerobe Umgebung Grundvoraussetzung für die Produktivität der methanogenen Bakterien, die letztendlich aus den methanogenen Verbindungen Biogas erzeugen können. Dieser Prozess läuft in einem pH-Bereich von 6,7-7,4 (Koster 1989, 9) bzw. nach Hauer (1993, 11) von 6,6-7,6 ab.

Das entstehende Methan wird zu etwa 70 % aus Essigsäure produziert und zu etwa 30 % aus der Reduktion von Kohlendioxid mit Wasserstoff. Darüber hinaus können einige methanogene Bakterien Methanol oder Ameisensäure zur Erstellung von Methangas nutzen. Dieser Vorgang spielt eine untergeordnete Rolle. Im Allgemeinen sind die methanogenen Bakterien von allen Bakterienpopulationen, die in diesen Prozess involviert sind, die sensibelsten im Hinblick auf pH-Wert, Temperatur, Schadstoffe usw. Der optimale pH-Bereich für die methanogenen Bakterien liegt bei 7 (Pesta, Meyer-Pittroff 2002 a, 18). Ein stabiler anaerober Vergärungsprozess kann aber nur dann ablaufen, wenn die methanogenen Bakterien in dem Abbauprozess stabil sind, da die methanogenen Bakterien den pH-Wert nicht zu hoch ansteigen lassen und Säuren beseitigen, welche schon in früheren Stadien entstanden sind (Koster 1989, 9). Diese methanbildenden Bakterien sind Angehörige der Gruppe der Archaeobakterien – sie werden zu den extrem fakultativen anaeroben Mikroorganismen gezählt (Hauer 1993, 5). Luftsauerstoff hemmt die Stoffwechsellätigkeit der Bakterien bzw. tötet sie ab (Pesta, Meyer-Pittroff 2002 a, 17).

Es ist anzumerken, dass eine genaue Trennung der vier Prozesse in realiter nicht existiert, da die Methan- und Säurebakterien in einer Symbiose miteinander verbunden sind. Die Prozesse laufen räumlich sowie zeitlich parallel ab und beeinflussen sich gegenseitig durch ihren komplexen Zusammenhang. Die lokalen Bedingungen von Temperatur, Substratzusammensetzung und weitere prozessbedingte Faktoren beeinflussen das System (Kaltschmitt 1993, 13). Lediglich eine Abgrenzung der ersten Stufe, der Hydrolyse, ist möglich, indem ein zweistufiges System mit einem kleineren vorgeschalteten Gärbehälter und daran anschließenden Fermenter errichtet wird. Diese Bauform ist jedoch in der Praxis weniger häufig zu finden. Da keine der vier untersuchten Biogasanlagen über ein derartiges System verfügt, wird dieses nicht eingehender erläutert.

2.3.3 Einflussfaktoren auf den Biogasprozess

Durch die Prozessanalyse kann ein Rückschluss auf die Prozessstabilität gezogen werden. Die Umweltbedingungen sind in ihren Eigenschaften wie Temperatur, pH-Wert usw. ganz entscheidende Einflussfaktoren für den Ablauf und die Ergebnisse des gesamten Prozesses. Die physikalischen und chemischen Parameter werden im Wesentlichen durch die Zusammensetzung des Substrates und die Dauer der Faulzeit beeinflusst (Hauer 1993, 9). Auch sollte die Gülle möglichst schnell zur Biogasanlage transportiert werden, da während des Transportweges schon Verluste durch aerobe bzw. anaerobe Gärung entstehen können (Weber, Hutter 1992, 108). Auf die einzelnen Einflussfaktoren, die im komplexen System der Biogaserzeugung eine Rolle spielen, wird im Folgenden detailliert eingegangen:

2.3.3.1 Temperatur

Die Temperatur spielt eine entscheidende Rolle. Da es sich bei den biologischen Stoffwechselfvorgängen um enzymatische Biokatalysatoren handelt, sind deren Aktivitäten und somit auch die Reaktionsgeschwindigkeiten von der Temperatur abhängig. Je höher die Temperatur, desto schneller ist der Abbauprozess der Biomasse und damit auch die Biogasproduktion. Allerdings darf die Temperatur ein bestimmtes Maximum nicht überschreiten (Hauer 1993, 9). Es gibt drei Temperaturbereiche (Oechsner 2000, 16) bei der Vergärung, deren Vor- und Nachteile im Weiteren aufgezeigt werden:

- a) psychrophile Bakterien (< 25 °C),
- b) mesophile Bakterien (30-45 °C),
- c) thermophile Bakterien (45-60 °C).

a) Psychrophile Bakterien (< 25 °C)

In diesem Temperaturbereich leben die kältefreundlichen Mikroorganismen. Der Bedarf an Wärmezufuhr ist zwar gering, doch sind die Verweilzeiten dafür umso länger und die Abbauleistung sowie die Gasausbeute fallen gering aus (Hauer 1993,10). Jedoch besteht eine hohe Prozessstabilität (Trösch, Weiland 1998, 13).

b) Mesophile Bakterien (30-45 °C)

Dieser Temperaturbereich wird besonders von den Boden- und Wasserbakterien bevorzugt, die Bakterien tolerieren Temperaturschwankungen von 3-4 °C (Dissemond, Eilmsteiner, Nowak et al. 1993, 30). Vorteilig bei dieser Betriebstemperatur sind die hohe Prozessstabilität und der niedrige Prozessenergiebedarf, wobei die Hygienisierung nicht hinreichend gesichert ist (Trösch, Weiland 1998, 13). Bei der mesophilen Vergärung sind nach ca. 15 Tagen fast 95 % aller pathogenen Bakterien abgetötet. Die Zahl der Viren wird dabei ebenfalls herabgesetzt (Kuhn, Döhler 1993, 100).

c) Thermophile Bakterien (45-60 °C)

Im thermophilen Temperaturbereich werden die höchsten Biogasproduktionsraten erzielt, so kann in einem kürzeren Zeitraum mehr Substrat verarbeitet werden. Dementsprechend besteht ein geringerer Faulraumbedarf. Die Abbauraten für Feststoffe aus Biopolymeren (Cellulose, Hemicellulose, Pektin u. a.) sind um etwa 10 % höher als auf der mesophilen Stufe (Trösch, Weiland 1998, 13), und schon nach drei bis zehn Tagen können hohe Biogasausbeuten erreicht werden. Des Weiteren werden durch die hohen Temperaturen vor allem pathogene Keime abgetötet, aufgrund dessen ist der thermophile Bereich von enormer Bedeutung für die Hygienisierung (Müller 1998, 54). Ein Hinderungsgrund für den thermophilen Bereich ist der hohe Prozessenergiebedarf bei der Wärmeerzeugung bzw. die geringere Ausbeute der Nettowärmeproduktion bei externer Wärmenutzung. Ein weiteres Hemmnis ist im Vergleich zum mesophilen Vergärungsprozess, eine sensiblere Reaktion auf äußere Störungen durch toxische Stoffe und hohe Ammoniumwerte (Koster 1989, 11; Hauer 1993, 10; Kaltschmitt 1992, 12). Höhere Abbauraten bedeuten bei der Kovergärung eine

stärkere Tendenz zur Versäuerung, zugleich ist die Bakterienvielfalt im thermophilen Bereich geringer (Trösch, Weiland 1998, 13).

Die meisten Anlagen in Deutschland werden im mesophilen Bereich bei ca. 40 °C und mit einer Faulzeit von 20-30 Tagen betrieben. Wichtig dabei ist, dass die Temperatur relativ konstant gehalten wird und die Abweichungen nicht mehr als 3-4 °C betragen, da die Bakterien empfindlich auf zu hohe Temperaturschwankungen reagieren (Hauer 1993, 9, 11).

Die hier betrachteten vier integrierten Biogasanlagen werden bei einer durchschnittlichen Temperatur von ca. 39 °C im mesophilen Bereich betrieben.

2.3.3.2 pH-Wert

Das optimale pH-Milieu für die Bakterien ist 6,4-8. Falls der pH-Wert außerhalb dieser Spanne liegt, kann es zu einer schlechteren Gasausbeute und Gaszusammensetzung mit einem höheren CO₂-Anteil kommen (Koster 1989, 9; Hauer 1993, 11; Dissemmond, Eilmsteiner, Nowak et al. 1993, 31). Ein überhöhtes Angebot von Substrat kann zu einer zu starken Konzentration organischer Säuren führen, wodurch der biologische Abbauprozess gestört werden kann. Der pH-Wert kann jedoch auch relativ stabil bleiben, weil insbesondere die Pufferkapazität von Ammoniak (s. Kap. 2.3.3.5) und Carbonat, die durch Zufügung von Säuren und Basen entstandenen H₃O⁺- und OH⁻-Ionen neutralisieren. Um die Pufferung möglichst hoch zu halten, ist es sinnvoll, eine Alkalität von 1500-5000 mg CaCO₃/l im Reaktor zu erreichen (Koster 1989, 9; Hauer 1993, 11).

Einige fermentative Bakterien können noch bei einem pH-Wert unter 6 arbeiten und sind erst bei einem pH-Wert von 4 inaktiv. Allerdings gilt dies nicht für alle Bakterien des Systems. Unter konstanten Bedingungen finden die biochemischen Reaktionen automatisch bei einem – ebenfalls konstanten – pH-Wert auf optimalem Level statt (Koster 1989, 9). Kommt es zu einer Störung durch erhöhte Temperatur, Schadstoffe oder zu viel Zufuhr an abzubauenen organischen Stoffen und die Pufferkapazität des Systems wird überschritten, so wird die Populationszahl der säureproduzierenden Bakterien die der säureabbauenden Bakterien weit übertreffen und damit der pH-Wert gesenkt. Die Veränderung des pH-Wertes wird allerdings durch eine gute Pufferkapazität verzögert, insofern macht sich eine Störung des Systems ebenfalls erst retardiert bemerkbar (Grepmeier 2002, 84). Der niedrige pH-Wert behindert die methanogenen Bakterien stärker in ihren Abbauprozessen als die acidogenen Bakterien (Versäuerung), daraus resultiert ein saures Substrat. Ist das Substrat angesäuert, so dauert es lange, bis die Population der methanogenen Bakterien wieder ansteigt (s. Kap. 2.3.2) (Osteroth 1992, 233).

2.3.3.3 Fettsäuren

Durch Fettsäureanalysen mittels Gaschromatographie kann die Versäuerung kontrolliert werden. Bei einem Fettsäurespektrum für Biogasanlagen werden die Fettsäuren C1-C6 (Essigsäure, Propionsäure, Iso-Butter-, Butter-, Iso-Valerian-, Valerian- und Cabronsäure)

untersucht. Die organischen Säuren werden in mg/l angegeben. Zusätzlich wird das Essigsäureäquivalent berechnet. Das Essigsäureäquivalent ist ein Summenparameter, bei dem für das unterschiedliche Gewicht der Fettsäuren einheitlich das Gewicht der Essigsäure als Grundlage berechnet wird (Ott 2002, 44). Das Essigsäureäquivalent und die Propionsäure sind laut Wellinger (1997, 4) gute Indikatoren zur Beurteilung der Frage, ob der Prozess stabil verläuft oder nicht. Liegt der Gesamtsäurewert unter 1 g/l und der Anteil der Propionsäure unter 200 mg/l, so verläuft der Abbauvorgang optimal. Übersteigen die Werte 3 g/l bzw. bei der Propionsäure 300 mg/l, so liegt eine Störung vor.

Eine Untersuchung von Trösch (2002, 41) zeigt, dass bei einer stoßweisen Fütterung mit großen Mengen eine erhöhte Säurekonzentration die Folge ist, was sich negativ auf die Prozessstabilität auswirkt. Wird die gleiche Menge mehrmals täglich in geringeren Dosierungen verabreicht, bleibt die Säurekonzentration niedrig. Die langkettigen Fettsäuren müssen bei dem biologischen Abbauprozess von den acetogenen Bakterien umgewandelt werden. Bei einer zu starken Belastung können nicht alle langkettigen Fettsäuren abgebaut werden, und es kommt zu einer Anreicherung von Propion- und Buttersäure (Pesta, Meyer-Pittroff 2002 a, 20). Durch eine zu hohe Belastung der Bakterien (Überfütterung oder starker Wechsel an Menge und Art der Kosubstrate) kann es zu einer Ansammlung der Essigsäure kommen, die mit einem Sinken des Methangasgehaltes verbunden ist (Brandau 2002, 82). Wird die Essigsäure nicht mehr abgebaut, so ist dies ein Indiz dafür, dass die Aktivität der methanogenen Bakterien zurückgeht.

Fettsäuren werden normalerweise vollständig abgebaut und führen erst im oberen Bereich der Belastbarkeit zu Störungen des Systems. Wichtig hierfür ist ein stabiler Verlauf der Methanogenese, da hier Essigsäure von den methanogenen Bakterien zu Biogas abgebaut wird. Sollte ein solch stabiler Verlauf nicht gegeben sein, kann durch eine Verringerung der Raumbelastung (Fütterungsstopp) Abhilfe geschaffen werden, die dazu führt, dass der Anteil an Fettsäure sinkt (Dissemond, Eilmsteiner, Nowak et al. 1993, 31; Koster 1989, 11).

Das Gleichgewicht zwischen Säureproduktion und Säureverbrauch ist die Grundvoraussetzung für eine konstante Biogasproduktion. Da die methanogenen Bakterien empfindlicher auf Veränderungen der Umwelt reagieren als Acidogene, bestimmen die Methanbakterien die Randbedingungen während der Biogasproduktion (Koster 1989, 11).

2.3.3.4 Toxische Stoffe

Durch ein erhöhtes Vorkommen toxischer Stoffe wie z. B. Medikamente (Antibiotika) oder Futteradditive wie Zink und Kupfer kann es bei Überschreiten der Toxizitätsgrenzen und der maximalen Raumbelastung (tägliche Beschickungsmenge an vergärbarem Gut bezogen auf das Faulvolumen) zu einer reduzierten Gasausbeute oder im Extremfall zum Zusammenbruch des Systems kommen, da das Wachstum der Mikroorganismen durch zu hohen Input behindert wird (Dissemond, Eilmsteiner, Nowak et al. 1993, 31; Koster 1989, 11). Das gleiche Phänomen wird durch ein erhöhtes Vorkommen von Ammoniak (NH_3),

freien Fettsäuren und Schwefelwasserstoff (H_2S) auftreten, was bei Schweinegülle durch die erhöhten Eiweißgehalte im Futter häufig der Fall ist.

Um die Qualitätsmerkmale des Gärrückstände zu kontrollieren, sind laut Vollmer und Gronbach (1998, 46) jeweils nach 2000 Tonnen (Frischmasse) oder mindestens alle drei Monate Untersuchungen des Gärrückstandes durchzuführen, in denen die Stoffe und Faktoren wie pH-Wert, Salzgehalt, Anteil an Fremdstoffen, Gehalt an organischer Trockensubstanz, Blei, Cadmium, Chrom, Kupfer, Nickel, Quecksilber und Zink überprüft werden. Bei großen Anlagen kann der Antrag auf erweiterte Zeiträume für die Qualitätskontrolle gestellt werden.

2.3.3.5 Substratkonzentration im Fermenter

Die Nährstoffe Phosphor, Kalium, Calcium und Magnesium werden durch die Vergärung nicht verändert (Schaaf 2002, 56).

- Kohlenstoff-Stickstoff-Verhältnis (C:N)

Das C/N-Verhältnis gibt die Relation des Gesamtkohlenstoffs zum Gesamtstickstoff an. Das optimale Verhältnis von Kohlenstoff zu Stickstoff liegt zwischen 30:1 und 10:1. Durch darunter liegende Werte wird ein zu hoher Ammoniakgehalt erzeugt, welcher, wie oben erläutert, eine toxische Wirkung auf die Methanbakterien hat (Hauer 1993, 12; Gutterer 1997, 38). Sinkt das Verhältnis unter 8:1, so kann es aufgrund der hohen Ammoniumgehalte zu starken Bakterienhemmungen kommen (Lutzenberger 1998, 3).

- Ammoniakgehalt (NH_3)

Der Ammoniakgehalt erhöht sich mit dem pH-Wert sowie der Temperatur (Anzer, Prectl, Schneider et al. 2003, 11). Ammoniak hat bei einem Vorkommen von 50-200 NH_3 mg/l eine stimulierende Wirkung auf den Vergärungsprozess. Ab 3000 NH_3 mg/l kann es laut Jäkel und Mau (2003, 32) indessen zur Hemmung der bakteriellen Abbauprozesse kommen (s. Kap. 2.3.2).

- Schwefelwasserstoffgehalt (H_2S)

Die Hemmung der bakteriellen Abbauprozesse wird bei einem Schwefelwasserstoffanteil von über 1 % ausgelöst (siehe oben).

Ammoniak sowie Schwefelwasserstoff können aufgrund ihrer hohen Aggressivität korrosive Schäden an Armaturen, Gasleitungen, Gaszählern und den Motoren verursachen. Einen Proteinüberschuss im Futter für Schweine und Hühner kann erhöhte Schwefelwasserstoffgehalte zur Folge haben (Jäkel 2000, 6).

2.3.3.6 Substratkonzentrationen im vergorenen Substrat

In der Literatur sind von Clemens, Rieger, Weiland et al. (2001, 44) folgende Parameter zu finden:

Tab. 2: Inhaltsstoffe von Rindergülle und vergorener Gülle

NH₄: Ammonium

| | Rindergülle | vergorene Gülle |
|--|-------------|-----------------|
| pH-Wert | 7,1 | 7,6 |
| NH ₄ -N [mg g ⁻¹] | 1,23 | 1,27 |
| Trockensubstanz [%] | 6,9 | 4,7 |

[Clemens, Rieger, Weiland et al. 2001, 44]

Der pH-Wert von Biogasgülle beläuft sich im Durchschnitt auf 8 und der von Rohgülle auf 7,3 (Boxberger, Amon, Weber 2002, 11). Der TS-Gehalt sinkt von 7,6 % auf 4,3 % bei der Biogasgülle (Boxberger, Amon, Weber 2002, 11). Nach Eggersglüß und Kraschinski (2001, 608) findet ein Abbau der organischen Substanz von 30-50 % statt.

Die Untersuchungsergebnisse der FAL (2004) ergeben folgende Durchschnittswerte für den Gärrückstand:

Tab. 3: Inhaltsstoffe im Gärrückstand

N_{ges}: Gesamtstickstoff, NH₄: Ammonium, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| | TS | oTS | NH ₄ -N | N _{ges} |
|-------------|-----|-----|--------------------|------------------|
| kg/t bzw. % | 5,4 | 3,8 | 3,7 | 5,4 |

[Quelle: FAL 2004]

2.3.3.7 Trockensubstanzgehalt

Der Trockensubstanzgehalt ist der nicht wässrige Anteil im Substrat. Subtrahiert man davon den Ascheanteil so erhält man den organischen Trockensubstanzgehalt (kg/m³). Der Trockensubstanzgehalt im Fermenter ist abhängig von dem zugeführten Substrat und von der Abbaurrate. Der Anteil an Trockensubstanz sollte zwischen 5 und 10 % liegen. Kaltschmitt, Kuhn und Döhler (1993, 13) sprechen von einem günstigen Feststoffgehalt von 8-10 %, Jäkel und Mau (2003, 12) sowie Rode, Schneider, Ketelhake et al. (2005, 34) von 5-15 %, Dessel, Heinrich-Martelock und Mostofizadeh (1997, 18) von einem Wassergehalt > 80 %, und laut Weber und Hutter (1993, 108) sollte der Wasserzusatz zwischen 85 und 96 % liegen. Nach Weiland (1998 b, 184) sowie Fischer (2002, 69) darf der Trockensubstanzgehalt der Mischung im Fermenter 12 % und nach Matthias (2000, 8) 16 % nicht überschreiten. Die Pump- und Rührfähigkeit kann bei höheren Trockensubstanzgehalten nicht mehr gewährleistet werden. Diese Angaben sind bei der Wahl des Gärsubstrates zu berücksichtigen. Der Wasseranteil hat vornehmlich die Funktion, eine ausreichende Pump- und Fließfähigkeit der Suspension zu erzeugen. Ein zu hoher

Wasseranteil erzeugt eine geringere Energieausbeute und wirkt auf den Gärprozess störend. Ein zu hohes Vorkommen an Holz, das schlecht abbaubar ist, wäre ein weiterer Störfaktor, und Langstroh muss ebenfalls vor der Verwendung zerkleinert werden (Hauer 1993, 14; C.A.R.M.E.N. 1998, 2). Beides steuert jedoch nichts zur Gasproduktion bei, belastet aber zusätzlich den Faulraum und ist besser zur Kompostierung, d. h. zum aeroben Abbau geeignet (Dessel, Heinrich-Martelock, Mostofizadeh et al. 1997, 18).

2.3.3.8 Verweilzeit

Die Verweilzeit beschreibt die Dauer in Tagen, die ein Substrat in einem Gärbehälter verbleibt. Die Verweilzeit ist (in Kombination mit der Temperatur, s. Kap. 2.3.3.1) der entscheidende Faktor für den Umsetzungsgrad der Biomasse, denn bei kurzen Verweilzeiten werden nur die leicht abbaubaren Stoffe methanisiert, und bei längeren Verweilzeiten von 20 und mehr Tagen können auch mittel bis schwer abbaubare Stoffe umgewandelt werden (Osteroth 1992, 233). Daraus folgt: Je länger die Verweilzeit, desto größer wird die Gasausbeute pro Kilogramm organischer Trockenmasse. Die Biogasausbeute verläuft mit zunehmender Verweilzeit asymptotisch und strebt auf einen Maximalwert zu. Die Verweilzeit ist abhängig von der Durchsatzmenge an zugeführter Frischmasse, das bedeutet, dass bei Erhöhung der Substratzufuhr die Verweilzeit verringert wird. Bei der Wahl spielt das zu vergärende Substrat eine entscheidende Rolle (s. Kap. 2.5.2). Eine deutliche Ertragssteigerung ist nach 20 Tagen zu bemerken, und bei einstufigen Anlagen beläuft sich die Verweilzeit auf 15-30 Tage (Osteroth 1992, 234). Hauer empfiehlt eine Verweilzeit des Substrats im Reaktor von 15-25 Tagen (1993, 15 f.). Dissemond, Eilmsteiner, Nowak et al. (1993, 20) sprechen jedoch von einer Verweilzeit von 18-35 Tagen. Nach Praxisuntersuchungen in einem bundesweiten Messprogramm der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) von Weiland et al. (2004, 11) sollen die Verweilzeiten bei 55 % der Anlagen im Durchschnitt 60-120 Tage betragen. Je höher die Verweilzeit und damit die Abbaurate ist, desto eher werden die positiven Eigenschaften der Gülle erzielt (s. Kap. 2.3).

2.3.3.9 Faulraumbelastung

Mit der Faulraumbelastung wird die tägliche Beschickungsmenge der organischen Trockensubstanz in kg/m^3 des vergärbaren Substrates bezogen auf das Faulvolumen bezeichnet. Die Faulraumbelastung gibt in kg/m^3 an, wie viel an organischer Trockensubstanz (oTS) in einem Kubikmeter Gärsubstrat im Fermenter enthalten ist. Die Raumbelastung darf bis zu 4 kg oTS/m^3 betragen (Matthias 2000, 9; Oechsner 2000, 17) bzw. $2-3 \text{ kg oTS/m}^3$ (Rode, Schneider, Ketelhake et al. 2005, 34). Ott (2002, 11) spricht bei optimaler Betriebsführung von einer Raumbelastung von $4,5-5,6 \text{ kg oTS/m}^3$ und Wellinger (1997, 5) von $3-5 \text{ kg oTS/m}^3$. Der Kosubstratanteil sollte nicht höher als 40 % bzw. die Raumbelastung nicht höher als 4 kg oTS/m^3 Reaktorvolumen sein, damit die Pufferkapazität nicht überstiegen wird und keine Übersäuerung durch Stoßbelastungen entsteht (Trösch, Weiland 1998, 15; Oechsner, Grosch 1998 a, 24). Jäkel und Mau (2003, 30) sprechen von einer Raumbelastung von $2-4 \text{ kg oTS/m}^3$, die aber auch bis zu 6 und mehr kg oTS/m^3 bei Anlagen betragen kann. Bei erhöhter Raumbelastung kann dies zu einem instabilen Prozess

führen. Die Faulraumbelastung ist ein wichtiges Maß für die Planung von Anlagen und bestimmt u. a. die Fermentergröße.

2.3.4 Vergärbare Stoffe

Die Biogasproduktion wird wesentlich durch das Ausgangssubstrat beeinflusst (s. Kap. 2.5.2). Für die Vergärung ist vor allem leicht abbaubares Material geeignet, indessen sind ligninhaltige Substrate wie Holz und Gartenabfälle sinnvoller für die thermische Nutzung oder Kompostierung (13). Von Vorteil sind öl- und fetthaltige Substrate, da diese qualitativ und quantitativ gute Gaswerte erzeugen (s. Kap. 2.5). Bei einer Biogasanlage sollte darauf geachtet werden, dass das Ausgangssubstrat in seiner Zusammensetzung konstant bleibt, da bei gleich bleibenden Arbeitsbedingungen die Mikroorganismen keine langen Anpassungszeiten an das neue Substrat aufbringen müssen, was zur Folge hat, dass der Abbauprozess effektiver abläuft (Dissemond, Eilmsteiner, Nowak 1993, 32). In der Praxis ist dies jedoch nicht immer durchführbar, da die Substrate aus verschiedenen Quellen und in unterschiedlichen Zeitabständen angeliefert werden. Vor allem bei einer stoßartigen Zuführung von leicht abbaubaren Stoffen wie z. B. Flotatfetten kann es schnell zu einer Übersäuerung kommen, da die benötigte Populationsanzahl der methanogenen Bakterien nicht so schnell wie notwendig erreicht wird, um der angestiegenen Säureproduktion gerecht zu werden (s. Kap. 2.3.2 und 2.3.3.3). Wird die Pufferkapazität überstiegen führt dies unter Umständen zu einer vollständigen Versäuerung des Anaerobreaktors (Trösch, Weiland 1998, 15). Die Zugabe fremder bzw. neuer Substrate in ein bereits laufendes System ist risikoreich. Die Dosierung sollte langsam gesteigert werden.

2.3.4.1 Grundsubstrat Wirtschaftsdünger

Als Grundsubstrat wird für die Vergärung der Biomasse Wirtschaftsdünger verwendet, der sich aus Flüssig- und Festmist zusammensetzt und von Rindern, Schweinen oder Geflügel stammt. Neben dem Wirtschaftsdünger können nachwachsende Rohstoffe sowie organische Reststoffe für die energetische Verwertung genutzt werden (s. Kap. 2.3.4.2-2.3.4.4).

Rindergülle besitzt einen hohen Gehalt an Methanbakterien und leistet daher einen wichtigen Beitrag zur Vergärung, und das, obwohl die Biogasausbeute dabei relativ gering ausfällt. Schweinegülle zeigt mit weniger Trockensubstanz und einer geringeren Gasausbeute die gegenteiligen Eigenschaften im Vergleich zu Rindergülle (Oechsner, Gosch 1998, 17). Hühnerkot ist zwar sehr gut abbaubar und erzeugt im Vergleich zu Rinder- und Schweinegülle hohe Gasausbeuten, kann jedoch aufgrund seines hohen Anteils an Kalk und Sand die Bildung von Sinkschichten verursachen und erfordert aufgrund dessen spezielle verfahrenstechnische Maßnahmen (Trösch, Weiland 1998, 17). Der Strohanteil im Festmist hat eine positive Auswirkung auf die Gasproduktivität (Oechsner, Gosch 1998, 17).

2.3.4.2 Nachwachsende Rohstoffe und landwirtschaftliche Abfälle

Landwirtschaftliche Produkte können als Energiepflanzen wie Gras, Getreide, Mais, Markstammkohl oder Futterrüben als nachwachsende Rohstoffe gezielt für die Vergärung angebaut und verwertet werden. Zum Feldgemüse zählen unterschiedliche Arten wie

Zwiebeln, Erbsen, Kraut, Salat, Kohl oder Spinat. Vorteile der nachwachsenden Rohstoffe sind der geschlossene Nährstoffkreislauf und die Risikofreiheit toxischer Stoffe (s. Kap. 2.3.3.4). Durch die Erhöhung der Einspeisevergütung speziell für nachwachsende Rohstoffe (s. Kap. 1) wird sich voraussichtlich die Nutzung nachwachsender Rohstoffe enorm erhöhen.

Ernterückstände, verdorbene Silage oder das Schnittgrün von Pflegeflächen können ebenfalls verwendet werden. Die landwirtschaftlichen Produkte haben den Vorteil, dass sie keine unbekannteren Gefahrenstoffe enthalten.

2.3.4.3 Agroindustrielle Reststoffe

Zu den agroindustriellen Reststoffen gehören Gemüsereste, Treber, Schlempe, Molke usw. Zu den eher dünnflüssigen Substraten zählen z. B. Melasse, Kartoffelschlempe und zu denen mit höherem Trockensubstanzgehalt werden Rapspresskuchen, Biertreber oder Apfeltrester gerechnet. Auch wenn diese Substrate teilweise nur saisonal anfallen, so lassen sich die Substrate auf unkomplizierte Art zwischengelagern. Zudem haben die agroindustriellen Reststoffe als Nebenprodukt von Nahrungsmittelerzeugnissen ein geringes Vorkommen an Schad- und Störstoffen, besitzen eine homogene Struktur, und da die spezifische Gasausbeute im Durchschnitt höher liegt als bei Flüssigmist, wirkt sich dieser Umstand positiv auf die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen aus (Oechsner, Gosch 1998, 17; Weiland 1997 a, 172).

2.3.4.4 Kommunale Abfälle und Schlachthofabfälle

Zu den kommunalen Abfällen und Schlachthofabfällen gehören Bioabfälle, Rasenschnitt, Fettabscheiderinhalt, Speiseabfälle, Flotatschlamm, Panseninhalt (Magenteil der Wiederkäuer) u. a. Diese haben zumeist einen hohen energetischen Wert und eignen sich somit hervorragend für die Vergärung (Oechsner, Gosch 1998, 18). Allerdings handelt es sich hierbei um risikoreichere Stoffe, da Hemmstoffe in dem Substrat enthalten sein können.

Da mittlerweile nahezu flächendeckend die Biomüll-Sammlung durchgeführt wird, und weiterhin die Vorgabe der organischen Müllfraktion aus Industrie und Handel sowie Gewerbe besteht, existieren günstige Grundvoraussetzungen für deren Verwertung und Miteinbeziehung in die Biogasproduktion. Aufgrund der Inhomogenität der verschiedenen Inhaltsstoffe und Herkunftsorte sowie ligninhaltiger Stoffe ist die Verwertung unter Umständen diffiziler. Der Bioabfall weist durch jahreszeitliche Gemüse- und Obstzeiten Schwankungen auf, und durch nicht sorgfältige Müllsortierung können Störstoffe enthalten sein, was durch gute Aufklärungsarbeit vermieden werden kann (Oechsner, Gosch 1998, 18). Abgesehen davon handelt es sich bei Biomüll um ein ausgezeichnetes Gärgut.

Großküchenabfälle oder Schlachthofabfälle wie Flotatschlämme zeichnen sich vor allem durch ihren hohen Gehalt an leicht abbaubaren Bestandteilen aus. Aus diesem Grunde besteht die Gefahr, dass die säurebildenden (acidogenen) Bakterien mehr Säure bilden, als die Methanbakterien abbauen können, weswegen der pH-Wert oft unter 5 abfällt. Die Abfälle

eignen sich zwar für die Vergärung, sind aber aus seuchenhygienischer Sicht und bezüglich ihrer Geruchsbelästigung bedenklich, was Hygienisierungs- und Abluftmaßnahmen erforderlich macht (Oechsner, Gosch 1998, 19).

Speiseabfälle sind gute Vergärungssubstrate und enthalten relativ wenige Schadstoffanteile. Knochen in Speiseabfällen erschweren den Vergärungsvorgang und führen zu technischen Problemen in Biogasanlagen, weswegen sie vorher gemahlen werden müssen (Oechsner, Gosch 1998, 18; Jäkel, Mau 2003, 16). Um Speisereste seuchenhygienisch unbedenklich zu machen, ist eine Zerkleinerung und Vorpasteurisierung durchzuführen. In Deutschland fallen jährlich zwei Millionen Tonnen Speisereste an, die jedoch nur noch bis November 2006 in schweinehaltende Betriebe verfüttert werden dürfen (Janzing, 2003, 57). Aufgrund der Gefahr der Schweinepest wird ab November 2006 innerhalb der EU aus seuchenhygienischen Gründen ein Fütterungsverbot von Speiseresten erhoben. Hierdurch ergibt sich ab 2006 ein enormes Potenzial für Biogasanlagen.

Kommunale Abwässer bzw. betriebseigene Hausabwässer können mitbehandelt werden. Insbesondere bei einem hohen Trockensubstanzanteil (z. B. Hühnerkot, Festmist) der anderen Kosubstrate ist es von Vorteil, die häuslichen Abwässer nutzbringend zu implementieren und als Prozesswasser zu nutzen (Doll, Henninghaus 1998, 21; Oechsner, Gosch 1998, 19). Konzentrierte Abwässer ($CSB > 5 \text{ kg/m}^3$) und Reststoffe mit hohem Wassergehalten ($> 80 \%$) sind vorzugsweise geeignet. Hierbei müssen jedoch die gesetzlichen Bestimmungen des Bundeslandes beachtet werden. Da häusliche Abwässer hauptsächlich aus Wasser bestehen und nur einen geringen Anteil an organischer Substanz oder Nährstoffen aufweisen, steigern sie die Gasausbeute voraussichtlich nicht maßgeblich (Oechsner, Gosch 1998, 19). Für einen guten Abbauprozess in der Biogasanlage ist zu fordern, dass vermehrt organisch abbaubare Reinigungsmittel in den Haushalten benutzt werden, was Aufklärungsarbeit verlangt. Die Einbindung kommunaler Abwässer ist zwar technologisch gesehen sinnvoll, doch kann es zu Problemen bezüglich der Reststoffverwertung durch behördliche Restriktionen, Akzeptanzproblemen oder Kompetenzüberschneidungen zwischen Abwasser- und Abfallbehandlung kommen (Langhans 1998, 32 und 1999, 30). Häufig werden Vergleiche zu Kompostierungsanlagen oder Deponiesickerwässern gezogen, wodurch in einigen Fällen unrealistische verschärfte Anforderungen an Biogasanlagen gestellt werden (Langhans 1999, 30).

2.4 Arbeitsaufwand

Über den Arbeitszeitaufwand für den Betrieb einer Biogasanlage sind in der Literatur nur sehr unterschiedliche und kaum in der Praxis gemessene Angaben zu finden. Für die Planung einer Anlage ist die Arbeitszeit aus ökonomischer Sicht relevant, und gleichzeitig muss ein Landwirt kalkulieren, ob die zusätzliche Arbeitsbelastung realisierbar ist. Natürlich steht die Arbeitsintensität in Abhängigkeit zur Größe sowie zur technischen Ausstattung einer Anlage. In der Literatur sind z. B. Angaben von 250 Akh/a (Köttner 2002, 7) und 400 Akh/a (Keymer 2002, 40) zu finden.

2.5 Energetische Betrachtung

In den folgenden Kapiteln wird dargestellt, welche Daten für Biogasanlagen in der Literatur zu finden sind, um diese nachher mit den gewonnenen Daten aus der Praxis zu vergleichen. Im Einzelnen werden die Aspekte Biogasausbeute, Einfluss der eingesetzten Substrate und der Anlagensteuerung, die Strom- und Wärmeerzeugung, der anlageninterne Energieverbrauch sowie deren Einflussfaktoren betrachtet.

2.5.1 Substratzufuhr/Energieinput

Der Bedarf an Substratzufuhr ist abhängig von der Gasproduktion, die notwendig ist, um die BHKW möglichst durchgehend laufen lassen zu können, der Größe des Fermenters und von der Art des Substrates (s. Kap. 2.5.2).

Normalerweise sind in den angelieferten organischen Abfällen, besonders in Rindergülle, die für den Prozess erforderlichen Bakterien bereits enthalten, allerdings brauchen diese ein bis drei Wochen, um eine größere Population aufzubauen. Daher ist eine konstante und kontinuierliche Substratzufuhr von hoher Bedeutung für die Prozessstabilität. Es liegt allein in der Verantwortung des Anlagenbetreibers, dass Menge und Art der zuführenden Substrate nicht zu stark schwanken.

2.5.2 Biogasproduktion und -qualität

Die Gasproduktion wird im Wesentlichen durch das eingesetzte Substrat, die Temperatur und die Verweildauer beeinflusst.

In der Literatur sind unterschiedliche Einheiten für die Gasproduktion zu finden:

- m^3 Biogas/ m^3 bzw. m^3 Biogas/t Substrat oder Frischmasse
- m^3 Biogas/kg organische Trockensubstanz (oTS)
- m^3 Biogas/Großvieheinheit (GVE)

Zusätzlich können die Gasproduktionswerte auf die gesamte Biogasproduktion oder auf die Methangasproduktion bezogen werden. In der vorliegenden Arbeit werden die ersten beiden Bezugswerte verwendet und auf die Biogas- sowie Methangasproduktion bezogen. Grundvoraussetzung ist jedoch, dass für die Angaben und Messungen Normgas berechnet wird. Normgas bezieht sich auf eine Gastemperatur von 0 °C und einem Luftdruck von 1013 mbar. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, den Heizwert zu berechnen. Der Heizwert in kJ/m^3 ist der Energiegehalt des Gases bezogen auf Normkubikmeter. Ein Kubikmeter Biogas mit einem Methangasgehalt von 60 % entspricht einem Heizwert von 6 kWh. Bezogen auf ein Substrat setzt sich der Heizwert aus der Biogasproduktion und dem Methangasgehalt zusammen.

Die Gasqualität ist abhängig von den Inhaltsstoffen der eingesetzten Stoffe (s. Tab. 4). Kohlenhydrathaltige Kofermente (Mais, Gras, Getreide u. a.), die eiweiß- und fettarm sind, produzieren Biogas mit einem geringeren Methangasgehalt von 55 % und einer geringeren Biogasausbeute (Keymer 2002, 41). Proteinhaltige Substrate (z. B. Speiseabfälle, Schlempe) hingegen erzeugen einen hohen Methangasgehalt und gleichzeitig einen hohen Schwefelwasserstoffgehalt, dafür aber eine geringere Biogasausbeute. Aus den

schwefelhaltigen Aminosäuren wird beim Abbau Schwefel freigesetzt (Pesta, Meyer-Pittroff 2002 b, 80). Kofermente mit einem hohen Anteil an Fetten (Fettabscheiderrückstände, Glycerin) erzeugen hohe Biogasausbeuten mit hohen Methangasgehalten und geringeren Schwefelwasserstoffgehalten. Laut Jäkel (2000, 7) werden Fette am schnellsten abgebaut, während Proteine zu den langsam abbaubaren Stoffen zählen.

Tab. 4: Gasausbeute der Inhaltsstoffe

| Stoffgruppe | Biogasausbeute l/kg Substanz | Methangasgehalt [%] |
|---------------|------------------------------|---------------------|
| Kohlenhydrate | 790 | 50 |
| Fette | 1250 | 68 |
| Protein | 700 | 71 |

[Quelle: Weiland 2004, 16]

Durch den Abbau der Eiweiße entsteht Schwefelwasserstoff, da Eiweißstoffe im Durchschnitt einen hohen Anteil an schwefelhaltigen Aminosäuren enthalten. Dabei weisen tierische Eiweiße in der Regel einen höheren Anteil an schwefelhaltigen Aminosäuren auf als pflanzliche Eiweißstoffe (Keymer, Schilcher 2000, 22).

Laut Keymer und Schilcher (2000, 22) hat z. B. Silomais einen geringeren Eiweißgehalt als Grassilage. Bei Substraten mit viel Energie und wenig Eiweiß bildet sich wenig Schwefelwasserstoff (Keymer, Schilcher 2000, 22).

2.5.2.1 Biogasqualität

Das durch den anaeroben Abbau entstandene Biogas besteht zum größten Teil aus Methan, Kohlendioxid, Stickstoff und Sauerstoff. Die Komposition des erzeugten Biogases ist abhängig von den Substrateigenschaften und von den verfahrenstechnischen Abläufen. In der Literatur sind derzeit folgende Angaben zum Methangasgehalt zu finden:

Tab. 5: Literaturangaben zum Methangasgehalt von Biogas

| Literaturangabe | Methangasgehalt [%] |
|-------------------------------------|---------------------|
| Biogas Fachverband (2000, 6) | 50-75 |
| Danner (2003, 117) | 55-70 |
| Eggersglüß, Kraschinski (2001, 605) | 45-75 |
| Kohrt (2001, 92) | 60-80 |
| Köttner (2003, 13) | 55-70 |
| Pesta, Meyer-Pittroff (2002 a, 16) | 50-70 |
| Schulz (1997, 9) | 60-70 |
| Tentscher (2002, 117, 11) | 60-70 |
| Von Oheimb (1997, 9) | 65 |
| Weiland (2004, 16) | 50-70 |

Bei den Angaben ist nicht erkennbar, wie diese Werte ermittelt wurden. Die Ergebnisse des bundesweiten Messprogramms der FAL ergaben Methangaskonzentrationen von 50-65 % (2004, 13). Über 60 % der Anlagen erzielten einen Methangasgehalt zwischen 55- und 60 %. Keymer und Schilcher (2000, 22) sprechen von durchschnittlich 60 % Methangasgehalt im Biogas im gereinigten Bereich. Die Literaturangaben belegen eine Messbreite bezüglich des Methangases von bis zu 30 %. Kohlenhydrate erzeugen ein Biogasgemisch mit etwa 50 %, Fette hingegen eines mit bis zu 70 % Methangasgehalt (Lemmer, Oechsner 2003, 50).

Durch die Bestandteile Schwefelwasserstoff und Kohlendioxid kann Biogas auf Metalle wie Kupfer und Eisen korrosiv wirken. Vor allem Schwefelwasserstoff ist ein aggressives Gas und kann Umweltschäden sowie Vergiftungen verursachen (s. Kap. 2.3.3.4) (Hauer 1993, 24).

Neben Methan und Kohlendioxid sowie Schwefelwasserstoff sind noch weitere leicht flüchtige Spurengase (NH_3 , N_2 , H_2 , O_2) im Biogas enthalten (Jäkel 2000, 5).

Problematisch für den Verbrennungsvorgang im Motor sind Bestandteile im Brenngas wie Silizium-, Chlor- und Fluorverbindungen sowie Feuchte. Durch Schwefelwasserstoff und Wasserdampf im Biogas werden aggressive Säuren gebildet. Diese Säuren verursachen im Motor sowie in den nachgeschalteten Anlagenteilen (Abgaswärmetauscher, Abgasleitungen, Abgasschalldämpfer) Schäden durch Korrosion und Ablagerung. Es werden schmierige bis feste Substanzen abgelagert. Im Motoröl sind die Säuren ebenfalls wieder zu finden und der Ölwechsel muss in kürzeren Abständen durchgeführt werden.

2.5.2.2 Biogasausbeute einzelner Substrate

Die Angaben der Literatur über die spezifische Gasausbeute von Kosubstraten weisen große Schwankungsbreiten auf (Matthias 2002, 88). Die bisherigen Angaben auf der Grundlage von Gärtests weisen eine Unsicherheit auf, da die Betriebsbedingungen in der Praxis die Energieausbeute beeinträchtigen. Nach Fischer (2002, 69) ist die Aussagekraft von Laboruntersuchungen als gering einzustufen. Aus diesem Grund fordert er für die Zukunft die Erhebung praxisrelevanter Daten. Gärversuche sind zeit- und kostenintensiv (Krieg 2002, 90). Zum Erheben praxisrelevanter Daten besteht zum einen die Möglichkeit der Messung in praktischen Anlagen. Zum anderen besteht die Möglichkeit, Werte basierend auf den Grundbausteinen Fett, Kohlenhydrate und Eiweiß nach Buswell zu berechnen (Krieg 2002, 90 ff.). Bei den Kohlenhydraten wird noch zwischen N-freien Extraktstoffen (NfE) und Rohfaser (Rf) unterschieden. Für Kohlenhydrate, Rohfett (R1) und Rohprotein (Rp) variieren die Bewertungen in Abhängigkeit zu Alter und Schnitzeitpunkt. Die Inhaltsstoffe des Gärsubstrates können für die Berechnung aus Futterwerttabellen entnommen oder zur Analyse in ein Labor geschickt werden. Diese werden mit der jeweiligen Verdaulichkeitsrate und mit der spezifischen Gasproduktionsrate multipliziert. Die errechneten Gaswerte der einzelnen Inhaltsstoffe werden aufsummiert und ergeben die voraussichtliche Gasproduktion des Gärsubstrates.

Das Verfahren der Kofermentation organischer Abfälle stellt ein relativ neues Verfahren dar. Infolge der vielfältigen Substratkombinationsmöglichkeiten (s. Kap. 2.3.4) und der verschiedenen Betriebsweisen existieren nur in geringem Maße gesicherte Planungsdaten für die Biogasausbeute (Oechsner, Gosch 1998, 23). Die Biogasausbeuten bestimmter Kosubstrate wurden im Zuge des Projektes ebenfalls ermittelt (s. Kap. 4.1.2.6).

Im Folgenden werden Literaturangaben zu den im Projekt untersuchten Kosubstraten aufgelistet (s. Tab. 6-13). Dabei ist auf die unterschiedlich detaillierten Angaben sowie Maßeinheiten zu achten. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass häufig bei den Angaben nicht erkennbar ist, ob diese auf Laborversuchen, Annahmen, Berechnungen oder Praxisversuchen basieren. Angaben wie Trockensubstanzgehalt, organischer Trockensubstanzgehalt, Verweilzeit, Faulraumbelastung oder Gärtemperatur sind größtenteils nicht aufgelistet. Bei nicht ausgefüllten Tabellenzeilen, bestehen keine Angaben der Autoren.

Tab. 6: Literaturangaben zur Biogasausbeute von Futterrüben

oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Literatur | m ³ /t | m ³ Biogas/ kg oTS | m ³ CH ₄ / kg oTS | CH ₄ [%] | TS [%] | oTS % TS |
|--|-------------------|----------------------------------|--|------------------------|-----------|-------------|
| Graf (2003, 81) | | 0,4-0,55 | | | | |
| Innovation&Energie (3/2001, 6) | 97 | | | | | |
| Matthias (2002, 89) Gehaltsfutterrübe | 93,5 | | | | | |
| Matthias (2002, 89) Massenfutterrübe | 70,1 | | | | | |
| Oechsner, Lemmer, Neuberg (2003, 54) | | | 0,4 | 57,5 | 23 | 95,3 |
| Rilling (2001, 39 ff.) | 80-95 | | | | | |
| Weiland (2004, 18) | 95 | | | 53 | 11 | |

Tab. 7: Literaturangaben zur Biogasausbeute von Kartoffeln

oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Literatur | m ³ /t | m ³ Biogas/ kg oTS | m ³ CH ₄ / kg oTS | CH ₄ [%] | TS [%] | oTS % TS |
|---------------------|-------------------|----------------------------------|--|---------------------|--------|-------------|
| Matthias (2002, 89) | 88 | | | | | |
| Keymer (2002, 43) | 150 | | | 53 | 22 | |
| Schnell (2002, 54) | | 0,4 | | | 20 | |

Tab. 8: Literaturangaben zur Biogasausbeute von Maissilage

oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Literatur | m ³ /t | m ³ Biogas/ kg oTS | m ³ CH ₄ / kg oTS | CH ₄ [%] | TS [%] | oTS % TS |
|---|-------------------|----------------------------------|--|------------------------|-----------|-------------|
| Biogas Fachverband (2000, 6) | 208 | | | | 35 | |
| Graf (2003, 81) | | 0,4-0,55 | | | | |
| Heiermann, Schelle Plöchl (2002, 20) | | 0,73-1,13 | | 64-69 | | |
| Keymer (2002, 43) | 202 | | | 52 | 35 | |
| Linke, Vollmer (2002, 31 ff.) | | 0,82-1,16 | | | 35 | |
| Matthias (2002, 89) | 208,3 | | | | | |
| Oechsner, Lemmer, Neuberg (2003, 54) | | | 0,4 | 52,5 | 30-42 | 96,5 |
| Rilling (2001, 39 ff.) | 180-240 | | | | | |
| Sedlmeier (2003, 46) | | 0,68-0,73 | | 55-58 | 30-35 | 90-97 |
| Weiland (2004, 18) | 213 | | | 54 | 30 | |

Tab. 9: Literaturangaben zur Biogasausbeute von Markstammkohl

oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Literatur | m ³ /t | m ³ Biogas/ kg oTS | m ³ CH ₄ / kg oTS | CH ₄ [%] | TS [%] | oTS % TS |
|-------------------|-------------------|----------------------------------|--|------------------------|-----------|-------------|
| Keymer (2002, 43) | 63 | | | 54 | 12 | |

Tab. 10: Literaturangaben zur Biogasausbeute von Rindergülle

oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Literatur | m ³ /t | m ³ Biogas/ kg oTS | m ³ CH ₄ / kg oTS | CH ₄ [%] | TS [%] | oTS % TS |
|-------------------------------|-------------------|----------------------------------|--|------------------------|-----------|-------------|
| Biogas Fachverband (2000, 22) | 25-35 | | | | 8 | |
| Graf (2003, 81) | | 0,2-0,25 | | | | |
| Linke, Vollmer (2002, 31 ff.) | | 0,28-0,44 | | | | |
| Rilling (2001, 39 ff.) | 25-35 | | | | | |
| Roost (2002, 5) | 25-36 | | | | | |
| Schnell (2002, 54) | | 0,2 | | | | |
| Weiland (1997 b, 7) | 25 | | | | 6-11 | |
| Weiland (2004, 18) | 23 | | | 59 | 8 | |

Tab. 11: Literaturangaben zur Biogausausbeute von Schweinegülle

oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Literatur | m ³ /t | m ³ Biogas/ kg oTS | m ³ CH ₄ / kg oTS | CH ₄ [%] | TS [%] | oTS % TS |
|-------------------------------|-------------------|----------------------------------|--|------------------------|-----------|-------------|
| Biogas Fachverband (2000, 22) | 25 | | | | 6 | |
| Graf (2003, 81) | | 0,3-0,45 | | | | |
| Weiland (1997 b, 7) | 36 | | | | 4-7 | |

Laut Matthias (2000, 8) sinkt die Gasausbeute der Gülle bei zunehmender Lagerdauer deutlich.

Tab. 12: Literaturangaben zur Biogausausbeute von Speiseabfällen

oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Literatur | m ³ /t | m ³ Biogas/ kg oTS | m ³ CH ₄ / kg oTS | CH ₄ [%] | TS [%] | oTS % TS |
|----------------------------------|-------------------|----------------------------------|--|------------------------|-----------|-------------|
| FNR (2004, 93) | 50-480 | 0,2-0,5 | | | 9-37 | 80-98 |
| Oechsner (1996, 5) | | 0,5 | | 57,6 | 19,7 | 93,7 |
| Pesta, Meyer-Pittroff (2002, 78) | | | 0,5-0,6 | | 9-18 | 90-95 |
| Roost (2002, 5) | 240 | | | | | |

- Weitere Angaben Oechsner (1996, 5): Rohprotein: 20,2 %; Rohfettgehalt 22,9 %; Stärkegehalt: 19,9 %; Gesamtzucker: 10,5 %; 3,8 pH-Wert. Gärtemperatur 37 °C, Abbau oTS 63: %

Tab. 13: Literaturangaben zur Biogausausbeute von Zuckerrübenwurzelspitzen

oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Literatur | m ³ /t | m ³ Biogas/ kg oTS | m ³ CH ₄ / kg oTS | CH ₄ [%] | TS [%] | oTS % TS |
|---------------------|-------------------|----------------------------------|--|------------------------|-----------|-------------|
| Keymer (2002, 43) | 96 | | | 52 | 17 | |
| Weiland (1997 b, 7) | 75 | | | | | |

2.5.2.3 Veränderung der Gasqualität durch die biologische Entschwefelung

Da bei der Biogaserzeugung vor allem der Schwefelwasserstoff toxische Effekte erzeugen kann, ist eine Entschwefelungsanlage unabdingbar. „Bei der Verbrennung von Biogas entsteht Schwefeldioxid. Dieses reagiert mit Feuchtigkeit weiter zu schwefeliger Säure. Schwefelige Säure aus fossilen Brennstoffen ist vor allem in osteuropäischen Ländern Verursacher des sauren Regens.“ (Bundesamt für Konjunkturfragen 1998) Die Entschwefelung ist jedoch nicht nur im Hinblick auf Toxizität sinnvoll, sondern auch zur Geruchs- und Korrosionsminderung. Das hat zur Folge, dass weniger Instandhaltungs- und Wartungskosten anfallen (Dissemond, Eilmsteiner, Nowak et al. 1993, 38).

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Entschwefelungen durchzuführen. Die am häufigsten verwendete Option ist die Entschwefelung mittels oxidativer Gaswäsche, einer biokatalytischen Oxidation von Schwefelwasserstoff mit Luftsauerstoff. Hierbei wird dem Reaktor eine definierte Luftmenge von etwa 3-4 % – Hartmann und Strehler (1995) sprechen von maximal 5 % bzw. Gers-Grapperhaus (2002, 31) von 2-8 % – zugegeben. Nach Oechsner (2000, 19) wird der täglich produzierten Biogasmenge 3-8 % an Luft dem Nachgärer hinzugeführt. Durch die Luftzufuhr kommt es zu einem biochemischen Prozess und der Schwefelwasserstoff wird durch das Bakterium *Sulfobacter oxydans* in elementaren Schwefel und Wasserstoff umgewandelt (FIZ 1998, 11; von Oheimb 1998, 5; Hauer 1993, 24; MeliB 1993, 83). Der Schwefel bleibt in der ausgefaulten Masse und kann als Pflanzennährstoff auf die Agrarflächen ausgetragen werden (Hartmann, Strehler 1995, 47). Dieses einfache, ökonomische und effektive Prinzip ist in der Praxis überwiegend anzutreffen.

2.5.2.4 Einfluss der Rührwerkslaufzeiten auf den Schwefelwasserstoffgehalt

Durch stoßhaftes längeres Rühren im Nachgärer werden Schwimmschichten zerstört. Aufgrund der Zerstörung kann das angesammelte Gas ungehindert nach oben entweichen. Es kommt zum kurzfristigen Anstieg der Schwefelwasserstoffgehalte (Schulz 1996, 27).

2.5.2.5 Biogasproduktion im Nachgärer

Der Gärrückstand sollte in einem gasdichten Gärgutlager (Nachgärer) zwischengespeichert werden, damit das Substrat nachgären kann. Aufgrund des ungleichen Abbauverhaltens von Flüssigmist und Kosubstraten kommt es häufig zu erheblichen Nachgasungen, die bis zu 10 % der Gesamtgasausbeute betragen können (Weiland 1998 b, 184). Nach Angaben der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe (2004, 75) können es sogar bis zu 20 % sein. Deren Erfassung ist aus Klimaschutzaspekten sowie ökonomischen Gesichtspunkten erstrebenswert (Wulf, Jäger, Döhler 2002, 132). Nach Schaaf (2002, 56) ist die Abdeckung der Endlager aufgrund der Emissionsgefahr spurenrelevanter Klimagase (NH_3 , CH_4 , N_2O) dringend erforderlich (Clemens, Rieger, Weiland et al. 2001, 51).

Das Endlager ist meist mit einem drucklosen Folienspeicher abgedeckt, um das entstehende Gas abzufangen. Das Biogas kann in einem Nachgärer bzw. Endlager abkühlen und damit auskondensieren, wodurch die Biogasqualität verbessert wird. Des Weiteren gelangt kein Regenwasser in das Substrat, was von Vorteil für die Ausbringung ist (Mengenreduzierung). Allerdings kann durch die Abdeckung auch kein Wasser durch Verdunstung entweichen. Weiterhin verfügt die Anlage über einen größeren Gasspeicher. Durch den zusätzlichen Speicherraum besteht eine bessere Steuerungsmöglichkeit. Bei einem größeren Speichervolumen ist eine höhere Pufferkapazität gegeben und die Gefahr des Gasablasses über die Überdrucksicherung wird reduziert. Die Regulierbarkeit wird somit erhöht und bei Ausfallen eines Motors kann das Gas besser aufgefangen werden.

2.5.2.6 Normgasproduktion pro Kubikmeter Nettogärvolumen

Ein hilfreicher Wert zur Abschätzung der Auslastung einer Anlage ist die Biogasproduktion pro Kubikmeter Gärvolumen. Die Werte und benötigten Angaben sind in der Praxis bei vorhandenen Gaszählern leicht zu ermitteln. Schmitz (In: Neumann 2004, 127) spricht von einer Gasausbeute von 1,2-1,7 m³/m³. Allerdings wird nicht deutlich, ob es sich dabei zum einen um Normgas und zum anderen um Nettogärvolumen handelt.

2.5.2.7 Normgasproduktion pro Kubikmeter Substratzufuhr

Bei dem Wert der Normgasproduktion pro Kubikmeter Substratzufuhr handelt es sich um einen stark schwankenden Wert, da dieser in Abhängigkeit zu der Art des Inputstoffes steht (s. Kap. 2.5.2.2). Die Werte werden jedoch in der Arbeit berechnet, um weitere Vergleichswerte für die Praxis zu schaffen. Schmitz (In: Neumann 2004, 127) ermittelte eine Biogasproduktion von 120 m³/t Substrat. Es wird allerdings nicht erläutert, ob Normgas zu Grunde gelegt wurde.

2.5.3 Wärmeproduktion und -verwendung

Die Angaben zur Wärmeproduktion der BHKW in der Literatur basieren auf den Aussagen der Motorenhersteller. Die Angaben der Anlagenwärmeverwendung sind zum Teil geschätzte Daten und beziehen sich auf die Gesamtwärmeproduktion. Folgende Werte sind in der Literatur zu finden:

- Eichert (1998, 122): In den Monaten November, Januar, Februar bestehen folgende Verbräuche für die Biogasanlage: 18,2 % der erzeugten Wärmemenge; in März, April, Mai, Juni: 12,3 % der erzeugten Wärmemenge
- Gottfried, Rother, Warecka (2002, 98) sprechen von einem 60%igen thermischen Wirkungsgrad, von denen 30-40 % für die Beheizung des Fermenters genutzt werden.
- Jäkel, Mau (2003, 8): 35 % Wärmeprozessenergie
- Köttner (2002, 9) rechnet mit einer 1,5fachen Wärmeproduktion bei Zündstrahlmotoren der Stromproduktion, wovon 30-50 % zur Beheizung des Fermenters benötigt werden.
- Oechsner (2000, 18): 25 % Wärmeverwendung des Fermenters
- Rode, Schneider, Ketelhake et al. (2005, 48): 20-80 % Wärmeverwendung des Fermenters

2.5.4 Stromerzeugung pro Kubikmeter Biogas und Nettogärvolumen

Eine weitere Angabemöglichkeit ist die Stromproduktion bezogen auf den Kubikmeter Biogas oder Gärvolumen.

Literaturangaben zum Verstromungsfaktor in $\text{kWh}_{\text{el}}/\text{m}^3$ Biogas:

- Keymer, Schilcher (2000, 22): 1 Kubikmeter Biogas erzeugt bei einem Energiegehalt von 6 kWh 1,8-2,6 kWh Strom. Diese Werte stammen allerdings von Prüfständen und Keymer und Schilcher bezweifeln, dass diese Werte in der Praxis über mehrere Jahre gehalten werden können.
- Biogas Fachverband (2000, 6): 1,8-2 $\text{kWh}_{\text{el}}/\text{m}^3$
- Oechsner (1998, 48): $< 2 \text{kWh}_{\text{el}}/\text{m}^3$
- Eichert (1998, 118): 1,1 $\text{kWh}_{\text{el}}/\text{m}^3$

2.5.5 Stromverbrauch und Laufzeiten

Der Stromverbrauch einer Anlage steht in Abhängigkeit zu den Laufzeiten der jeweiligen Verbraucher. Zu diesen gehören Rührwerke, Pumpen und Feststoffdosierer. In der Literatur sind hierzu keine genauen Angaben zu finden, da bisher keine Messungen diesbezüglich durchgeführt worden sind. Nach Eichert (1998, 122) verbrauchen Biogasanlagen 2,4 % des selbst erzeugten Stroms und nach Rode, Schneider, Ketelhake et al. (2005, 49) 2-15 %. Jäkel und Mau (2003, 7) gehen bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen von 8 % Prozessenergie aus.

- Rührwerke

Im Fermenter und Nachgärer besteht die Möglichkeit der Schichtenbildung, die den Abbauprozess stören kann. Daher ist es wichtig, die Masse zu durchmischen, wofür verschiedene Möglichkeiten in Betracht kommen. Man unterscheidet zwischen Sinkschichten und Schwimmschichten. Die Schwimmschichten können eine so feste Konsistenz entwickeln, dass infolge dessen das gebildete Gas nicht mehr nach oben entweichen kann (s. Kap. 4.1.2.4).

Rührwerke sollen Sink- und Schwimmschichten verhindern und das Substrat homogenisieren (Gers-Grapperhaus 2002, 30). Durch Zerstörung der Schwimmschicht können die Gasblasen an die Substratoberfläche gelangen. Weiterhin ermöglichen die Rührwerke eine gute Nährstoffverteilung und eine Vermeidung von Temperaturdifferenzen (Fischer 2002, 61). Vorteil bei den Tauchmotor-Rührwerken ist bei einer Betondecke der einfache Zugriff bei der Wartung, da das Rührwerk einfach über die Seilwinde zur Reparatur herausgezogen werden kann. Bei Langwellengeräten hingegen muss meist der Reaktor komplett geleert werden, wobei Sicherheitsrisiken entstehen (Balssen 2002, 62). In Abhängigkeit zur Behältergröße und zum einzusetzenden Kosubstrat werden bei den Anlagen Größe und Anzahl der Tauchmotoren bestimmt.

- Pumpen

Pumpen sind erforderlich, um die Gülle von den Güllelagern in den Fermenter oder in die Vorgrube zu befördern, sofern Höhenunterschiede zu überwinden sind. Bei einer vorhandenen Vorgrube ist ebenfalls eine Pumpe notwendig, damit das Substrat von dort aus

in den Fermenter gepumpt werden kann. Bei Flüssigkeitsbehältern wird das Kosubstrat mit Hilfe einer Pumpe in den Gärbehälter transportiert.

- Feststoffdosierer

Ein Feststoffdosierer dient dem Eintrag fester, nicht pumpfähiger Kosubstrate mit einem höheren Trockensubstanzgehalt, wie z. B. Mais-, Grassilage oder Mist. Es existieren verschiedene Formen der Feststoffdosierer.

Messungen zum Stromverbrauch der einzelnen Elemente liegen nicht vor.

2.5.6 Wirkungsgrad und Zündölanteil der Blockheizkraftwerke

Der Wirkungsgrad des BHKW entspricht dem Verhältnis der zugeführten zur produzierten Energie, angegeben in Prozent. Der elektrische Wirkungsgrad wird durch den mechanischen Wirkungsgrad des Motors und den elektrischen Wirkungsgrad des Generators bestimmt. Bei optimaler Nutzung der Wärme mit Hilfe eines Blockheizkraftwerkes kann im Idealfall ein Gesamtwirkungsgrad von 90 % erreicht werden, der aber in der Praxis kaum auftritt (Jäkel, Mau 2003, 41).

Nach Mitterleitner (2002, 32) haben Zündstrahlmotoren folgende Vorteile:

- Niedriger Anschaffungspreis
- hoher elektrischer Wirkungsgrad
- ausschließlicher Betrieb mit Heizöl möglich (Notstromaggregat bei Ausfall der Gasproduktion, Beheizung des Fermenters in der Anfangsphase möglich)
- höhere Toleranz bei Schwankung der Gasqualität

Nachteile:

- Zündölanteil: Nach Meinung der Stromversorger sollte dieser 10 % nicht überschreiten. Dieser Wert wird in der Praxis häufig nicht eingehalten, um eine bessere Kühlung der Einspritzdüsen zu erreichen.
- Kosten des Heizöls sowie der Heizöllagerung
- Kontrolle und Konflikt mit Stromversorgern über Zündölanteil
- Durch die geringe Einspritzmenge ist die Kühlung der Düsen nicht ausreichend – sie verkoken und müssen ausgewechselt werden.
- Häufig werden die Vorgaben der TA-Luft überschritten.
- Lagerbehälter mit Einhaltung der Sicherheitsvorschriften für das Heizöl erfordern einen höheren Investitionsaufwand (Willenbrink 2002, 70).
- Hoher Partikelanteil (Ruß) im Abgas (Willenbrink 2002, 70)
- Ablagerung der Partikel auf den Tauscherflächen des Abgaswärmetauschers, der hierdurch an Effektivität verliert (Willenbrink 2002, 70). Dies erfordert häufiges Reinigen der Tauscherflächen. Laut Grotholt (2003) 1-2 Mal im Jahr, sofern die Wärme genutzt und gebraucht wird.
- Der Motorölhaushalt verfügt über eine geringere Ölmenge als z. B. der Gasmotor, wodurch die Ölstandzeiten verkürzt werden (Willenbrink 2002, 71).

Nach Mitterleitner (2002, 34) werden die Angaben der Hersteller bzgl. des Wirkungsgrades meist nicht erreicht, da die Werte der Hersteller auf dem Prüfstand bei fabrikneuen Motoren mit Propangas ermittelt werden und somit nicht den Praxisbedingungen entsprechen.

2.5.6.1 Zündölanteil

- Heizwert von Biogas

Die Höhe des Anteils von Methan ist ausschlaggebend für den Heizwert von Biogas. Bei Kenntnis des Heizwertes von Methan und dessen Volumenanteil am Biogasegemisch lässt sich durch Multiplikation des Methanvolumenanteils mit dem Methanheizwert der Heizwert des Biogases annähernd ermitteln (FIZ 1998, 4). Dieser ist zur Ermittlung des Zündölanteils sowie des Wirkungsgrades erforderlich. Im Durchschnitt liegt er bei 6 kWh/m^3 bzw. 22 MJ/m^3 (Kaltschmitt, Kuhn, Döhler 1993, 10; Greß, Zimpfer 1997, 11). Schulz und Winkler (1998, 44) geben einen Heizwert zwischen $5,5$ und $7,0 \text{ kWh/m}^3$ an.

- Heizwert von Heizöl

Der Heizwert von Heizöl ist für spätere Berechnungen des Wirkungsgrades sowie des Zündölanteiles der Blockheizkraftwerke relevant. 1 Liter Heizöl entspricht im Durchschnitt einem Heizwert von 10 kWh.

Mitterleitner (2002) berichtet, dass in der Praxis häufig der Heizölanteil von 10 % überschritten wird. Es sind weitere Angaben in der Literatur zu finden:

- Kampmann geht von einer Zündstrahlmenge von 10-18 % aus.
- Rode, Schneider, Ketelhake et al. (2005, 49): 7-10 %
- Schulz (1997, 11): 10-30 %
- Von Oheimb (1997, 9): 8-9 %, teilweise zur Kühlung der Einspritzdüsen bis zu 18 %

2.5.6.2 Elektrischer Wirkungsgrad

Die Energie-Effizienz wird durch die Wirkungsgrade für thermische sowie elektrische Energie berechnet (s. Kap. 3.3.5). Der Wirkungsgrad bezeichnet das Verhältnis von Input zu Output. Für den Input steht die zugeführte Energie bei Zündstrahlmotoren in Form von Heizöl und Biogas und für den Output die erzeugte Energie von Strom und Wärme. Für Heizöl und Biogas muss der entsprechende Heizwert ermittelt werden (s. o.). In der Literatur sind unterschiedliche Angaben zu finden, bei denen häufig nicht erkennbar ist, auf welche installierte elektrische Leistung sie sich beziehen (s. Tab. 14).

Tab. 14: Literaturangaben zum elektrischen Wirkungsgrad der BHKW

| Literatur | Elektrischer Wirkungsgrad [%] | Sonstiges |
|---|----------------------------------|---|
| Biogas Fachverband (2000, 7) | | 1/3 elektrische; 2/3 thermische Energie |
| Eichert (1998, 125) | 37 | 220 kW installierte elektrische Leistung |
| FNR (2004, 102) | 30-40 | 1/3 elektrische; 2/3 thermische Energie |
| Kampmann (2002, 114) | 36-37 | |
| Matthias (2002, 86) | 35 | |
| Mitterleitner (2002, 32) | bis zu 40 | |
| Oechsner (2000, 18) | 25-37 | |
| Pott (2001, 53) | 30-38 | |
| Rode, Schneider, Ketelhake et al. (2005, 50) | 35 | |
| Schulz (1997, 11) | 25-30 | |
| Tamm (2003, 47) | 34 | |
| Keymer, Schilcher (2000, 22) | 30-38 | |

- Keymer (2002, 42) zieht von den Firmenangaben, die zwischen 29 und 38 % liegen, zur Sicherheit 10 % ab und kalkuliert in seinen Berechnungen den elektrischen Wirkungsgrad mit 32 %.

Nach Krieg (mündliche Mitteilung 2002) ist bei steigender Betriebsdauer mit einer Reduzierung des Wirkungsgrades zu rechnen.

2.5.6.3 Thermischer Wirkungsgrad

Der thermische Wirkungsgrad ist aufgrund der häufig nicht gegebenen Nutzungsmöglichkeit sowie der nicht ausschlaggebenden Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen weniger relevant. Daher sind Literaturangaben diesbezüglich weniger aufzufinden als für den elektrischen Wirkungsgrad.

Für den thermischen Wirkungsgrad sind nachstehende Angaben in der Literatur zu finden:

- Oechsner (2000, 18): 55 %
- Eichert (1998, 125): 220 kW installierte elektrische Leistung: 35 %

2.5.6.4 Auslastung und Betriebsstunden

Die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage steht in Abhängigkeit zu den Betriebsstunden der BHKW unter Volllast. Ziel der Betreuung einer Anlage ist es, genug Biogas zu produzieren, um die BHKW möglichst ohne Unterbrechung laufen zu lassen. Unterbrechungen können dennoch durch Wartungsarbeiten oder technische Defekte auftreten.

Die Untersuchungen des bundesweiten Messprogramms der FAL ergeben, dass 30 % der bemessenen Anlagen mehr als 8000 h/a sowie weitere 30 % zwischen 7000 und 8000 h/a Betriebsstunden im Jahr erreichen. Die restlichen Anlagen erzielen weniger als 7000 h/a. Von den Anlagen werden 50 % mit einer elektrischen Auslastung der BHKW von unter 95 % betrieben, 19 % mit einer Auslastung von 90-95 % und 21 % mit einer elektrischen Auslastung von 80-90 %. Die weiteren untersuchten Anlagen erzielen weniger als 70 % elektrische Auslastung. Drescher (2004, 26) geht bei seinen Untersuchungen von einem Volllaststundenbetrieb von mindestens 7800 h/a aus.

3. ANLAGENBESCHREIBUNG UND METHODEN DER MESSTECHNISCHEN DATENERFASSUNG

In diesem Kapitel werden die vier untersuchten Biogasanlagen detailliert beschrieben. Anschließend wird das Messkonzept erläutert und die Methodik zur Auswertung der erfassten Daten.

3.1 Anlagenbeschreibung

Es existieren zahlreiche verschiedene Anlagentechniken in unterschiedlichen Variationen, die in der Handreichung „Biogasgewinnung und -nutzung“ (2004) von der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe (FNR) ausgiebig beschrieben sind. Daher wird in dieser Arbeit nicht genauer auf die verschiedenen Anlagentechniken eingegangen.

3.1.1 Anlage 1

Der Landwirtschaftsbetrieb der Anlage 1 ist ein Milchviehbetrieb mit 103 Milchkühen, 150 Stück Jungvieh und 18 Pferden. Der Betrieb verfügt über 65 ha Dauergrünland und 110 ha Ackerfläche. Nach den ursprünglichen Planungen sollten in der Biogasanlage neben Gülle und Festmist des Betriebes vor allem Mais vergoren werden. Nach Inbetriebnahme wurden diese Planungen aber stark modifiziert. Zum größten Teil werden flüssige Kosubstrate in Form hygienisierter Speiseabfälle zugeführt. Der Fermenter hat eine Nettovolumengröße von 610 m³, der Nachgärbehälter von 1182 m³ und das Endlager von 1276 m³. Alle Behälter sind mit einem Folienspeicher und mit Tauchmotorrührwerken ausgestattet. Die Feststoffdosierung erfolgt bei Anlage 1 durch einen Schneckenförderer. Die Dosierstation besteht aus einem ca. 17 m³ großen trichterförmigen Stahlbehälter, der am Boden einen rotierenden Arm enthält. Dieser Arm führt die Feststoffe einer Austragsschnecke zu, welche das Material an eine um ca. 45 Grad geneigte Schrägförderschnecke weiterleitet. Darüber gelangt das Substrat in den Fermenter. Probleme gibt es bei dieser Anlage mit langfaserigen Stoffen wie z. B. Festmist. Durch die zusätzlich oben aufliegende Last kommt es zu Verstopfungen im unteren Trichterbereich. Der Anlagenbetreiber hat zur Problembeseitigung eine Öffnung im unteren Bereich eingebaut, damit bei Verstopfung nicht von oben eingestiegen werden muss und die Störung über die Öffnung behoben werden kann. Gut zerkleinerte Stoffe wie Silomais oder CCM können mit der Dosiereinrichtung problemlos gefördert werden. Die Mischwirkung ist bei dieser Art der Feststoffzuführung nur bedingt möglich. Der Feststoffdosierer wird mit einem Frontlader befüllt. Block (2002, 86) beurteilt die Direkteinspeisung nach diesem System folgendermaßen:

Vorteile:

- geringer Energiebedarf
- geeignet für feucht-schlammige Stoffe
- flüssigkeitsdicht
- rostfrei (Edelstahl)

Nachteile:

- Nicht geeignet für langfaserige Stoffe
- keine Mischwirkung
- geringes Fassungsvermögen
- hohe Bauhöhe

Der Feststoffdosierer wurde mit Wiegestäben ausgerüstet. Die Leitungen wurden jedoch durch einen technischen Defekt während des Projektes zerschnitten. Dieser Schaden konnte nicht mehr behoben werden. Insofern liegen hier nur wenige Daten über die Menge der Feststoffzufuhr vor. Die flüssigen Kosubstrate in Form von hygienisierten Speiseabfällen werden aus einem 50 m³ großen Edelstahltank in den Fermenter gepumpt. Die zugeführte Menge wird durch einen induktiven Durchflussmengenmesser erfasst.

Es sind zwei Blockheizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von je 100 kW installiert. Die Anlage wurde im Frühjahr 2004 mit einem 180 kW-Gasmotor auf 380 kW elektrische Leistung erweitert. Bedauerlicherweise verfügt Anlage 1 über keine ausreichende Wärmenutzungsmöglichkeit, so dass nur die betriebseigenen Wohneinheiten damit versorgt werden.

3.1.2 Anlage 2

Bei dem zweiten Betrieb handelt es sich um einen Verein mit Altenheim in einer sozialen Heimstätte für hilfsbedürftige Männer. Das Heim verfügt über 110 Altenheimplätze und 110 Plätze für nicht Sesshafte und betreibt einen landwirtschaftlichen Betrieb.

Für die Biogasanlage fällt als Grundsubstrat Gülle von 120 Milchkühen, 20 Färsen, 86 Stück Jungvieh, 85 Mastrindern und 640 Mastschweinen an. Darüber hinaus werden auf Stroh 70 Kälber und 20 Stück Jungvieh gehalten, deren Festmist ebenfalls in die Anlage gefahren wird. Als Kosubstrate sind Mais, Festmist, Gemüseabfälle u. a. vorgesehen (s. u.). Der Fermenter hat ein Nettogärvolumen von 905 m³, der Nachgärbehälter eines von 1100 m³ und das Endlager umfasst 1200 m³. Die Behälter verfügen wie alle anderen Anlagen über Tauchmotorrührwerke zur Durchmischung des Gärsubstrates. Während der Fermenter mit einer Betondecke ausgestattet ist, wird das Nachgärlager mit einem Foliendach, das mittels eines Kompressors als Tragluftdach konzipiert ist, abgedeckt. Unter dieser Folie befindet sich der Foliengasspeicher (s. Abb. 4, 5). Das Endlager ist nicht abgedeckt. Bei dieser Anlage erfolgt der Feststoffeintrag durch den von der Herstellerfirma entwickelte so genannte „Feststoffwolf“. Es handelt sich dabei um einen liegenden, 13-18 m³ großen Behälter, der mit einem Frontlader befüllt wird. Auf dem Boden des Behälters befinden sich zwei gegenläufig, hydraulisch angetriebene Schnecken, die das Material in die Mitte befördern. Von dort aus wird das Substrat durch einen sich vor und zurück bewegenden Kolben in den Fermenter gedrückt. Das Material wird vor Eintritt in den Fermenter durch ein Messerkreuz zerteilt. Laut Firmenangabe erfolgt eine Leistungsaufnahme von lediglich 3 kW, obwohl ein Motor mit

einer elektrischen Leistung von 15 kW eingebaut ist. Die Leistungsaufnahme wurde im Rahmen des Projektes ebenfalls gemessen (s. Kap. 4.1.5.4).

Nach Block (2002, 86) bietet die Direkteinspeisung mit dem „Feststoffwolf“ folgende Vor- und Nachteile:

Vorteile:

- Flüssigkeitsdicht
- Durchmischung
- Zerkleinerung
- geringe elektrische Antriebsleistung

Nachteile:

- Probleme bei Festmisteintragung
- genaue Einstellung der Steuerung erforderlich

Es werden zwei Blockheizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von jeweils 100 kW betrieben. Mit der Abwärme können die Wohnungen und Einrichtungen des Heimes versorgt werden. Eine Erweiterung der elektrischen Leistung durch Installation eines 180 kW-Gasmotors ist in Planung.

3.1.3 Anlage 3

Der Betrieb der Anlage 3 verfügt über 75 ha, 200 Milchkühe und 100 Stück Jungvieh. Als Kofermentate werden folgende organische Stoffe zur Vergärung genutzt: Gras aus 12 ha Grassortenversuchsfläche, Maissilage, Apfeltrester, Festmist, Glycerin (Abfallprodukt der Rapsölherstellung) u. a. Die Biogasanlage besteht aus einem netto 905 m³ großen Fermenter mit Betondecke und einem 2500 m³ großen Nachgär-Endlager, in dem auch der Foliengasspeicher (Tragluftdach) integriert ist. Mit dem produzierten Biogas werden zwei Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von jeweils 80 kW betrieben. Die Anlage konnte im April 2001 in Betrieb genommen werden. Schon nach den ersten Wochen Betriebsphase stellte sich heraus, dass, je nach Substrateinsatz, die Motoren voll ausgelastet sind und eine höhere Motorleistung angebracht wäre. Deshalb zieht der Anlagenbetreiber den Austausch des 80 kW-Motors gegen einen 200 kW-Gasmotor in Erwägung. Die entstehende Wärme durch die Verbrennungsmotoren nutzt der Anlagenbetreiber zur Versorgung des eigenen Wohnhauses und zur Beheizung sechs umliegender Nachbarhäuser. Über die Errichtung, den Betrieb und die Funktionsweise der Biogasanlage wurde im Auftrag des Bauministeriums NRW ein Biogas-Lehrfilm erstellt.

Die Feststoffeinbringung erfolgt bei Anlage 3 durch einen Futtermischwagen mit Direkteintrag in den ebenerdigen Fermenter. Vorteilhaft hierbei sind eine gute Durchmischung des Substrates sowie ein Zerkleinerungseffekt. Nachteilig der relativ hohe Stromverbrauch, da besonders beim Start des Futtermischwagens eine hohe elektrische

Leistungsaufnahme erfolgt (Mitterleitner 2003, 28). Die Höhe des Stromverbrauches wurde ebenfalls ermittelt. Der Futtermischwagen wird mehrmals täglich mit einem Frontlader befüllt.

Block (2002, 86) stellt nachfolgende Vor- und Nachteile für den Futtermischwagen fest:

Vorteile:

- Zerkleinerung
- Durchmischung
- Dosierungsmöglichkeit
- geringe Füllhöhe
- hohes Fassungsvermögen

Nachteile:

- Teilweise nicht dicht bei wässrigen Substraten
- rostanfällig
- Antriebsleistung steigt mit Mischergröße

3.1.4 Anlage 4

Anlage 4 befindet sich auf einem schweinehaltenden Betrieb mit 650 Mastschweine-, 230 Sauen- sowie 800 Ferkelaufzuchtplätzen. Zusätzlich werden auf den 220 ha Gesamtfläche für die Biogasanlage 22 ha Mais und Markstammkohl als Kosubstrate angebaut. Darüber hinaus werden noch zahlreiche weitere Kosubstrate wie CCM, Bleicherde (ein Fett aus der Lebensmittelherstellung), Blanchierwasser oder Glycerin (s. u.) für die Energiegewinnung eingebracht. Die Größe des Fermenters umfasst 571 m³ und die des Nachgärbehälters 905 m³. Beide Behälter sind mit einem Folienspeicher ausgerüstet. Des Weiteren existieren zwei Endlager mit Kapazitäten von 1300 bzw. 1000 m³. Beide Endlager sind nicht abgedeckt. Bei Anlage 4 liegt die gleiche Einbringtechnik wie bei Anlage 2 in Form von einem Feststoffwolf vor (s. Kap. 3.1.2). Die Gülle der verschiedenen Ställe wird in einer 50 m³ großen Vorgrube gesammelt. Über die Vorgrube können dem Fermenter flüssige Kosubstrate wie Blanchierwasser zugeführt werden. Die Anlage wurde zunächst mit zwei und seit Mai 2003 mit drei Zündstrahl-BHKW mit einer elektrischen Leistung von jeweils 100 kW betrieben. Die Wärme kann im Winter vollständig von den beheizbaren Schweineställen und zwei Wohnhäusern genutzt werden. Vorgesehen ist der Anschluss weiterer Wohneinheiten.

3.2 Messkonzept

Folgende Punkte werden in dem Projekt Biogas Rheinland bilanziert und analysiert (s. Abb. 4,5):

- Bilanzierung

- Substratmengen

Mengen und Inhaltsstoffe der eingesetzten Stoffe werden erfasst. Dazu werden alle flüssigen Stoffe mittels eines induktiven Durchflussmessers und alle festen Stoffe über eine Waage ermittelt.

- Gasproduktion

Die Gasproduktion wird durch Balgzähler, die vor den BHKW installiert sind, ermittelt. Zusätzlich wird bei zwei Anlagen (Anlage 2 und 3, s. Abb. 5) die unmittelbare Rohgasproduktion im Fermenter gemessen, um die jeweiligen Anteile der Gesamtproduktion von Fermenter und Nachgärbehälter zu erfassen. Bei einer zu starken Biogasproduktion, welche die Gasspeicherkapazität und den Gasverbrauch der BHKW übersteigt, können die daraus resultierenden Gasverluste über die Überdrucksicherung nicht berücksichtigt werden. Die Gasqualität von Methan, Schwefelwasserstoff und Sauerstoff wird durch Gasanalysegeräte festgehalten. Die Gasanalysegeräte wurden alle vier Wochen kalibriert, um eine hohe Messgenauigkeit zu erzielen. Bei Anlage 3 konnte zusätzlich die Gasqualität vor und nach der Entschwefelung gemessen werden (s. Abb. 5).

Durch die Messungen werden die spezifische Gasausbeute der Input-Materialien und der Energiegehalt des Biogases quantifiziert. Hierbei werden verschiedene Kosubstrate wie z. B. Mais, CCM, Gras, Zuckerrübenwurzelspitzen und Kartoffeln eingesetzt. Um die Gasquantität und -qualität einzelner Kosubstrate ermitteln zu können, müssen diese für einen Versuchszeitraum von etwa 2-4 Wochen unter Zugabe von Gülle dem Fermenter zudosiert werden. Um eine solche Versuchsreihe durchführen zu können, müssen die Landwirte über eine ausreichende Menge an Kosubstraten verfügen.

- Energiebilanzen

Die Energiebilanzen werden anhand der gemessenen Strom- und Wärmebruttoproduktion sowie des ebenfalls erfassten Wärmebedarfs zur Beheizung des Fermenters bzw. des Nachgärers gebildet. Weiterhin wird gemessen, wie viel Wärme an externe Verbraucher abgegeben wird. Der Stromeigenverbrauch im Betrieb der Anlage wird explizit festgehalten und im Detail der Stromverbrauch durch die Laufzeiten der Rührwerke, Pumpen und Feststoffdosierer.

- Wirkungsgrad und Zündölanteil

Bei den BHKW wird der elektrische und thermische Wirkungsgrad sowie der jeweilige Zündölanteil mit den entsprechenden Parametern berechnet (s. Kap. 3.3.5).

- Prozessanalyse

- Erarbeitung von wichtigen Parametern zur Überwachung und Steuerung von Biogasanlagen
- Substratanalysen von Fettsäuren und Inhaltsstoffen
- Zur Erarbeitung von wichtigen Überwachungsparametern werden vor allem die Gasproduktion, die Gasqualität und die Menge an Fettsäuren analysiert. Durch regelmäßige Substratanalysen werden die Inhaltsstoffe, und wenn möglich, die Abbauraten der Stoffe, Verweilzeiten und Faulraumbelastung ausgewertet.

Die einzelnen Messgeräte sind mit Datenloggern verbunden, so dass die aufgenommenen Messdaten gespeichert, ausgelesen und ausgewertet werden können. Dabei handelt es sich sowohl um digitale als auch um analoge Anschlüsse.

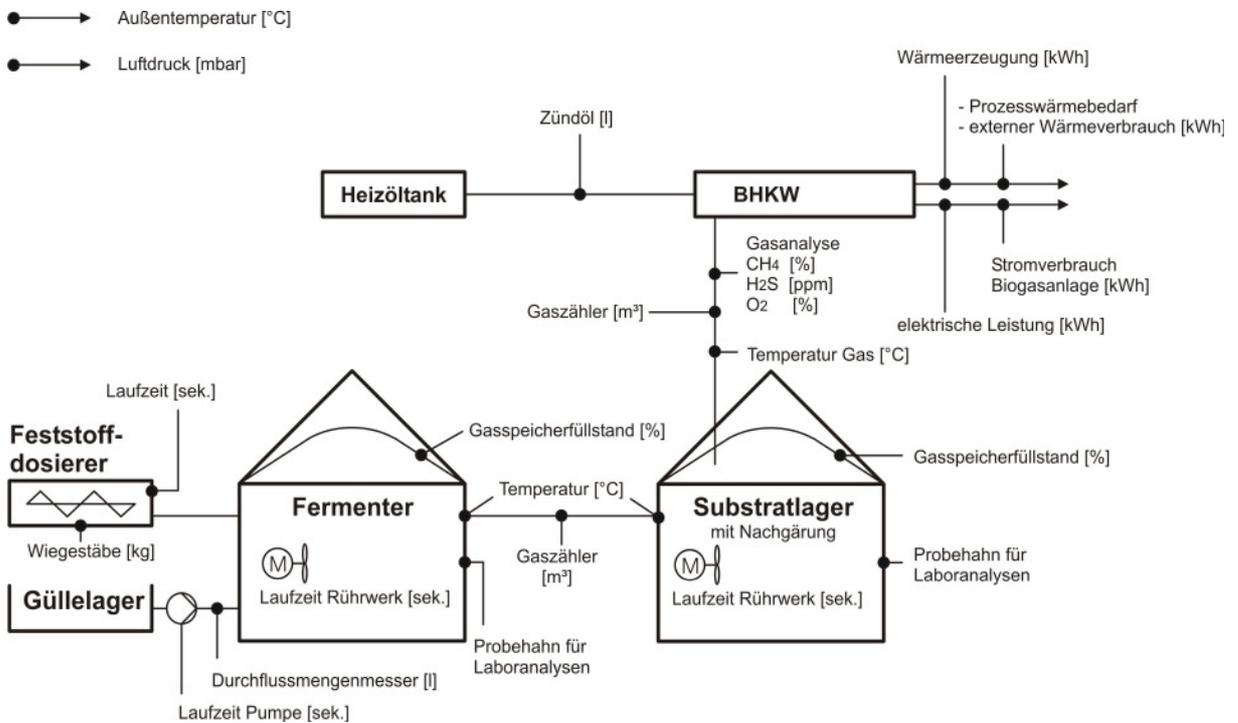


Abb. 4: Messskizze Anlage 1 und 4

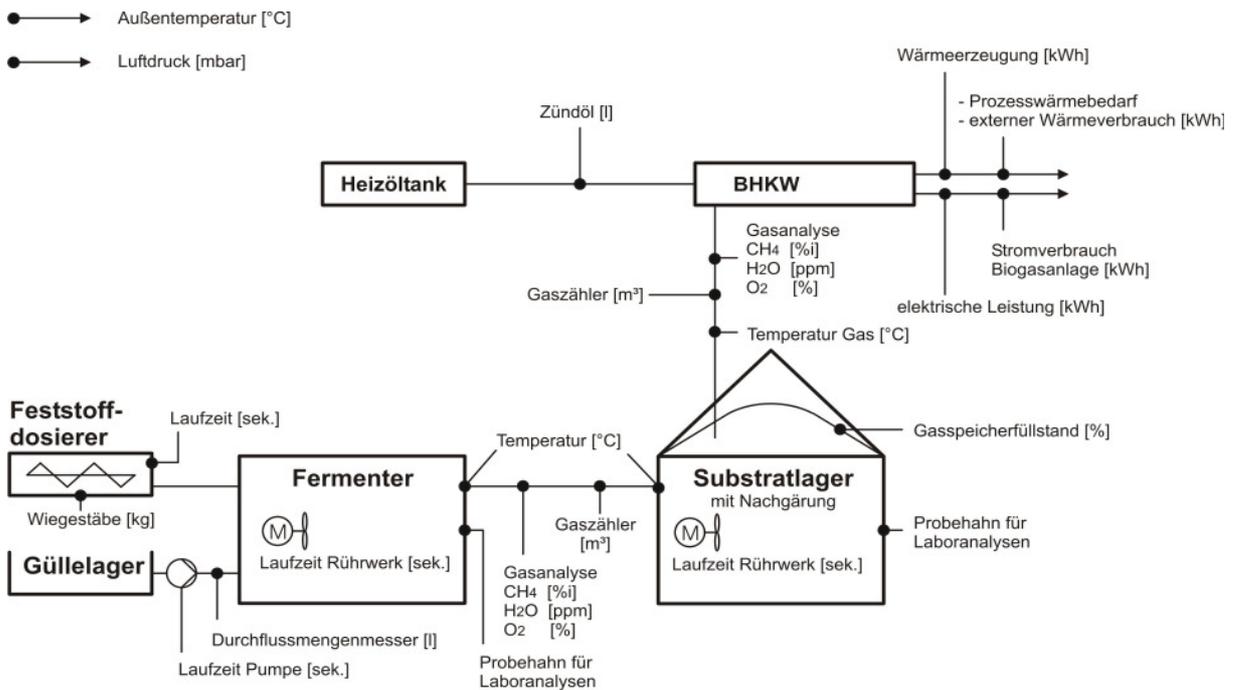


Abb. 5: Messskizze Anlage 2 und 3 (Fermenter mit Betondecke)

3.3 Methodik

Im Folgenden wird das Messsystem mit den einzelnen Messwertgebern erläutert. Für die deskriptiv statistischen Berechnungen werden Mittelwert (\bar{x}), Standardabweichung (σ) und Variationskoeffizient (V) in Prozent auf der Grundlage der Auswahl von vier Biogasanlagen (s. Kap. 3.1) ermittelt. Weiterhin wird in einigen Untersuchungspunkten der Korrelationskoeffizient (R) mit Angabe der Fallzahl (n) und des Signifikanzniveaus (p) eingesetzt. Das Signifikanzniveau wird mit dem t-Test nach Student (Wahrscheinlichkeitsverteilung) berechnet. Bei den Abbildungen und den Fettsäureanalysen werden Minimal- und Maximalwerte angegeben. Für die Darstellung des elektrischen und thermischen Wirkungsgrades sowie des Heizölanteils wird eine Trendlinie mit dem Bestimmtheitsmaß angezeigt. Das Bestimmtheitsmaß wird mit R^2 abgekürzt und liegt zwischen 0 (kein Zusammenhang) und 1 (starker Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß ist ein Maß für den linearen Zusammenhang zwischen der Trendlinie und der Messreihe.

3.3.1 Substratzufuhr/Energieinput

Mittels eines induktiven Durchflussmessers kann bei den Anlagen die Güllezufuhr sowie bei Anlage 1 die Zufuhr von flüssigen Kosubstraten festgehalten werden. Die Menge der festen Kosubstrate wird über die installierten Wiegestäbe an den Feststoffdosierer ermittelt. Dieses Verfahren ist notwendig, um die Gasproduktion einzelner Kosubstrate (s. Kap. 4.1.2.6) und die tägliche Substratzufuhr (s. Kap. 4.1.1) festhalten zu können. Pro Kubikmeter Gülle bzw. flüssigem Kosubstrat wird ein Impuls an den Datenlogger gegeben. Der Hersteller gibt eine Messgenauigkeit von $\pm 2\%$ an. Die Messgenauigkeit des Durchflusszählers wurde bei Anlage 4 überprüft, indem die Vorgrube nach 100 % Füllstand komplett geleert wurde. Der

Zähler zeigte nach der Leerung exakt das Volumen der Vorgrube an. Insofern ist eine hohe Messgenauigkeit zu verzeichnen.

Für die Wiegestäbe des Feststoffdosierers, von denen pro 10 kg ein Impuls an den Datenlogger ausgeht, gibt der Hersteller eine Messgenauigkeit von $\pm 1-2\%$ an. Die Messgenauigkeit wurde diesbezüglich überprüft, indem dem Feststoffdosierer eine bekannte Gewichtsmenge zugeführt wurde. Die Anzeige vom Datenlogger stimmte mit dem Gewicht überein.

3.3.2 Biogasproduktion und -qualität

Der Biogasverbrauch der BHKW wird durch Balgengaszähler festgehalten, welche den BHKW – nach dem Prozess der biologischen Entschwefelung – vorinstalliert sind. Pro Kubikmeter Biogas wird ein Impuls an den Datenlogger ausgegeben. Der Gasverbrauch der BHKW spiegelt somit die Gasproduktion der Biogasanlage wider. Allerdings können Gasverluste, die im Zuge der Überdrucksicherung entstehen, wie oben beschrieben, nicht festgehalten werden. Trotz der Gasreinigung (Entschwefelung und Auskondensierung) sind die Gaszähler extrem anfällig, und es sind abhängig vom Wasser- und Schwefelgehalt des Biogases häufige Defekte zu verzeichnen.

Mittels Seillängengebern wird der Gasspeicherfüllstand festgehalten. Bei den Tragluftdächern ist die Spitze des inneren Gasspeichers mit einem Seil verbunden. Bei einem hohen Gasspeicherfüllstand wird das Seil nach oben gezogen und umgekehrt sinkt das Seil bei einem niedrigen Speicherfüllstand nach unten. Über einen analogen Anschluss wird der Speicherfüllstand mit Hilfe des Seils an den Datenlogger übertragen. Bei Versuchen mit einzelnen Kosubstraten zur Berechnung der Gasproduktion wird dementsprechend die Differenz vor und nach dem Versuch addiert bzw. subtrahiert.

Die Biogaszusammensetzungen werden durch *Gasanalysegeräte* gemessen. Nach anfänglichen Schwierigkeiten aufgrund zahlreicher Defekte konnten diese durch die Herstellerfirma behoben werden. Von diesem Zeitpunkt an fanden kontinuierliche Messungen statt. Die Gasanalysegeräte messen dreimal täglich folgende Komponenten:

- Methan in % ($\pm 2\%$ Messgenauigkeit)
- Schwefelwasserstoff in ppm ($\pm 5\%$ Messgenauigkeit)
- Sauerstoff in % ($\pm 0,5\%$ Messgenauigkeit)

Die Messung des Methangasgehaltes dient u. a. zur Bestimmung des Biogas Heizwertes. Über die obligatorisch dreimal täglich durchgeführten Messungen wurden Messungen von Methangas im 20-minütigen Messintervall Ende 2003 bis Mitte 2004 bei den Anlagen durchgeführt. Die 20-minütigen Messungen dienen zur weiteren Berechnung der Wirkungsgrade der BHKW und zur Überprüfung der Fluktuationen des Methangasgehaltes. Die Methangasmessung erfolgt durch Infrarotsensoren und die Schwefelwasser- und Sauerstoffmessung auf elektrochemischem Wege. Sauerstoff wird lediglich zur Kontrolle gemessen, damit festgestellt werden kann, wenn z. B. ein Leck in der Zuleitung entstanden

ist. Die Infrarotsensoren sind zusätzlich mit Temperatur- und Druckkompensatoren ausgestattet. Ein niedriger Methangasgehalt kann mit einem hohen Sauerstoffgehalt korrelieren. Bei entsprechenden Werten sind die Leitungen und das Gasanalysegerät auf Undichtigkeiten hin zu überprüfen. Der Schwefelwasserstoffgehalt zeigt, durch welche Kosubstrate oder andere Einflüsse besonders viel oder wenig an Schwefelwasserstoff produziert wird. Hohe Schwefelwasserstoffanteile führen zu korrosiven Schäden in den Leitungen und in den BHKW. Weiterhin müssen bei hohen Schwefelwasserstoffgehalten Ölwechsel in einer höheren Frequenz durchgeführt werden.

3.3.2.1 Normgasberechnung

Der Gasverbrauch wird mit Hilfe der Parameter Luftdruck (1013 mbar), Gastemperatur (0 °C) und Innendruck zu Normgas umgerechnet. Die Gasmenge kann durch folgende Formel auf Normgas umgerechnet werden:

$$V_{\text{ges,n}} = \frac{V_{\text{ges,b}} * 273}{273 + T_g} * \frac{p_{\text{luftort}} + p_{\text{gasüberdr}}}{1013}$$

$V_{\text{ges,n}}$: gesamter Gasvolumenstrom in Kubikmeter, hier durch Balgengaszähler vor BHKW erfasst

T_g : Gastemperatur bezogen auf 0 °C

p_{luftort} : atmosphärischer Luftdruck in mbar bezogen auf 1013 mbar

$p_{\text{gasüberdr}}$: Überdruck innerhalb der Biogasanlage, hier 2 mbar

Die Parameter werden messtechnisch kontinuierlich über die Datenlogger erfasst und ermöglichen die Umrechnung zu Normgas.

3.3.2.2 Biogasproduktion und -qualität einzelner Substrate

Die Ermittlung der Gasproduktion einzelner Kosubstrate erfolgt über einen Zeitraum von mindestens zwei Wochen. Bei allen Versuchen werden die ersten vier Tage bei den Berechnungen nicht berücksichtigt, um die Gasproduktion der vorangegangenen Kosubstrate möglichst nicht mit einzubeziehen. Nach Fischer (mündliche Mitteilung 2004) ist z. B. bei fetthaltigen oder zuckerhaltigen Substraten eine Biogasproduktion schon innerhalb weniger Stunden zu verzeichnen. Je nach Substratzusammensetzung kann es maximal bis zu 2 Tage dauern, bis eine Biogasproduktion zu verzeichnen ist. Daher ist die Vernachlässigung der ersten vier Tage ausreichend. Bei der Berechnung wird die gesamte Gasproduktion während der Versuchszeit auf Normgas bezogen (s. Kap. 3.3.2.1). Von der Normgasmenge wird die durch Gülle produzierte Gasmenge abgezogen. Die Differenz des Gasspeicherfüllstandes vor und nach dem Versuch wird ebenfalls von der gesamten Gasmenge ab- bzw. zugezogen. Die Gasproduktion der Gülle muss geschätzt werden, was die Ergebnissenauigkeit beeinträchtigt. Die Restmenge an Normgas wird durch die zugeführte Kosubstratmenge dividiert. Das Ergebnis ergibt die Biogasproduktion in Kubikmetern pro Tonne bzw. Kubikmeter Frischmasse des Kosubstrates. Anhand des durchschnittlichen Methangasgehaltes kann der spezifische Energiewert des Substrates pro Tonne bzw. Kubikmeter eruiert werden. Bei der Gasproduktion sind die Verweilzeit,

Faulraumbelastung und Temperatur ebenfalls relevant. Gleichzeitig wurden Laboranalysen gezogen, um Trockensubstanz (TS) sowie organische Trockensubstanz (oTS) festzuhalten. Die Gasproduktion sowie die Methanproduktion können ebenfalls auf die im Kosubstrat enthaltenen Kilogramm oTS bezogen werden.

3.3.2.3 Normgasproduktion pro Kubikmeter Nettogärvolumen

Bei der Normgasproduktion (V_{Ngas}) pro Nettogärvolumen in m^3/m^3 wird zum einen die Gasproduktion in Bezug auf das Fermentervolumen und zum zweiten in Bezug auf das Nettovolumen von Fermenter und Nachgärer insgesamt berechnet. Die Werte werden auf den Tag bezogen.

$$\text{m}^3 \text{ Biogas} / \text{m}^3 \text{ Gärvolumen} = \frac{V_{\text{Ngas}}}{G}$$

3.3.2.4 Normgasproduktion pro Kubikmeter Substratzufuhr

Für diesen Wert wird die Normgasproduktion in m^3/d durch die durchschnittlich zugeführte Substratmenge (S) in m^3/d inklusive Gülle, feste und flüssige Kosubstrate geteilt.

$$\text{m}^3 \text{ Biogas} / \text{m}^3 \text{ Substrat} = \frac{V_{\text{Ngas}}}{S}$$

3.3.2.5 Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas und Nettogärvolumen

Hier wird der für eine bestimmte Zeitspanne erzeugte Strom (E_{el}) durch die verbrauchte Normgasmenge (V_{Ngas}) eines BHKW dividiert. Erforderlich ist die Berücksichtigung des Zündölanteils ($H_{\text{öl}}$) bei der Stromproduktion. Der prozentuale Zündölanteil wird von der Stromproduktion prozentual abgezogen (s. Kap. 3.3.5.1). Die Restmenge an erzeugtem Strom wird durch die Gasmenge dividiert.

$$\text{kWh}_{\text{el}} / \text{m}^3 \text{ Biogas} = \frac{E_{\text{el}} - (H_{\text{öl}} * E_{\text{el}} / 100)}{V_{\text{Ngas}}}$$

Zum Vergleich und zur Verdeutlichung des Unterschiedes wird die Stromerzeugung pro Kubikmeter Biogas inklusive Heizöl ebenfalls berechnet.

$$\text{kWh}_{\text{el}} / \text{m}^3 \text{ Biogas} + \text{Heizöl} = \frac{E_{\text{el}}}{V_{\text{Ngas}}}$$

Bei der Berechnung der Stromproduktion pro Kubikmeter Gärvolumen (G) wird zum einen die Stromproduktion auf das Fermentervolumen bezogen und zum anderen auf das Volumen von Fermenter und Nachgärer zusammen. Es handelt sich immer um das Nettovolumen. Die Produktion wird für den Tag und das Jahr bestimmt. Die Stromproduktion pro m^3 Gärvolumen wird wie folgt berechnet:

$$\text{kWh}_{\text{el}} / \text{m}^3 \text{ Gär volumen} = \frac{E_{\text{el}}}{G}$$

3.3.2.6 Veränderung der Gasqualität durch die biologische Entschwefelung

Bei dem Betrieb der Anlage 3 ist ein Gasanalysegerät direkt hinter dem Fermenter installiert, d. h. hier wird das Gas im ungereinigten Zustand noch vor dem Prozess der Entschwefelung analysiert. Ein weiteres Gasanalysegerät misst nach der biologischen Entschwefelung, also bevor das Biogas in den Verbrennungsmotor gelangt. Bei der biologischen Entschwefelung wird dem Nachgärer im Gasspeicherbereich 4-6 % an Luft zugeführt. Der Sauerstoff reagiert mit dem Schwefelwasserstoff zu elementarem Schwefel und Wasser. Der Schwefel setzt sich auf dem Substrat des Nachgärers ab und wird somit als Dünger ausgebracht. Für den anaeroben Prozess im Nachgärer ist die Luftzuführung allerdings von Nachteil (s. Kap. 2.3.2).

3.3.2.7 Einfluss der Rührwerkslaufzeiten auf den Schwefelwasserstoffgehalt

Um den Einfluss der Rührwerkslaufzeiten auf den Schwefelwasserstoffgehalt zu ermitteln, wird für einzelne Zeitabschnitte, in denen größere Schwimmschichten zerstört wurden, die Korrelation zwischen Schwefelwasserstoffgehalt und den Rührwerkslaufzeiten im Nachgärer berechnet.

3.3.2.8 Biogasproduktion im Nachgärer

Voraussetzung für die Messung der Gasproduktion des Nachgärers ist eine getrennte Erfassung der Biogasmenge im Fermenter und im Nachgärer. Dies ist nur in Fermenter mit Betondecke möglich, die das erzeugte Biogas über eine Gasleitung in den Gasspeicher des Nachgärers leiten. Bei Anlage 2 und 3 sind diese Voraussetzungen gegeben. Die im Fermenter erzeugte Gasmenge wurde im Rohgaszustand (nicht gereinigtes Biogas) bei Anlage 3 durch einen Ultraschall-Gasdurchflussmesser erfasst. Die hohen Schwefelwasserstoffgehalte im nicht entschwefelten Bereich (s. Kap. 4.1.2.3) erzeugen eine hohe Aggressivität des Gases und somit eine kurze Lebensdauer der Messgeräte. Aus diesem Grunde konnten nur wenige Messungen durchgeführt werden.

Den Messerfahrungen bei Anlage 3 zufolge wurde in Anlage 2 ein Fluidistor-Gasdurchflussmesser (Messgenauigkeit $\pm 1,5\%$) für die Rohgasmessung eingesetzt. Der Zähler war vom 20.05.-11.10.03 über einen Zeitraum von fast fünf Monaten funktionsfähig im Einsatz. Aufgrund eines technischen Defektes des Gaszählers von BHKW 2 während dieser Messphase, steht zur Auswertung der Daten lediglich der Zeitraum vom 20.05.-19.08.03 zur Verfügung. Festgehalten werden kann, dass der eingesetzte Fluidistor-Gasdurchflussmesser durchaus zur Messung von ungereinigtem oder schlecht entschwefeltem bzw. auskondensiertem Biogas geeignet ist.

Mit diesem speziellen Gaszähler im Rohgasbereich wird die Produktion des Fermenters ($G_{\text{Fermenter}}$) in Kubikmetern erfasst. Durch die Balgengaszähler vor den BHKW wird die

Gesamtproduktion (G_{gesamt}) festgehalten. Die Gesamtproduktion wird um die Differenz des Gasspeichers (G_{diff}) je nach Zunahme oder Abnahme des Speicherfüllstandes korrigiert. Durch Subtraktion der Fermentergasproduktion von der Gesamtproduktion kann rekonstruiert werden, wie viel an Biogas aus dem Nachgärer ($G_{\text{Nachgärer}}$) produziert wird. Die Gasproduktion des Nachgärers wird wiederum prozentual auf die Gesamtgasproduktion bezogen.

$$G_{\text{Nachgärer}} (\%) = \frac{G_{\text{gesamt}} \pm G_{\text{diff}} - G_{\text{Fermenter}}}{G_{\text{gesamt}}} * 100$$

Hierbei müssen die Verweilzeit sowie die Substratart berücksichtigt werden. Fettthaltige Stoffe können schneller abgebaut werden – und produzieren daher mehr Biogas im Fermenter – als kohlenhydrathaltige (s. Kap. 2.5.2).

3.3.3 Wärmeproduktion und -verwendung

Die Wärmeproduktion der BHKW wird mittels Wärmemengenzähler festgehalten. Ebenso wird der thermische Eigenbedarf der Anlage (Fermenter und ggf. Nachgärer) sowie weitere Wärmeabnehmer wie z. B. Schweineställe und Wohnungen durch Wärmemengenzähler gemessen. Hier wird eine Messgenauigkeit von 2 % angegeben.

3.3.4 Stromerzeugung und -verbrauch

Durch Messungen der Laufzeiten und der Leistungsaufnahme von Stromverbrauchern wie beispielsweise Pumpen, Rührwerke und Feststoffdosierer kann zusätzlich der Stromverbrauch der einzelnen Komponenten festgestellt werden und damit auch der Anteil am Gesamtstromverbrauch der Anlage, der ebenfalls gemessen wird. Die Stromaufnahme der einzelnen Komponenten (Rührwerke, Pumpen, Feststoffdosierer) wurde per Zangenmesser in Ampere erfasst. Das Messergebnis der Leistungsaufnahme wird mit der täglichen Laufzeit multipliziert und ergibt den Elektrizitätsverbrauch der einzelnen Elemente in kWh pro Tag.

$$\text{Elektrizitätsverbrauch in kWh/d} = \text{Leistungsaufnahme in kW} * \text{Laufzeit in h/d}$$

An jeder Anlage wurden vier Messungen durchgeführt. Gleichzeitig wurden Proben gezogen, um den Trockensubstanzgehalt festzuhalten. Zusätzlich kann die installierte Rührwerksleistung pro Kubikmeter unter Berücksichtigung des zugeführten Substrates und des Trockensubstanzgehaltes in Relation zu den Rührwerkslaufzeiten gesetzt werden. Bei einer geringen installierten Rührwerksleistung pro Kubikmeter ist mit einer erhöhten durchschnittlichen Rührwerkslaufzeit zu rechnen. Die Rührwerkslaufzeit steht wiederum in Abhängigkeit zum Trockensubstanzgehalt und zur Faserlänge des Fermenter- bzw. Nachgärerinhaltes.

3.3.5 Wirkungsgrad und Zündölanteil der Blockheizkraftwerke

Zündölanteil und Wirkungsgrad sind wichtige Faktoren für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage. Bislang existieren nur wenige Messergebnisse, die in der Praxis gewonnen wurden. Im Folgenden werden die Formeln zur Berechnung erläutert.

3.3.5.1 Zündölanteil

Der Zündölanteil in Prozent ($H_{\delta l}$) gibt an, wie hoch der energetische Anteil des Zündöls am Gesamtinput (Biogas und Zündöl) ist. Bei Zündstrahlmotoren ist der Zündölanteil für die Zündung und bessere Verbrennung des Biogases erforderlich. Nach Ansicht der Stromversorgungsunternehmen sollte der Zündölanteil unter 10 % liegen. Mittels eines Durchflussmessers (Messgenauigkeit ± 1 %) wird die verbrauchte Heizölmenge festgehalten. Der Zündölanteil wird folgendermaßen berechnet:

Über einen Zeitraum hinweg werden Gasverbrauch (G_t) in m^3 , Methangasgehalt in % und Heizölverbrauch in l (H_t) festgehalten. Der Gasverbrauch wird auf Normgas umgerechnet (s. Kap. 3.3.2.1).

$$H_{\delta l} (\%) = \frac{H_t * H_{UZ}}{((G_t * CH_4/100 * H_{UG}) + (H_t * H_{UZ}))} * 100$$

H_{UG} : Heizwert Gas

H_{UZ} : Heizwert Heizöl

Der Heizwert des Biogases wird mittels des Methangasgehaltes errechnet. Der ermittelte Heizwert wird mit dem des Heizöles addiert. Die Summe ergibt den Gesamtenergieinput. In einem zweiten Schritt wird der prozentuale Anteil des Heizöles bezogen auf den gesamten Energieinput berechnet.

3.3.5.2 Elektrischer und thermischer Wirkungsgrad

Der elektrische Wirkungsgrad gibt in Prozent an, wie das Verhältnis von zugeführter Energie (Input) zu daraus erzeugter elektrischer Energie (Output) ist. Zum Input zählen bei Zündstrahl-Blockheizkraftwerken von Biogasanlagen der Gasverbrauch in Abhängigkeit des Methangasgehaltes sowie der Heizölverbrauch.

Der Methangashalt des Biogases wird mit einer dreimaligen Messung pro Tag mittels eines Gasanalysegerätes per Infrarotmessung ermittelt (s. Kap. 3.3.2). Nach Aussagen von Krieg, Mitterleitner, Oechsner, Ott und Weiland (mündliche Mitteilung 2002) ist eine dreimalige Methangasmessung pro Tag ausreichend. Für die Ermittlung des Wirkungsgrades nach DIN muss allerdings der Methangasgehalt kontinuierlich erfasst werden, was bei den unten stehenden Ergebnissen jedoch nicht der Fall war. Es konnten Methangasmessungen im 20-minütigen Messintervall durchgeführt werden. Die Ergebnisse können mit den Langzeitmessungen bei dreimaliger Methangasmessung pro Tag verglichen werden.

3.3.5.3 Auslastung und Betriebsstunden

- Auslastung

Die tatsächlich erzielte Stromproduktion wird in Relation zu der maximal möglichen Stromproduktion gesetzt. Die installierte elektrische Leistung wird mit 24 h/d multipliziert, um die maximal mögliche Stromproduktion pro Tag zu ermitteln. Die tatsächlich erzielte Elektrizität wird in Relation zu diesem Wert gesetzt. Dieser prozentuale Wert gibt die Auslastung der BHKW wieder. Dabei kann das Leistungsniveau auf dem das BHKW lief (Überkapazität oder Teillast) nicht berücksichtigt werden. Teillast bedeutet, wenn ein BHKW unter der Nennleistung (Volllast) läuft und Überkapazität, wenn es über der Nennleistung betrieben wird. Es wird bei der Berechnung unterstellt, dass die BHKW auf Volllast betrieben wurden.

$$\text{Auslastung (\%)} = \frac{\text{kWh/d}_{\text{max}} - \text{kWh/d}}{\text{kWh/d}_{\text{max}}} * 100$$

- Betriebsstunden

Die Betriebsstunden der BHKW bei den Biogasanlagen können mittels der erfassten Stromproduktion berechnet werden. Die prozentual erreichte Auslastung der BHKW bzgl. der Stromproduktion wird in Relation zu den Jahresstunden (8760 h/a) gesetzt.

$$\text{Betriebsstunden (h/a)} = \frac{\text{Auslastung (\%)} * 8760 \text{ h/a}}{100}$$

Bei Anlage 2 werden die Betriebsstunden der BHKW über einen digitalen Impulsausgang erfasst. Hier können die gemessenen Werte mit den berechneten Werten verglichen werden. Liegen keine starken Messabweichungen vor, so kann dieses Berechnungsverfahren als praxistauglich beurteilt werden.

3.3.6 Prozessanalyse

Die Prozessanalyse erfolgt durch Probenziehung des Substrates und anschließender Laboranalyse (LUFA Bonn). Lediglich die Temperatur wird vor Ort online gemessen. Die Prozessanalyse wird im Fermenter durchgeführt und umfasst folgende Parameter:

- Essigsäure
- Propionsäure
- Buttersäure
- Iso-Valeriansäure
- Valeriansäure
- Cabronsäure
- Essigsäureäquivalent
- pH-Wert
- Trockensubstanz
- organische Trockensubstanz
- Wasser

Für die Prozessanalyse wurden die Proben des Fermenters ca. alle 30-50 Tage und für die Bilanzierungsanalyse die des Nachgärers ca. alle 50-80 Tage gezogen. Dennoch musste teilweise aus finanziellen Gründen auf eine Probenziehung verzichtet werden, was auch für die Kosubstrate gilt. Vor der Probennahme wurde der Behälterinhalt mit dem vorhandenen Rührwerk homogenisiert. Anschließend wurde etwas Substrat aus dem Probenhahn herausgelassen, damit kein schon länger im Probenrohr gelagertes Substrat erfasst wurde. Darauf folgend wurde die Probe für die Laboranalyse gezogen. Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass trotz dieser Vorsichtsmaßnahmen abweichende Proben gezogen werden können. Bei stark abweichenden, nicht repräsentativen Laboranalyseergebnissen wurden diese aus den Messreihen herausgenommen.

3.3.7 Bilanzierungsanalyse einzelner Substrate

Für die Gasertragsuntersuchungen einzelner Substrate wurden folgende Parameter bestimmt:

- pH-Wert
- Trockensubstanzgehalt in %
- organischer Trockensubstanzgehalt in kg/m³
- Stickstoff in kg/m³
- Ammonium in kg/m³
- Phosphor in kg/m³
- Kalium in kg/m³

Bei der Probennahme wurde versucht, eine möglichst repräsentative Probe zu erhalten. Trotzdem lassen sich gewisse Abweichungen von der Gesamtmenge nicht ausschließen.

3.3.8 Verweilzeit

Die Verweilzeit des Substrates im Fermenter bzw. Nachgärer wird in Tagen angegeben. Sie wird berechnet, indem das Nettofermenter- bzw. Nachgärervolumen durch die täglich zugeführte Substratmenge in Kubikmetern dividiert wird.

$$\text{Verweilzeit (d)} = \frac{\text{Nettogärervolumen (m}^3\text{)}}{\text{Substratzufuhr (m}^3\text{/d)}}$$

3.3.9 Faulraumbelastung

Die Faulraumbelastung gibt an, welche Menge an kg oTS sich in einem Kubikmeter des Fermentergärervolumens befindet (s. Kap. 2.3.3.9). Hierzu ist die Angabe der täglich zugeführten Substratmenge und der jeweilige Bestandteil an oTS notwendig. Beides miteinander multipliziert ergibt die täglich zugeführte Menge an organischer Trockensubstanz. Die Substratmenge in kg oTS wird durch das nutzbare Fermentervolumen dividiert. Die Faulraumbelastung wird in kg oTS/m³ angegeben.

$$\text{Faulraumbelastung (kg oTS/m}^3\text{)} = \frac{\text{Substratzufuhr (kg oTS/d)}}{\text{Nettogärervolumen (m}^3\text{)}}$$

3.3.10 Abbau der organischen Trockensubstanz

Der oTS-Abbau wird in Prozent angegeben und stellt die Abbaurate der organischen Trockensubstanz über einen bestimmten Zeitraum durch den Gärprozess dar. Der oTS-Gehalt in kg/m³ wird über die Laboranalysen ermittelt. Die Menge des zugeführten frischen Substrates wird mit dem oTS-Gehalt multipliziert und ergibt den oTS-Input. Die Differenz zwischen dem oTS-Gehalt im Fermenter und dem zugeführten Substrat zeigt den oTS-Abbau. In Relation zum oTS-Gehalt des zugeführten Substrates ergibt dies die prozentuale Abbaurate. Allerdings besteht die Problematik, dass sich bei den Praxisversuchen bereits abgebautes Material im Fermenter befindet und die Ergebnisse nicht mit den üblichen Abbauraten verglichen werden können.

Weiterhin wird die oTS-Abbaurate von Fermenter zu Nachgärer in Prozent berechnet.

3.3.11 Prozesstemperatur

Die Temperatur von Fermenter und Nachgärer wird mit einem Pt 100 (Messgenauigkeit $\pm 0,5$ °C) kontinuierlich erfasst und über einen analogen Ausgang an den Datenlogger übertragen. Grundsätzlich sind die Temperaturfühler in den Behältern in einer Höhe von 3 m an der Behälterwand montiert. Bei Anlage 2 sind Temperaturfühler im oberen Bereich und im unteren Bereich des Fermenters installiert, um die Temperaturverteilung nachvollziehen zu können.

3.3.12 Arbeitszeitbedarf für die Anlagenbetreuung

Zur Ermittlung des Arbeitszeitaufwands für die Betreuung/Bedienung der Anlagen wurden Arbeitszeitermittlungen durchgeführt. Hierzu wurden die Anlagenbetreiber gebeten, über einen Zeitraum von drei Monaten den Arbeitszeitaufwand zur Betreibung der Anlage schriftlich festzuhalten. Dabei wurde zwischen Arbeiten zur Substratzufuhr und Wartung auf der einen Seite sowie zwischen Instandhaltung und Reparatur auf der anderen Seite unterschieden.

4. DARSTELLUNG UND DISKUSSION DER MESSERGEBNISSE

In Kap. 4 werden die Ergebnisse der vier beschriebenen Anlagen dargestellt und mit dem aktuellen Wissensstand der Forschung, der in der bestehenden Fachliteratur zum Ausdruck kommt, verglichen und diskutiert (s. Kap. 2). Für die Auswertungen und Diskussionen stehen folgende Messzeiträume als Grundlage zur Verfügung:

Tab. 15: Vorhandene Messzeiträume der Anlagen

| Anlage | Messzeitraum |
|----------|---------------------|
| Anlage 1 | 11.12.01 - 11.05.04 |
| Anlage 2 | 27.09.01 - 26.06.04 |
| Anlage 3 | 25.07.01 - 06.06.04 |
| Anlage 4 | 16.01.02 - 26.06.04 |

Die Anlagen und die jeweils dazugehörige Messtechnik sind zu unterschiedlichen Zeitpunkten (Herbst 2001, Frühjahr 2002) fertig gestellt worden, so dass auch die Datenaufnahme zu unterschiedlichen Zeitpunkten einsetzte. Da es bei mehreren Anlagen zu Defekten der Messwertgeber kam, liegen die Messreihen nicht immer vollständig vor. Aufgrund teilweise länger anhaltender Reparaturen der Messwertgeber fehlen Daten. Als Berechnungsgrundlage wurde jeweils auf die zur Verfügung stehenden Messphasen zurückgegriffen, die demnach von unterschiedlicher Dauer sind.

Die Darstellung der Ergebnisse ist in der Regel so aufgebaut, dass jedem Kapitel zunächst das Ergebnis für die einzelnen Anlagen vorangestellt wird, worauf anschließend ein Vergleich zwischen den vier Anlagen gezogen wird. Diese werden auf die in der Literatur zitierten Werte überprüft. Für die in der Praxis gewonnenen Daten werden der Mittelwert, die Standardabweichung, der Variationskoeffizient, der Korrelationskoeffizient und das Bestimmtheitsmaß als beschreibende Maße ermittelt.

4.1 Energetische Betrachtung

In Kap. 4.1 werden die aus der zugeführten Energie entstehenden Produkte in Quantität und Qualität bezogen auf verschiedene Parameter unter Berücksichtigung des betriebsbedingten Energieverbrauchs sowie unter Berücksichtigung des Energieumsatzes in den Blockheizkraftwerken dargestellt. Die Berechnungen sind stets auf Normgas bezogen. Im Anschluss werden der Arbeitszeitbedarf zur Betreibung der Biogasanlagen und die Ergebnisse der Laboranalysen diskutiert (Kap. 4.2).

4.1.1 Substratzufuhr/Energieinput

In Abb. 6 wird mit Hilfe des Mittelwertes dargestellt, welche Mengen an Gülle, flüssigen Kosubstraten und Feststoffen die jeweiligen Landwirte pro Tag dem Fermenter zuführen. Die Säulen mit der Bezeichnung \bar{x} stellen den Mittelwert von den vier Anlagen dar, was im Verlauf des Kap. 4 fortgeführt wird.

Die zugeführte Menge der Kosubstrate richtet sich nach der potenziellen Gasproduktion des Substrates. Bei fetthaltigen oder proteinhaltigen Substraten fällt aufgrund der höheren Gasproduktion pro kg organischer Trockensubstanz die Zufuhr geringer aus als bei Substraten mit einem höheren Anteil an Kohlenhydraten (s. Kap. 2.5.2).

Anlage 1: Im Mittel wurden dem Fermenter 11,1 m³/d Gülle, 5,7 m³/d flüssige Kosubstrate und 4,1 t/d Feststoffe zugeführt. Das entspricht einem Anteil an Kosubstraten von 49 % und einem Anteil an Gülle von 51 % (s. Tab. 16). Als Feststoffe wurden bei Anlage 1 Maissilage, Grassilage, Festmist, Dreschabfälle und Speiseabfälle umgesetzt.

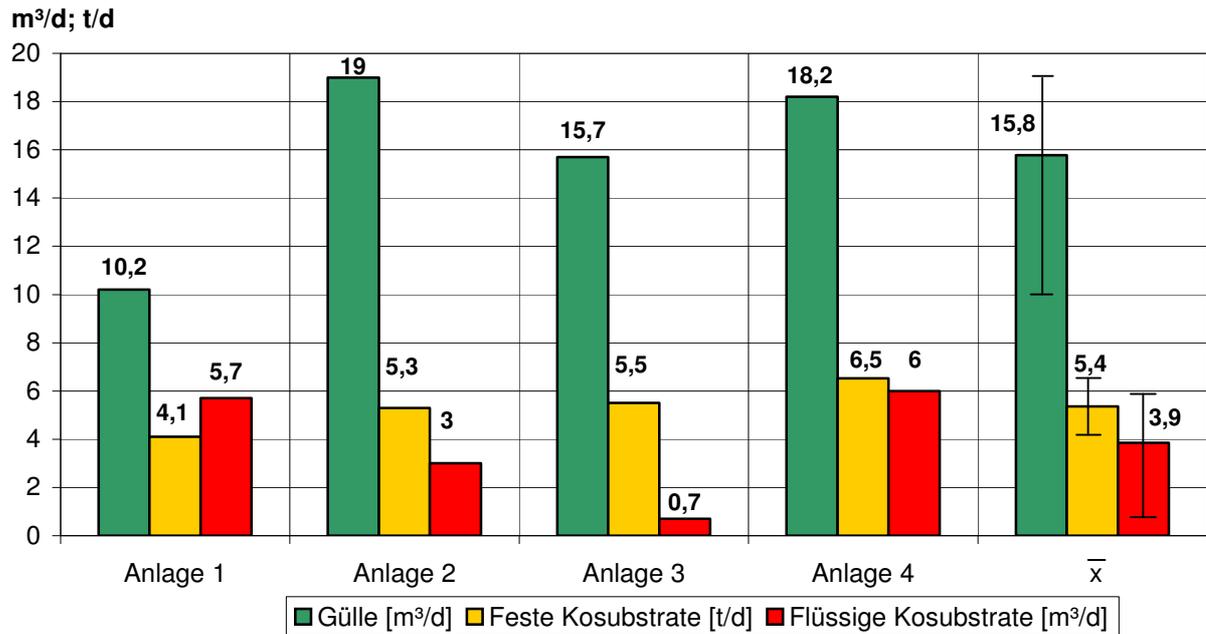
Anlage 2: Täglich wurden durchschnittlich 19 m³ Gülle (69,6 %) und 3 m³ flüssige Kosubstrate wie z. B. Rapsöl, Pflanzenöl und 5,3 t an Feststoffen verwertet. Als Feststoffe wurden Maissilage, Festmist, Erbsen, Möhren, Bohnen oder Zuckerrübenwurzelspitzen energetisch genutzt.

Anlage 3: Die Anlage wurde mit durchschnittlich 15,7 m³/d Gülle (72,4 %), 0,7 m³/d flüssigen Kosubstraten und 5,5 t/d festen Kosubstraten beliefert. Hier wurden Apfeltrester, Festmist, Maissilage, Marmelade, Kartoffeln, Milch, Futtersuppe, Gemüsereste, Schwarztreiber, Obstreste, Pflanzenfett u. a. vergoren.

Anlage 4: Dem Fermenter wurden täglich mittlere 18,2 m³ Gülle (59,3 %) und 6 m³ flüssige Kosubstrate über die Vorgrube zugepumpt. Flüssige Substrate waren hier Marmelade, Blanchierwasser oder Rapsöl. Über den Feststoffdosierer wurden 6,5 t/d in Form von Zuckerrübenwurzelspitzen, Zwiebeln, Orangen, Maissilage, Raps, Erbsen u. a. eingesetzt.

Vergleich

Die Anlagen insgesamt (\bar{x} , s. Abb. 6) führten den Fermentern im Mittel 15,8 m³/d Gülle (V 19,7 %), 5,4 t/d feste Kosubstrate (V 18,6 %) und 3,9 m³/d flüssige Kosubstrate (V 64,8 %) zu. Der Variationskoeffizient zeigt mit 64,8 % für die flüssigen Kosubstrate der Anlagen insgesamt die größte Streuung um den Mittelwert an. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Anlage 3 extrem wenig an flüssigen Kosubstraten verwertete. In der Literatur sind hierzu keine adäquaten Daten zu finden.



\bar{x} : Mittelwert

Abb. 6: Tägliche Substratzufuhr der Anlagen

Tab. 16: Substratzufuhr und prozentualer Anteil von Gülle + Kosubstrat der Anlagen

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Substratzufuhr [m ³ /a] | Gesamt [m ³ /d] | Feste Kosubstrate [t/d] | Flüssige Kosubstrate [m ³ /d] | Kosub- strate insg. [m ³ /d] | Kosub- strat [%] | Gülle [m ³ /d] | Gülle [%] |
|---------------------|---------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--|--|------------------------|------------------------------|--------------|
| Anlage 1 | 7300 | 20 | 4,1 | 5,7 | 9,8 | 49 | 10,2 | 51 |
| Anlage 2 | 9965 | 27,3 | 5,3 | 3,0 | 8,3 | 30,4 | 19 | 69,6 |
| Anlage 3 | 7921 | 21,7 | 5,5 | 0,7 | 6,2 | 28,6 | 15,7 | 72,4 |
| Anlage 4 | 11206 | 30,7 | 6,5 | 6,0 | 12,5 | 40,7 | 18,2 | 59,3 |
| $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | 9098 | 24,9 | 5,4 | 3,9 | 9,2 | 37,2 | 15,8 | 63,1 |
| Σ | 1809 | 5,0 | 1,0 | 2,5 | 2,6 | 9,5 | 4,0 | 9,8 |
| V | 19,9 | 19,9 | 18,6 | 64,8 | 28,8 | 25,6 | 25,2 | 15,6 |

4.1.2 Biogasproduktion und -qualität

Im Folgenden wird die durchschnittliche Biogasproduktion und -qualität der einzelnen Anlagen für die zur Verfügung stehenden Messzeiten dargestellt. Bei der Biogasproduktion verursachten defekte Balgengaszähler eine Unterbrechung der Messzeiträume. Gleiches gilt für die Gasanalysegeräte zur Ermittlung der Gasqualität. Die Zeiträume der ausgefallenen Daten werden hier nicht aufgelistet.

Tab. 17 zeigt den durchschnittlichen Gasverbrauch der BHKW und damit die durchschnittliche Gasproduktion der Anlagen (s. Kap. 3.3.2). Bei Anlage 2 fielen ab dem 08.10.03 die Gaszähler aus, insofern endet die Auswertung hier schon eher. Anlage 3

verzeichnet mit 1642 m³/d die geringste Gasproduktion, da hier nur 160 kW elektrisch zu versorgen sind (Kap. 3.1.3). Bei den Anlagen 1, 2 und 4 sind 200 kW_{el} installiert und dementsprechend beziffert sich die gesamte Gasproduktion auf 1813-1941 m³/d. Der Verbrauch ist ebenfalls abhängig vom Heizölanteil (s. Kap. 4.1.6).

Tab. 17: Durchschnittliche Normgasproduktion der Anlagen

BHKW: Blockheizkraftwerk, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | \bar{x} [m ³ /d] | | σ [m ³ /d] | | V | | Summe \bar{x} Tag und Jahr | |
|----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | BHKW 1 [m ³ /d] | BHKW 2 [m ³ /d] | BHKW 1 [m ³ /d] | BHKW 2 [m ³ /d] | BHKW 1 [%] | BHKW 2 [%] | BHKW 1+2 [m ³ /d] | BHKW 1+2 [m ³ /a] |
| Anlage 1 | 957 | 984 | 142 | 370 | 14,8 | 37,6 | 1941 | 708465 |
| Anlage 2 | 928 | 885 | 107 | 210 | 10,9 | 23,1 | 1813 | 661745 |
| Anlage 3 | 741 | 901 | 222 | 167 | 27,7 | 18,2 | 1642 | 599330 |
| Anlage 4 | 898 | 970 | 180 | 144 | 20,1 | 14,9 | 1868 | 681820 |

4.1.2.1 Normgasberechnung

In Tab. 18 sind die Ergebnisse der Berechnung auf Normgas aufgezeigt. Bei den vier Anlagen ergibt die Berechnung auf Normgas eine Reduktion, da sich Normgas auf 0 °C bezieht und die Gastemperatur bei den Anlagen stets über 0 °C lag (s. u.). Die Ursachen für abweichende Reduktionsergebnisse werden ebenfalls begründet.

Die Tab. 18 zeigt die Mittelwerte der prozentualen Reduktion des gemessenen Gasvolumens auf Normgas, die Standardabweichung und den Variationskoeffizienten für den gesamten Messzeitraum. Im Mittel ergibt sich eine Reduktion um 7,5 %. Dieser mittlere Wert kann genutzt werden, wenn in der Praxis nicht alle Messparameter zur Normgasberechnung erfasst werden können, wobei hier außerdem noch zwischen mittleren Winter- und Sommerwerten (s. u.) unterschieden werden kann. Auffallend ist, dass die Standardabweichung und vor allem der Variationskoeffizient von Anlage 1 (V 34,1 %) und 2 (V 37,5) weitaus höher liegen als bei Anlage 3 (V 21,5 %) und 4 (V 24,5 %). Im Durchschnitt liegen die Standardabweichung bei 2,1 und der Variationskoeffizient bei 28,4 %. Bei Anlage 3 fällt die Reduktion mit 8,9 % im Vergleich der vier Anlagen am höchsten und bei Anlage 2 mit 6,4 % am niedrigsten aus. Die voneinander abweichenden Standardabweichungen der Biogasproduktion der BHKW bei Anlage 2 ist durch die unterschiedlich zugrunde liegenden Messzeiträume bezüglich der Biogasproduktion der BHKW zu erklären.

Tab. 18: Durchschnittliche prozentuale Normgasreduktion der Anlagen

BHKW: Blockheizkraftwerk, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient, Redukt.: Reduktion

| | Red. [%] | | \bar{x} [%] | σ [%] | | V | | \bar{x} |
|---------------------|----------|--------|---------------|--------------|--------|--------|--------|-----------|
| | BHKW 1 | BHKW 2 | Redukt. | BHKW 1 | BHKW 2 | BHKW 1 | BHKW 2 | V |
| Anlage 1 | 7,3 | 6,9 | 7,1 | 2,4 | 2,4 | 32,7 | 35,5 | 34,1 |
| Anlage 2 | 6,3 | 6,4 | 6,4 | 2,5 | 2,3 | 39,8 | 35,2 | 37,5 |
| Anlage 3 | 8,8 | 8,9 | 8,9 | 1,9 | 1,9 | 21,4 | 21,5 | 21,5 |
| Anlage 4 | 7,4 | 7,3 | 7,4 | 1,8 | 1,8 | 24,1 | 25,4 | 24,8 |
| $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | 7,5 | 7,4 | 7,5 | 2,1 | 2,1 | 28,8 | 28,4 | 28,6 |

Um feststellen zu können, welches die beeinflussenden Faktoren für die Höhe der Reduktion und damit die Ursache für die unterschiedlichen Ergebnisse sind, wurden die Standardabweichung und der Variationskoeffizient des Luftdrucks und der Gastemperatur (T_g) eruiert. Nach Aussagen der Biogasanlagenbauer bleibt der Druck innerhalb der Biogasanlage mit 1-2 mbar relativ konstant und kann somit hier vernachlässigt werden. Eine Überprüfung der Ergebnisse bestätigte diese Aussage. In Tab. 19 wird der Einfluss des atmosphärischen Luftdrucks dargestellt.

Der Luftdruck scheint nur sehr geringe Abweichungen aufzuweisen und kann nicht für den weitaus höheren Variationskoeffizienten der Normgasreduktion in Prozent verantwortlich sein.

Tab. 19: Einfluss des Luftdrucks auf die Normgasreduktion

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | \bar{x} [mbar] | σ [mbar] | V |
|---------------------|------------------|-----------------|-----|
| Anlage 1 | 998 | 8,5 | 0,9 |
| Anlage 2 | 1012 | 9,9 | 1,0 |
| Anlage 3 | 1006 | 10,5 | 1,0 |
| Anlage 4 | 1008 | 10,0 | 1,0 |
| $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | 1006 | 9,7 | 1,0 |

Der Variationskoeffizient der Biogastemperatur beziffert sich auf 27,1 % und ist damit ähnlich hoch wie der Variationskoeffizient der Reduktion auf Normgas in % (s. Tab. 20). Bei Anlage 1 und 2 liegt der Variationskoeffizient ebenfalls in Bezug zur Gastemperatur höher als bei Anlage 3 und 4, wie es auch bei der Reduktion auf Normgas in % der Fall ist. Wodurch die stärkeren Schwankungen der Gastemperatur bei Anlage 1 und 2 verursacht werden und warum die Gastemperaturen bei Anlage 3 und 4 insgesamt höher sind, kann nicht erläutert werden. Festzuhalten bleibt, dass bei einer hohen Gastemperatur, die eine Gasausdehnung zur Folge hat, die Quantität des Gases zunimmt und dadurch die prozentuale Reduktion auf Normgas wie bei Anlage 3 höher ausfällt. Aufgrund dieser Beobachtung wurde zusätzlich die

Normgasreduktion aller Anlagen für den Zeitraum vom 15. Oktober bis 15. April sowie vom 15. April bis 15. Oktober für die zur Verfügung stehenden Jahre – wie im Folgenden dargestellt – ermittelt. Demgemäß kann in der Praxis der Jahreszeit entsprechend die Normgasreduktion kalkuliert werden.

Tab. 20: Einfluss der Gastemperatur auf die Normgasreduktion

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | \bar{x} [°C] | σ [%] | V |
|---------------------|----------------|--------------|------|
| Anlage 1 | 17,8 | 6,7 | 37,8 |
| Anlage 2 | 18,5 | 6 | 32,7 |
| Anlage 3 | 25,4 | 4,1 | 16,2 |
| Anlage 4 | 20,7 | 4,5 | 21,7 |
| $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | 20,6 | 5,3 | 27,1 |

In Tab. 21 und 22 sind in der Spalte 1 die durchschnittlichen Abzüge der gemessenen Kubikmeter auf Normgas pro Tag aufgelistet. In der Spalte 2 wird der prozentuale Anteil dieser Reduktionsmenge auf die Gesamtgasmenge von BHKW 1 und 2 dargestellt. Die dritte Spalte gibt den Mittelwert der beiden BHKW wieder. Der Mittelwert der Reduktion aller acht BHKW beziffert sich für den Winterzeitraum auf 5,9 %. Weiterhin sind Gastemperatur (T_g) und Luftdruck aufgelistet. In den Sommermonaten liegt wie zu erwarten die prozentuale Reduktion der Anlagen insgesamt mit durchschnittlich 9 % deutlich höher als in den Wintermonaten (5,9 %). Beide Zahlen – 9 % und 5,9 % – können in der Praxis zur Ermittlung des Normgases der Jahreszeit entsprechend angewandt werden, falls die benötigten Messparameter wie Gastemperatur und Luftdruck nicht vorhanden sind. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass es sich dabei um keine präzise Berechnung handelt.

Tab. 21: Normgasreduktion im Winterzeitraum 15. Oktober - 15. April

BHKW: Blockheizkraftwerk, T_g : Temperatur Gas, \bar{x} : Mittelwert

| | BHKW 1 | | BHKW 2 | | BHKW 1+2 | BHKW 1+2 | |
|---------------------|----------------------------------|------------------|----------------------------------|------------------|------------------|---------------|---------------------|
| | Reduktion [m ³ /d] | Reduktion [%] | Reduktion [m ³ /d] | Reduktion [%] | Reduktion [%] | T_g [°C] | Luftdruck [mbar] |
| Anlage 1 | 56,9 | 5,5 | 56,5 | 5,5 | 5,5 | 12,4 | 999 |
| Anlage 2 | 40,7 | 3,9 | 38,6 | 4,5 | 4,2 | 12,9 | 1015 |
| Anlage 3 | 67,6 | 7,5 | 74,7 | 7,4 | 7,5 | 22,0 | 1010 |
| Anlage 4 | 60,4 | 6,5 | 66,0 | 6,4 | 6,4 | 18,3 | 1009 |
| $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | 56,4 | 5,9 | 59,0 | 6,0 | 5,9 | 16,4 | 1008 |

Tab. 22: Normgasreduktion im Sommerzeitraum 15. April - 15. OktoberBHKW: Blockheizkraftwerk, T_g: Temperatur Gas, \bar{x} : Mittelwert

| | BHKW 1 | | BHKW 2 | | BHKW 1+2 | BHKW 1+2 | |
|---------------------|----------------------------------|------------------|----------------------------------|------------------|------------------|------------------------|---------------------|
| | Reduktion [m ³ /d] | Reduktion [%] | Reduktion [m ³ /d] | Reduktion [%] | Reduktion [%] | T _g [°C] | Luftdruck [mbar] |
| Anlage 1 | 99,2 | 9,3 | 95,9 | 8,9 | 9,1 | 23,7 | 997 |
| Anlage 2 | 84,9 | 8,1 | 82,2 | 8,1 | 8,1 | 23,4 | 1009 |
| Anlage 3 | 89,8 | 10,1 | 100,9 | 10,2 | 10,2 | 28,6 | 1004 |
| Anlage 4 | 92,7 | 8,7 | 90,8 | 8,7 | 8,7 | 24,8 | 1006 |
| $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | 91,7 | 90,5 | 92,5 | 9,0 | 9,0 | 25,1 | 1004 |

4.1.2.2 Biogasqualität

In den folgenden Diagrammen (s. Abb. 7-12) und den Tabellen 24-32 wird die Gasqualität der einzelnen Anlagen über den gesamten zur Verfügung stehenden Zeitraum hinweg dargestellt. Ein hoher Methangasgehalt sowie ein niedriger Schwefelwasserstoffgehalt entsprechen einer guten Gasqualität (s. Kap. 2.5.2.1). Die Tabellen zeigen die Methangas- und Schwefelwasserstoffproduktion gemessen mit einem dreimaligen Messintervall sowie vergleichsweise die Methangasproduktion bei einem 20-minütigen Messintervall. Die 20-minütigen Messintervalle wurden lediglich für Methangas vorgenommen, da diese relevant für die Wirkungsgradberechnungen sind.

Abb. 7 zeigt den Verlauf der Gasqualität repräsentiert durch Methan und Schwefelwasserstoffgehalt bei Anlage 1. Die beiden schwarzen senkrechten Linien grenzen den Zeitraum vom 13.01.04-23.03.04 ein, während dem in 20-minütigen Abständen Daten erhoben wurden. Der Methangasgehalt beläuft sich im Mittel über den gesamten Zeitraum hinweg auf 57 % mit einem geringen Variationskoeffizienten von 5,9 % (s. Tab. 23). Dies spricht für geringe Schwankungen innerhalb der Messreihen und für eine kontinuierliche Methangasqualität. Gleiches spiegeln die Messergebnisse in Tab. 24 für die im 20-minütigen Messintervall gemessenen Methangaswerte wider. Der Mittelwert beziffert sich hier auf 59,1 %, der Variationskoeffizient auf lediglich 5,1 %.

Auffällig ist im Gegensatz zur gleich bleibenden Qualität des Methangases, dass der Schwefelwasserstoffgehalt deutliche Schwankungen aufweist. Sein Durchschnittswert beläuft sich auf 340 ppm mit einem Variationskoeffizienten von 183 %. Die starken Fluktuationen sind Abb. 7 zu entnehmen. Wie in Kap. 4.1.2.4 dargelegt, können starke Abweichungen des Schwefelwasserstoffgehaltes durch Zerstörung der Schwimmdecke infolge langer Rührzeiten oder durch den Inputstoff verursacht werden. Vor allem bei stark eiweißhaltigen Substraten treten erhöhte Werte auf, was vermutlich der Fall war, als Anlage 1 am 20.04.03 eine neue Zufuhr hygienisierter Speiseabfälle erhielt, die erhöhte Schwefelwasserstoffgehalte auslöste. Anfang des Jahres 2004 gab es erhebliche Probleme mit erhöhten Schwefelwasserstoffgehalten. Es wurde vermutet, dass die erhöhten Werte ebenfalls auf eine eiweißhaltige Charge hygienisierter Speiseabfälle zurückzuführen war.

Nachdem eine Änderung der Substratzufuhr kein Absenken des Schwefelwasserstoffgehaltes bewirkte, wurden alle Gasleitungen durchgespült und der Schwefelwasserstoffgehalt sank.

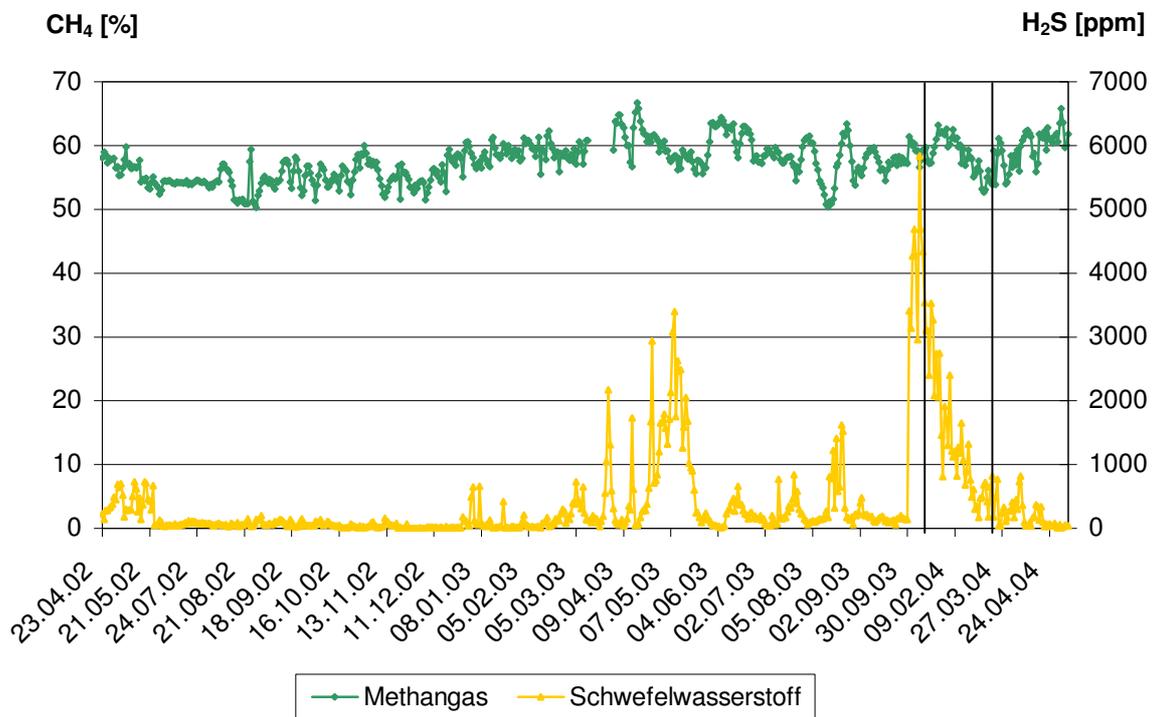


Abb. 7: Gasqualität von Anlage 1 in Beobachtungszeit 23.04.02-11.05.04

Tab. 23: 3/d Messintervall CH₄ und H₂S, Anlage 1

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung,
V: Variationskoeffizient

| | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] |
|-----------|---------------------|------------------------|
| \bar{x} | 57,0 | 340 |
| Σ | 3,4 | 623 |
| V | 5,9 | 183 |

Tab. 24: 20 min. Messintervall CH₄, Anlage 1

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung,
V: Variationskoeffizient

| | CH ₄ [%] |
|-----------|---------------------|
| \bar{x} | 59,1 |
| Σ | 3,0 |
| V | 5,1 |

Bei Anlage 2 wird im Durchschnitt ein Methangasgehalt von 57,7 % mit einem Variationskoeffizienten von 3,8 % erzielt (s. Tab. 25). Bei dem 20-minütigen Messintervall (23.05.-27.06.04) werden 55,6 % Methangasgehalt mit einem Variationskoeffizienten von 2,2 % gemessen (s. Tab. 26).

Der Schwefelwasserstoffgehalt liegt zwar mit 193 ppm niedriger als bei Anlage 1, der Variationskoeffizient, der sich auf 99 % beläuft, verdeutlicht jedoch auch für Anlage 2 hohe Schwankungen des Schwefelwasserstoffgehalts. Diese Schwankungen hängen vermutlich direkt mit der Zugabe von Pflanzenöl zusammen – so wurde dem Fermenter ab dem 17.10.02 Pflanzenöl zugepumpt, was zu einem kontinuierlichen Anstieg der Schwefelwasserstoffwerte auf bis zu 1969 ppm führte. In den Zeiträumen vom 20.03.-

31.05.03 und vom 30.09.-20.10.03 ist ebenfalls Pflanzenöl zugeführt worden, was erneut einen Anstieg der Schwefelwasserstoffkonzentration zur Folge hatte. Auch in der Anfangsphase (18.04.02-27.06.02; 03.-30.09.02) kam es unmittelbar nach der Verwertung von Pflanzenöl und Erbsen (01.-31.07.02) zu einem Anstieg der Schwefelwasserstoffwerte mit deutlichen Schwankungen. Von diesen Beobachtungen weicht lediglich die Zeitreihe von Dezember 2002 bis Februar 2003 ab, während der zwar Pflanzenöl zugeführt wurde, jedoch keine erhöhten Schwefelwasserstoffgehalte gemessen wurden. Dies ist ein Hinweis darauf, dass erhöhte, schwankende Werte auch durch unterschiedliche Qualität der Pflanzenölchargen verursacht werden können. Vom 3.3-14.3.04 und 17-26.06.04 wurden die erhöhten Schwefelwasserstoffgehalte vermutlich durch die Zuführung überlagerter Lebensmittel verursacht, da die Laufzeiten der Rührwerke keine Abweichungen zeigten. Überlagerte Lebensmittel können ebenso wie Pflanzenöl sehr variierende Inhaltsstoffe aufweisen.

Am 28.12.01 lief das Rührwerk zwei Stunden lang und hat vermutlich aufgrund dieser längeren Rührzeit (durchschnittliche Laufzeit 0,6 h/d, s. Kap. 4.1.2.4) die Schwimmschicht zerstört, was eine Anhebung des Schwefelwasserstoffgehaltes auf 1009 ppm bewirkte. Gleiches gilt für den 29.07.02 (3 h/d; 762 ppm), den 02.08.02 (2,3 h/d; 848 ppm) und den 08.08.02 (5,5 h/d; 251 ppm).

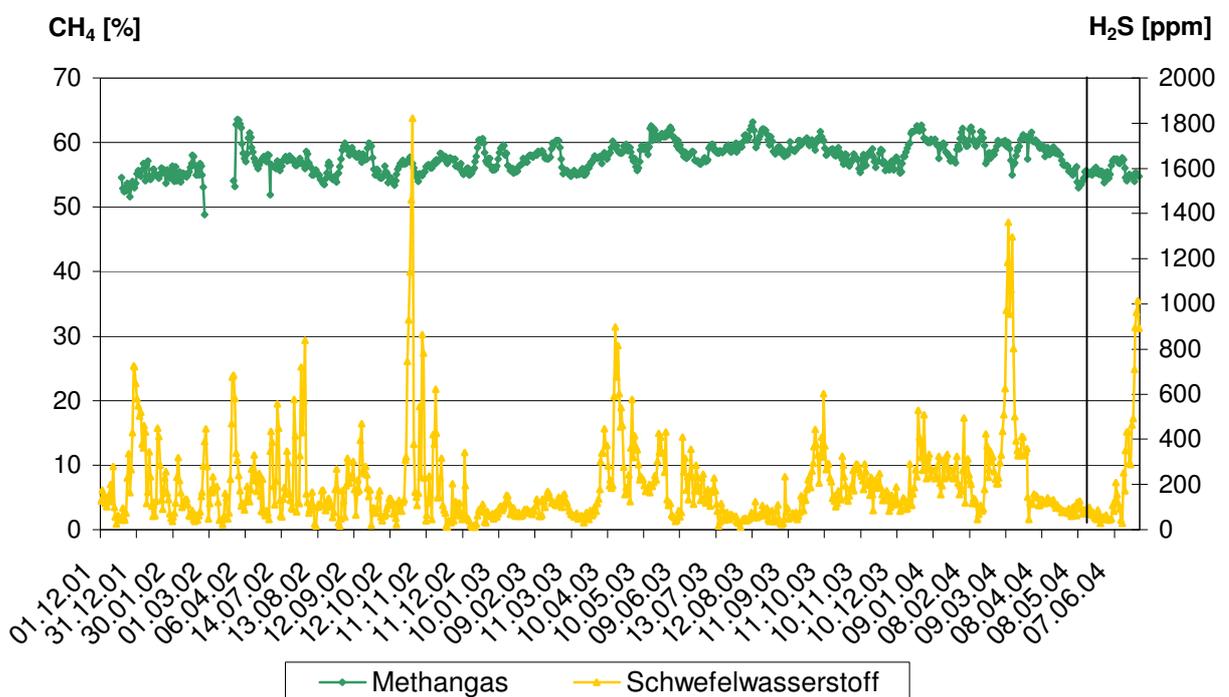


Abb. 8: Gasqualität von Anlage 2 in Beobachtungszeit 01.12.01-27.06.04

Tab. 25: 3/d Messintervall CH₄ und H₂S, Anlage 2

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung,
V: Variationskoeffizient

| | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] |
|-----------|---------------------|------------------------|
| \bar{x} | 57,7 | 193 |
| Σ | 2,2 | 191 |
| V | 3,8 | 99 |

Tab. 26: 20 min. Messintervall CH₄, Anlage 2

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung,
V: Variationskoeffizient

| | CH ₄ [%] |
|-----------|---------------------|
| \bar{x} | 55,6 |
| Σ | 1,2 |
| V | 2,2 |

Auf die Gasanalyseergebnisse von Anlage 3 wird im nachfolgenden Kapitel eingegangen, da hier vor und nach der Entschwefelung die Gasqualität erfasst wurde.

In Anlage 4 wird für den dreimal täglich gemessenen Methangasgehalt ein Mittelwert von 54,6 % mit einem Variationskoeffizienten von 7,3 % (s. Tab. 27) und für den 20-minütig gemessenen Methangasgehalt (09.02.04-07.06.04) ein Mittelwert von 60,9 % mit einem Variationskoeffizienten von 7,6 % erzielt (s. Tab. 28). Der hohe Methangasgehalt ist auf die Zufuhr von Raps zurückzuführen, weil dieser einen hohen Ölgehalt (46,5 % in der Trockenmasse) aufweist.

Der Schwefelwasserstoffgehalt weist bei Anlage 4 erhebliche Schwankungen mit einem Variationskoeffizienten von 209 % bei einem Mittelwert von 358 ppm auf. Die starken Schwankungen werden in Abb. 9 durch die rasche Abfolge von Spitzen- und Tiefstwerten innerhalb kurzer Zeiträume veranschaulicht. Mitte April 2002 wurden Rapsöl und Sonnenblumenöl eingespeist, was zu dem Peak am 17.04.02 führte. Vom 13.-14.11.02 wurden 70 m³ Schweinegülle vom Nachbarbetrieb eingesetzt, was vermutlich erhöhte Schwefelwasserstoffwerte verursachte. Im Zeitraum vom 25.12.02-29.07.03 resultieren die unterschiedlich hohen Schwefelwasserstoffwerte aus der Zufuhr von Zwiebeln, Rapsöl, Erbsen und Soja.

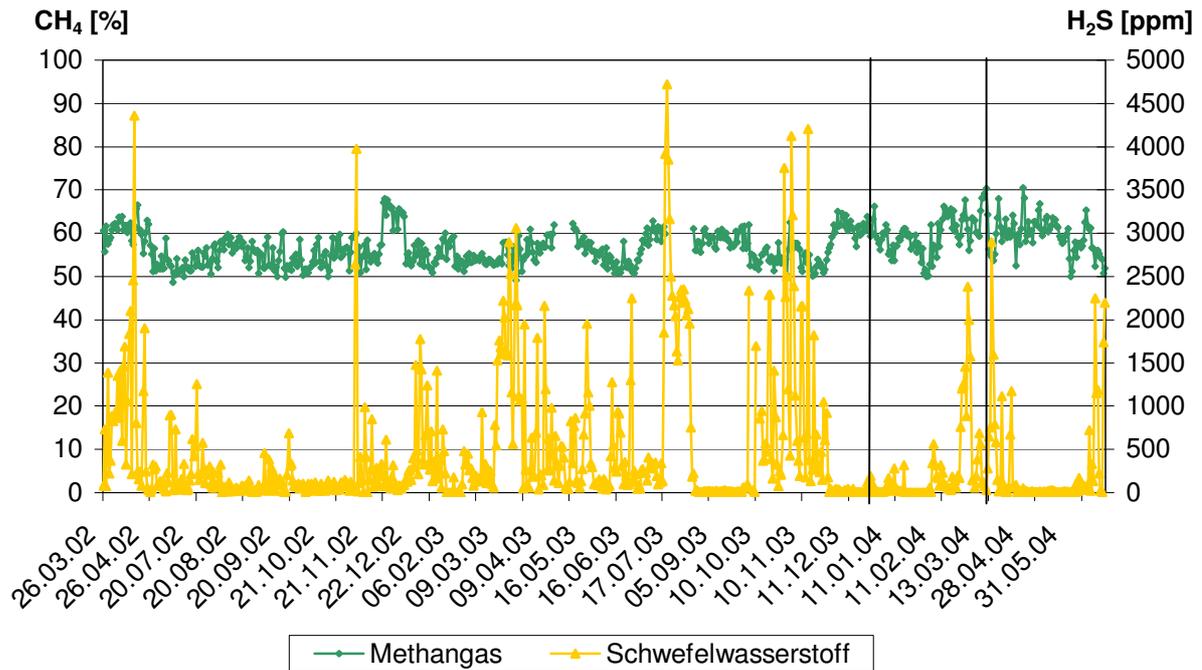


Abb. 9: Gasqualität von Anlage 4 in Beobachtungszeit 26.03.02-27.06.04

Tab. 27: 3/d Messintervall CH₄ und H₂S, Anlage 4

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung,
V: Variationskoeffizient

| | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] |
|-----------|---------------------|------------------------|
| \bar{x} | 54,6 | 358 |
| Σ | 4,2 | 747 |
| V | 7,3 | 209 |

Tab. 28: 20 min. Messintervall CH₄, Anlage 4

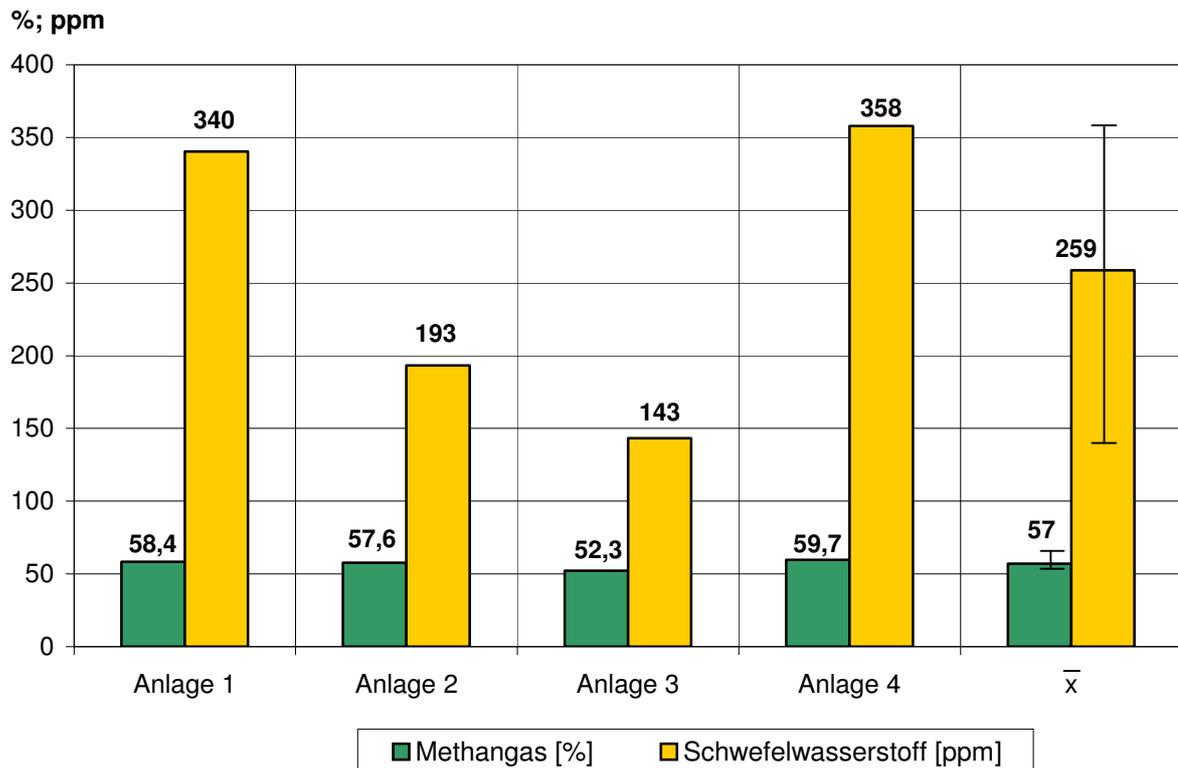
\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung,
V: Variationskoeffizient

| | CH ₄ [%] |
|-----------|---------------------|
| \bar{x} | 60,9 |
| Σ | 4,6 |
| V | 7,6 |

Vergleich

Es bleibt festzuhalten, dass die Methangaswerte der vier Anlagen (Anlage 3 s. Kap. 4.1.2.3) insgesamt geringe Schwankungen, wohingegen die Schwefelwasserstoffgehalte sehr ausgeprägte Schwankungen aufweisen. Die Methangasgehalte der vier Anlagen insgesamt belaufen sich im Mittel auf 57 %. In der Literatur (s. Kap. 2.5.2.1) sind häufig für Kalkulationen 60 % zu finden, was vermutlich daran liegt, dass die Literaturangaben auf Laborversuchen und nicht auf Praxisuntersuchungen beruhen. So erfolgt z. B. bei Laborversuchen keine Entschwefelung mittels Luftzufuhr, durch die, wie in Kap. 2.5.2.3 beschrieben, der prozentuale Methangasanteil gemindert wird. Demnach kann das Ergebnis auch im Vergleich mit den Literaturangaben als durchaus positiv bewertet werden. Lediglich bei Anlage 3 liegt der mittlere Methangasgehalt mit 52,3 % niedriger als das Mittel des Methangasgehaltes der Anlagen insgesamt (57 %), was durch die hohe Luftzufuhr zu erklären ist (s. Kap. 4.1.2.3), aus der damit einhergehend auch der niedrige Schwefelwasserstoffgehalt von 143 ppm resultiert. Im Durchschnitt beziffert sich der

Schwefelwasserstoffgehalt der Anlagen insgesamt auf 259 ppm. Manche BHKW Hersteller schreiben einen maximalen Schwefelwasserstoffgehalt von 200 ppm vor. Die Produktion des Methangases weicht beim Vergleich der Anlagen kaum voneinander ab, wie der geringe Variationskoeffizient von 5,7 % belegt. In Bezug auf die Produktion von Schwefelwasserstoff hingegen sind beim Vergleich der Anlagen stärkere Streuungen zu verzeichnen, wie der um ein 7faches höhere Variationskoeffizient von 41,2 % belegt.



\bar{x} : Mittelwert

Abb. 10: Vergleich der Gasqualitäten der Anlagen

4.1.2.3 Veränderung der Gasqualität durch biologische Entschwefelung

In diesem Kapitel wird die Gasqualität von Anlage 3 beschrieben. Bei der Anlage sind zwei Gasanalysegeräte vorhanden. Somit kann an zwei Messpunkten die Gasqualität festgehalten werden: Jeweils vor und nach der biologischen Entschwefelung. Durch Zuführung von Luft sinkt zwar der Schwefelwasserstoffgehalt, der Methangasgehalt sinkt jedoch damit einhergehend ebenfalls.

Die Datenreihen aus Zeiträumen, in denen eines der beiden Gasanalysegeräte defekt war, werden bei der Auswertung nicht berücksichtigt (zum Teil beliefen sich die Ausfallzeiten auf Zeiträume von bis zu drei Monate).

Der Variationskoeffizient des Methangasgehaltes von 7,3 % vor der Entschwefelung und 10,7 % nach der Entschwefelung verdeutlicht die geringen Schwankungen innerhalb der Messreihen (s. Tab. 29). Die Schwankungen sind durch die Inhaltsstoffe der zugeführten

Substrate zu erklären (s. Kap. 2.5.2), die Schwankungen der entschwefelten Gasanalyse (gelbe Linie = nach Entschwefelung) sind zusätzlich abhängig von der Quantität der Luftzufuhr (s. Abb. 11). Der Methangasgehalt sinkt von durchschnittlich 58,6 % auf 52,7 %. Daraus resultiert eine mittlere Reduktion von 6,1 % Punkten. Das Ergebnis stimmt mit der je nach Bedarf vom Anlagenbetreiber manuell eingestellten Luftzudosierung von 5,5-6,5 % überein. Der Heizwert des Biogases wird zwar auf diese Weise verringert, doch da es sich um eine Beimischung der Luft (hier 6,1 %) handelt, wird zwar die Qualität gemindert, die Gasmenge durch die Sauerstoffzufuhr (hier 6,1 %) aber erhöht. Damit verändert sich die Gesamtenergiemenge Heizwert nicht.

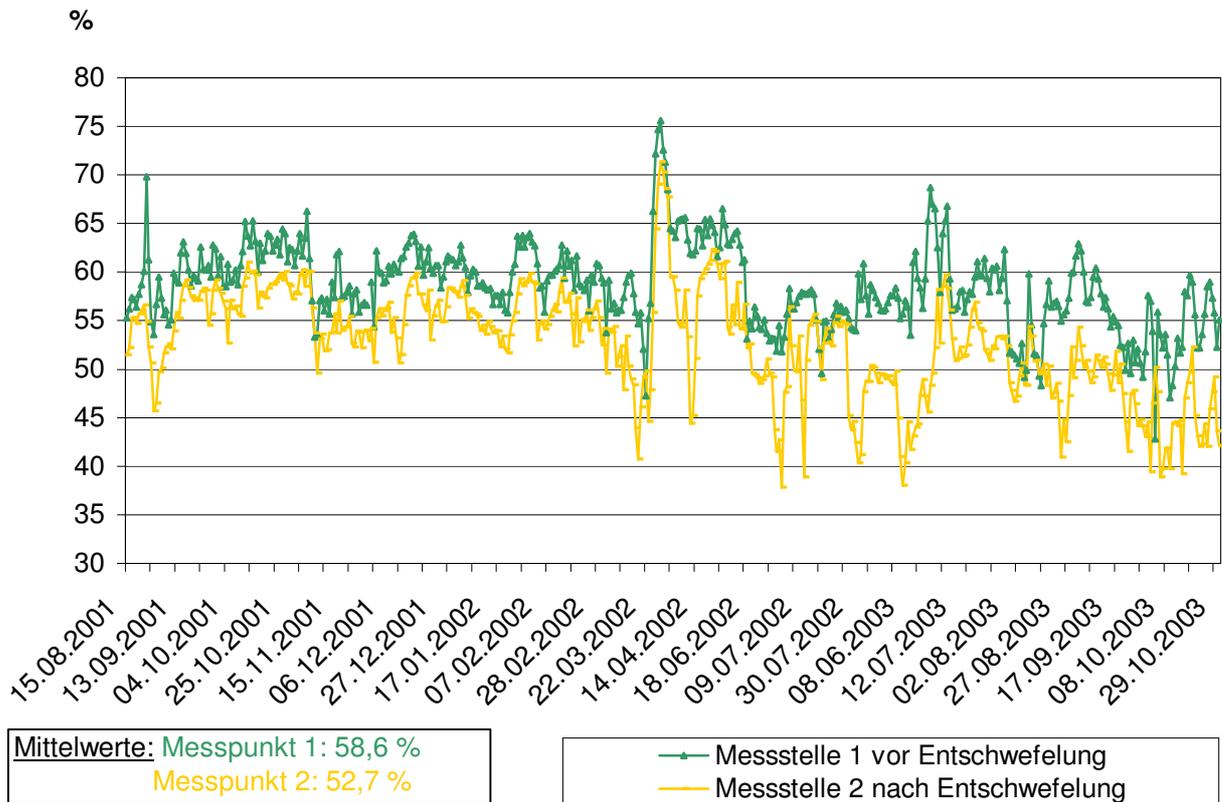


Abb. 11: Methangasgehalte [%] von Anlage 3 vor und nach der Entschwefelung

Tab. 29: CH₄-Gehalte [%] Anlage 3 vor und nach der Entschwefelung

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Vor Entschwefelung | Nach Entschwefelung |
|---------------|--------------------|---------------------|
| \bar{x} [%] | 58,6 | 52,7 |
| σ [%] | 4,3 | 5,6 |
| V | 7,3 | 10,7 |

Der Schwefelwasserstoffgehalt sinkt im Mittel von 494 ppm auf 140 ppm, wie in Abb. 12 und Tab. 30 dargestellt. Demzufolge wird der Schwefelwasserstoff bei Anlage 3 um 71,6 % (354 ppm) reduziert. Bei Anlage 3 wird eine hohe Menge an Luft zugeführt, um die entsprechend hohe Reduktion des Schwefelwasserstoffgehaltes zu erreichen.

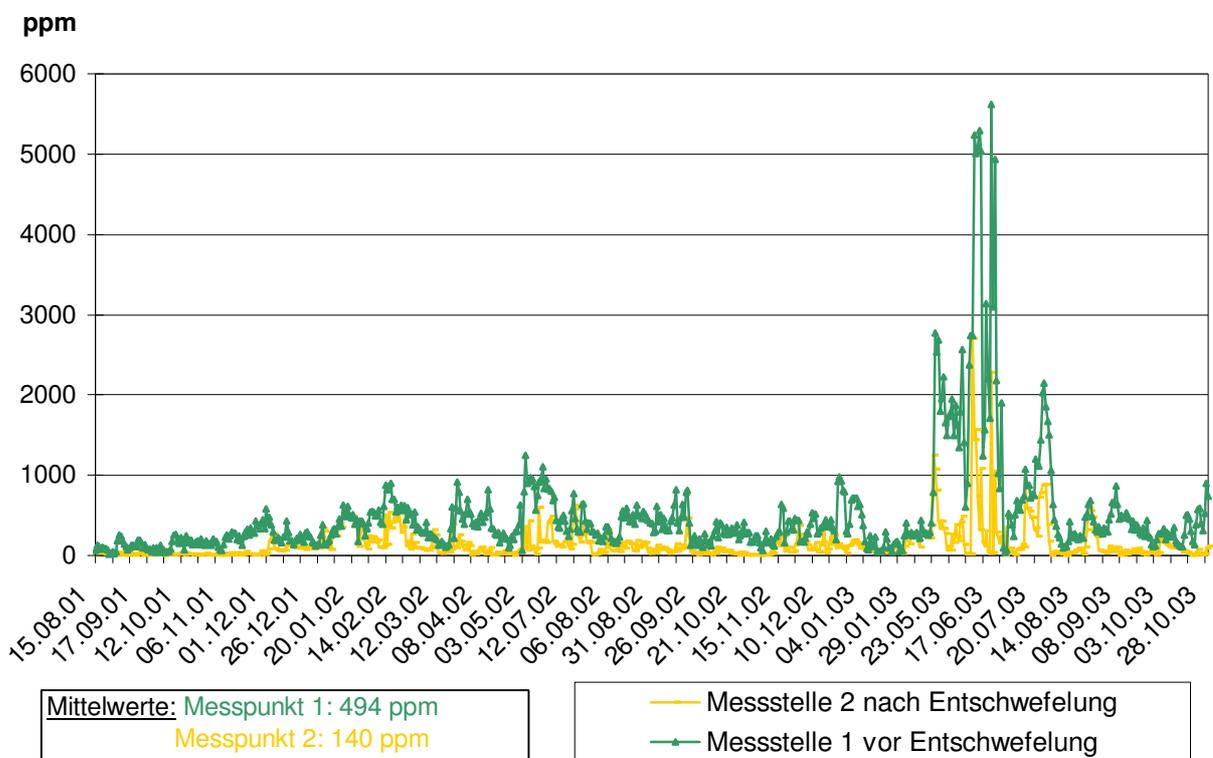


Abb. 12: Schwefelwasserstoffgehalte [ppm] von Anlage 3 vor und nach der Entschwefelung

Tab. 30: H₂S-Gehalte [ppm] von Anlage 3 vor und nach der Entschwefelung

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Vor Entschwefelung | Nach Entschwefelung |
|-----------------|--------------------|---------------------|
| \bar{x} [ppm] | 494 | 140 |
| σ [ppm] | 662 | 226 |
| V | 134 | 162 |

In Tab. 31 wird die Reinigungsleistung unterschiedlicher Konzentrationsniveaus von H₂S durch die biologische Entschwefelung dargestellt. Bis 200 ppm vor der Entschwefelung liegen 175 Messwerte vor und die Gasreinigungsleistung beziffert sich auf 66,9 % sowie auf 68,5 % bei Schwefelwasserstoffwerten von 200-1000 ppm (426 Messwerte). Bei Schwefelwasserstoffwerten von über 1000 ppm (49 Messwerte) erfolgt eine durchschnittliche Reduktion von 77,9 %. Folglich ist bei einer Schwefelwasserstoffkonzentration von über 1000 ppm eine etwas höhere prozentuale Reinigungsleistung zu verzeichnen, und unter 1000 ppm zeigt sich die Reinigungsleistung weitgehend konzentrationsunabhängig.

Tab. 31: H₂S-Gehalte [ppm] von Anlage 3 vor und nach der Entschwefelung einzelner Konzentrationsniveaus

Nach E: Nach Entschwefelung, Vor E.: Messpunkt vor der Biogasentschwefelung, Red.: Reduktion, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | H ₂ S-Werte < 200 ppm | | | H ₂ S-Werte 200-1000 ppm | | | H ₂ S-Werte >1000 ppm | | |
|-----------|----------------------------------|--------|----------|-------------------------------------|--------|----------|----------------------------------|--------|----------|
| | Vor E | Nach E | Red. [%] | Vor E | Nach E | Red. [%] | Vor E | Nach E | Red. [%] |
| \bar{x} | 129 | 42 | 66,9 | 431 | 137 | 68,5 | 2308 | 510 | 77,9 |
| Σ | 47 | 56 | 50,8 | 188 | 146 | 28,8 | 1287 | 557 | 20,1 |
| V | 36,5 | 131,3 | 75,8 | 43,5 | 106,5 | 42,1 | 55,8 | 109,2 | 25,8 |

4.1.2.4 Einfluss der Rührwerkslaufzeiten auf den Schwefelwasserstoffgehalt

In diesem Kapitel wird der Zusammenhang zwischen erhöhten Laufzeiten des Rührwerkes im Nachgärer und erhöhten Schwefelwasserstoffgehalten untersucht (s. Kap. 2.5.2.4). Zahlreiche der gemessenen Daten bestätigen, dass ein solcher vorliegt. Verdeutlicht wird dieser Sachverhalt durch die Darstellung des Messzeitraums vom 18.12.01-09.01.02 (Abb. 13).

Der Korrelationskoeffizient von 0,62 (n=82, p<0,001) deutet auf einen starken Zusammenhang hin. Werden lediglich die Peaks betrachtet, wird ebenfalls der Zusammenhang zwischen den kurzfristigen, aber starken Anstiegen des Schwefelwasserstoffgehaltes und den zu diesen Zeiträumen gleichzeitig lang anhaltenden Rührwerkslaufzeiten des Nachgärers deutlich. Der Zusammenhang erklärt sich aus der Zerstörung der Schwimmschichten bei langen Laufzeiten. Aufgrund der Zerstörung kann der Schwefelwasserstoff ungehindert nach oben entweichen, und es kommt zum kurzfristigen Anstieg der Schwefelwasserstoffgehalte. Daher ist es von Vorteil, auf der einen Seite stets eine leichte Schwimmschicht zu erhalten, auf der anderen Seite diese aber nicht zu groß werden zu lassen.

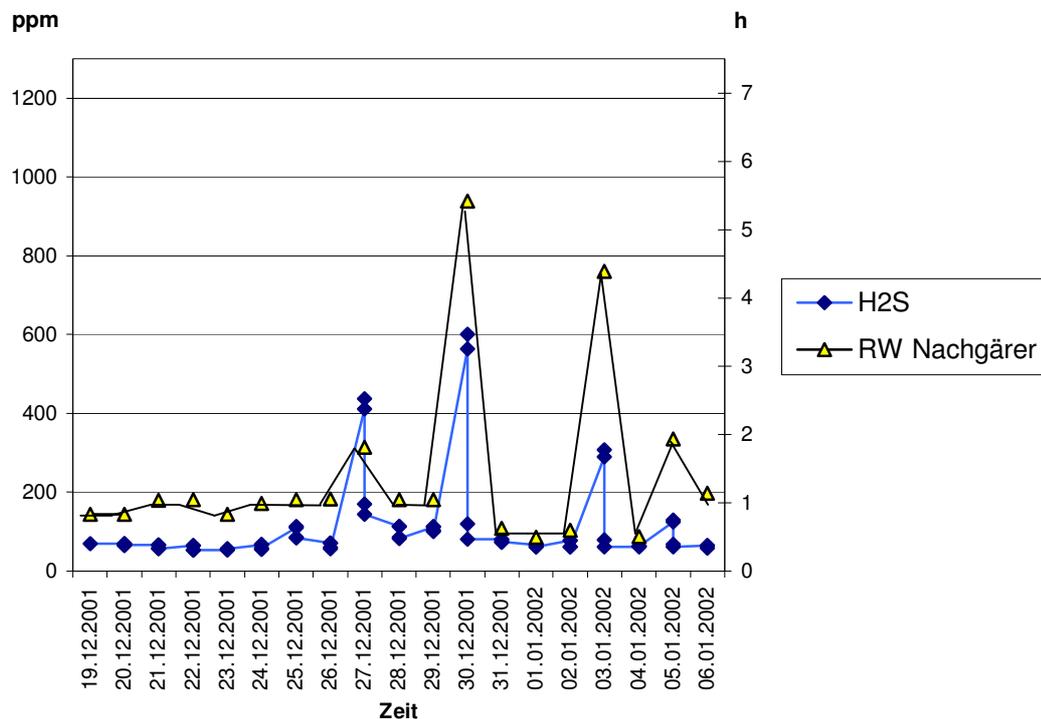


Abb. 13: Rührwerkslaufzeiten und Schwefelwasserstoffgehalt, Anlage 4

4.1.2.5 Biogasproduktion im Nachgärer

Für Anlage 2 und 3 war es möglich, die Biogasproduktion von Fermenter und Nachgärer getrennt zu ermitteln.

In Abb. 14 wird für Anlage 2 die gesamte Gasproduktion, d. h. von Fermenter und Nachgärer, im Verhältnis zur alleinigen Gasproduktion des Fermenters dargestellt. Die Differenz der Biogasproduktion von Fermenter und Nachgärer zur Biogasproduktion des Fermenters entspricht der Gasproduktion des Nachgärers. Über den gesamten Zeitraum vom 20.05.-19.08.03 hinweg wurden insgesamt 195514 m³ Biogas produziert (s. Tab. 32). Davon wurden mittels des Fluidistor-Gasdurchflussmessers direkt hinter dem Fermenter 132236 m³ Biogas gemessen. Die Differenz von 63278 m³ Biogas kann dementsprechend dem Nachgärer zugerechnet werden. Die Gasproduktion des Nachgärers stellt somit 32,4 % der gesamten Gasproduktion dar. Am 30.07.03 konnte aufgrund eines Defektes des Feststoffdosierers kein Kosubstrat zugeführt werden, so dass es zum Einbruch der Gasproduktion kam, wie in Abb. 14 erkennbar wird. Die Variationskoeffizienten der Biogasproduktion insgesamt von 9,2 % und der Biogasproduktion des Fermenters von 12,3 % sprechen dennoch für eine konstante Biogasproduktion sowie Substratzufuhr. Der Korrelationskoeffizient zwischen der Gasproduktion des Fermenters und der Gasproduktion

insgesamt beträgt lediglich 0,41 ($n=91$, $p<0,001$), aber deutet durch das hohe Signifikanzniveau auf eine Korrelation hin.

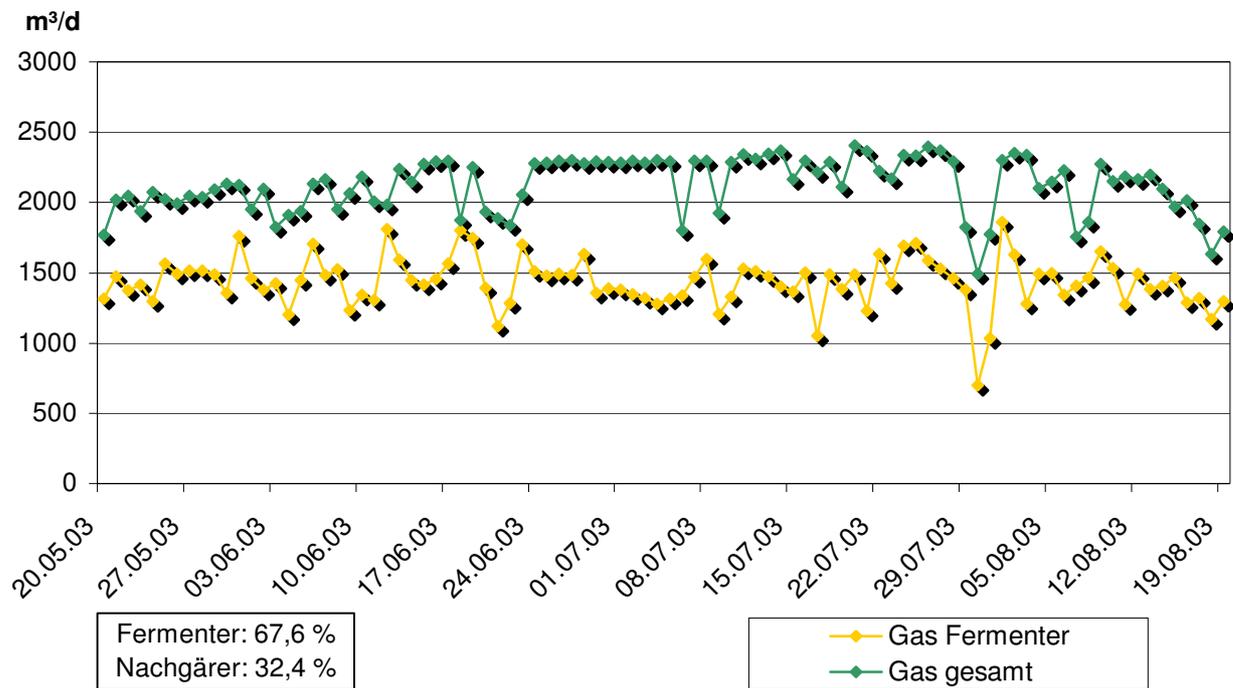


Abb. 14: Gasproduktion von Fermenter und Nachgärer, Anlage 2

Tab. 32: Gasproduktion von Fermenter und Nachgärer, Anlage 2

BHKW: Blockheizkraftwerk, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Fermenter | BHKW 1 | BHKW 2 | Summe BHKW 1+2 | Nachgärer |
|---------------------------------------|-----------|--------|--------|----------------|-----------|
| Summe m ³ /Messzeitraum | 132236 | 98680 | 96834 | 195514 | 63278 |
| \bar{x} [m ³ /d] | 1437 | 1073 | 1053 | 2125 | 688 |
| σ [m ³ /d] | 177 | 127 | 128 | 196 | |
| V | 12,3 | 11,9 | 12,2 | 9,2 | |

Für den Messzeitraum beläuft sich die Verweilzeit des Biogases im Fermenter auf durchschnittlich 38,4 Tage und im Nachgärer auf durchschnittlich 46,7 Tage bei einer Substratzufuhr von täglich 23,5 m³. Das Ergebnis ist mit 32,2 % Gasausbeute vom Nachgärer im Vergleich zu den herangezogenen Literaturangaben mit 10-20 % (Weiland 1998 b, 184; FNR 2004, 75) als sehr hoch zu bewerten. Die lange Verweilzeit (s. Kap. 2.3.3.8) sowie die relativ hohe Temperatur im nicht beheizbaren Nachgärer während der Sommermonate erklären die hohe Gasausbeute. Für die Wintermonate ist aufgrund der niedrigeren Temperatur im Nachgärer eine geringere Biogasausbeute zu vermuten. In Tab. 33 sind die zugeführten Substrate in den jeweiligen Mengen aufgelistet. Durchschnittlich wurden während der Messphase täglich 17,3 m³ Gülle und 6,2 m³ Kosubstrate zudosiert. Die

Temperatur belief sich im Durchschnitt auf 39,7 °C im unteren, auf 40,5 °C im oberen Bereich des Fermenters und auf 34,1 °C im Nachgärer.

Tab. 33: Substratzufuhr 20.05.-19.08.03, Anlage 2

Lebensm.: Lebensmittel, Pfl.öl: Pflanzenöl

| | Gülle | Mist | Mais | Kartoffeln | Gemüse | Lebensm. | Pfl.öl | Möhren | Erbsen |
|----------|-------|------|-------|------------|--------|----------|--------|--------|--------|
| t gesamt | 15956 | 96 | 102,2 | 18,5 | 148,5 | 56 | 21,9 | 43,0 | 85,5 |
| t/d | 17,3 | 1,4 | 4,3 | 2,3 | 3,3 | 2,2 | 1,8 | 1,9 | 5,0 |

Wie anhand der Variationskoeffizienten aus Tab. 34 erkennbar ist, unterliegt die Biogasproduktion im Nachgärbehälter der Anlage 3 im Vergleich zur Biogasproduktion im Nachgärbehälter von Anlage 2 (s. o.) stärkeren Fluktuationen. Der Variationskoeffizient liegt mit 17,5 % für die Biogasproduktion von Fermenter und Nachgärer und mit 27,3 % für die Biogasproduktion des Fermenters ebenfalls höher als bei den jeweiligen Biogasausbeuten von Anlage 2. Die Ausreißer am 13.06.02 (2629 m³/d) und 17.07.02 (3114 m³/d) bezüglich der Biogasproduktion des Fermenters von Anlage 3 sprechen für eine stark überhöhte Substratzufuhr (s. Abb. 15). Die plötzliche Gasüberproduktion musste entweder über Gasablass entweichen oder konnte vom Gasspeicher aufgefangen werden. Vom 12.-14.06.02 wurde ein Anstieg des Gasspeicherfüllstandes von 4 % auf 100 % gemessen und vom 16.-18.07.02 von 10,4 % auf 100 %. Dieser Anstieg des Gasspeicherfüllstandes muss bei der Betrachtung der Ergebnisse Berücksichtigung finden. Es ist nicht auszuschließen, dass die Gasproduktion über den Gasspeicherfüllstand hinaus dazu geführt hat, dass Gas über die Überdrucksicherung entwichen ist. Bei einer angemessenen Fütterung hätte die Gasproduktion des Fermenters nicht die Gesamtgasproduktion überschritten. Dementsprechend niedriger fallen hier die Werte der Gasproduktion des Nachgärers aus. Nimmt man lediglich die Messwtergebnisse vom 07.06.-09.07.02 – dem längsten Messzeitraum –, so beziffert sich die Produktion des Nachgärers auf 20,2 %, und das, obwohl auch vermutlich in diesem Zeitraum der Fermenter überfüttert wurde und Gas über die Überdrucksicherung abgelassen werden musste. Im Zeitraum vom 15.-29.07.02 beläuft sich die Nachgärergasproduktion lediglich auf 6,6 % und vom 16.08.-03.09.02 auf 8,3 %. Der Mittelwert der erzielten Biogasproduktion innerhalb dieser drei Zeiträume ergibt daher nur 13,2 %. Der Korrelationskoeffizient für den Zusammenhang zwischen Gesamtgasproduktion und Gasproduktion des Fermenters beträgt 0,5 (n=66, p<0,001). Die Schwankungen sind durch Substratmenge, Substratänderungen sowie unterschiedliche Verweilzeiten zu erklären. Vom 07.06.-09.07.02 wurden Gras (4,3 t), Kokosfett (17,6 m³), Futterkartoffeln (9,1 t) sowie täglich 29,6 m³ Rindergülle in die Anlage gespeist. In der Zeit vom 15.-29.07.02 wurden dem Fermenter Apfeltrester, Futterreste und Festmist zugeführt. In der ersten Zeitphase wurden fetthaltigere Stoffe wie beispielsweise Kokosfett verwertet, die von den Bakterien schneller abgebaut werden können. Es ist anzunehmen, dass hierin der Grund für die höhere Gasproduktion im Fermenter während dieser Zeit liegt. In der folgenden Tabelle werden die Temperaturen und Verweilzeiten in Tagen dargestellt. Die Verweilzeiten können nur für den

ersten Zeitabschnitt abgebildet werden, da der Betreiber die Mengenzufuhr für die weiteren Versuchszeiträume nicht exakt festgehalten hat.

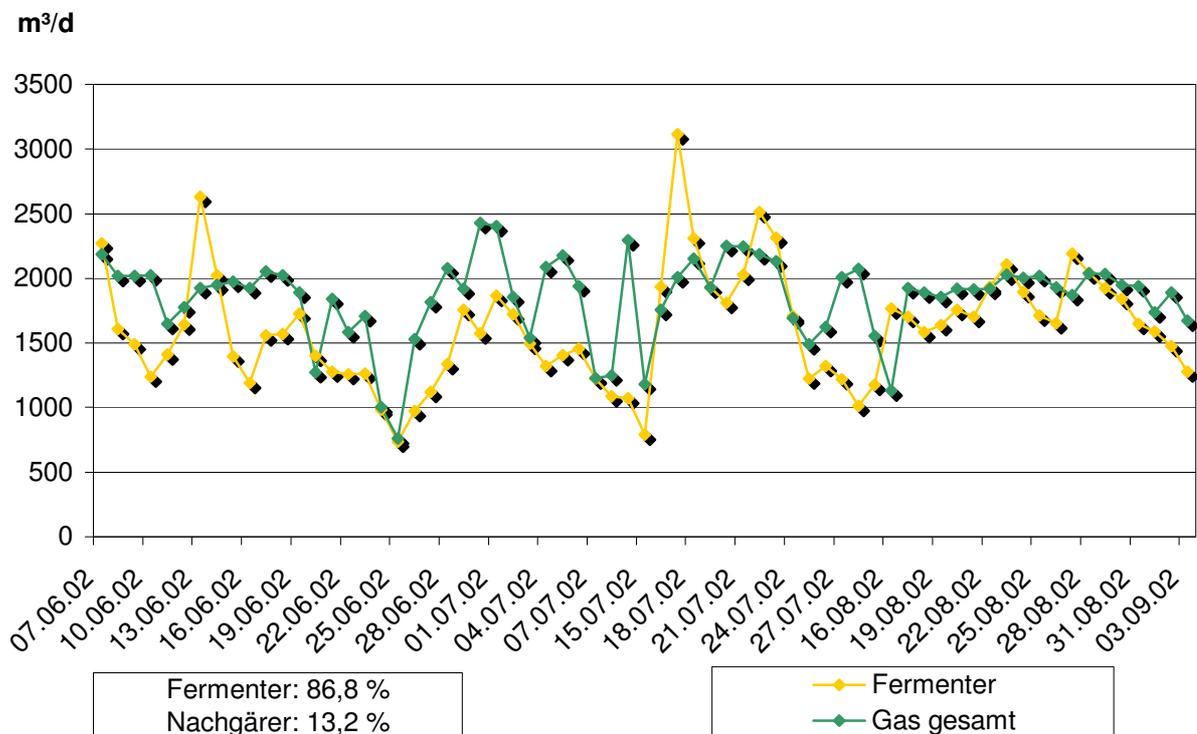


Abb. 15: Gasproduktion von Fermenter und Nachgärer, Anlage 3

Tab. 34: Gasproduktion von Fermenter und Nachgärer, Anlage 3

BHKW: Blockheizkraftwerk, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Fermenter | BHKW 1 | BHKW 2 | Summe BHKW 1 + 2 | Nachgärer |
|---------------------------------------|-----------|--------|--------|------------------|-----------|
| Summe m ³ /Messzeitraum | 107973 | 60840 | 63236 | 124375 | 16402 |
| \bar{x} [m ³ /d] | 1612 | 908 | 944 | 1852 | 240 |
| σ [m ³ /d] | 440 | 231 | 259 | 324 | |
| V | 27,3 | 25,4 | 27,5 | 17,5 | |

Tab. 35: Temperatur und Verweilzeit Gasproduktion Nachgärer, Anlage 3

VW: Verweilzeit

| Zeitraum | Fermenter °C | Nachgärer °C | VW Fermenter | VW Nachgärer |
|-----------------------|--------------|--------------|------------------------|--------------|
| (I) 07.06.-09.07.02 | 40,4 | 28,3 | 29,8 | 82,2 |
| (II) 15.07.-29.07.02 | 39,5 | 29,2 | | |
| (III) 16.08.-03.09.02 | 39,3 | 27,6 | Futterkartoffeln u. a. | |

Festzuhalten bleibt, dass bei einer ermittelten hohen potenziellen Gasausbeute von bis zu 32 % die Ausstattung des Nachgärers mit einem Gasspeicher aus geruchstechnischer,

ökologischer sowie aus ökonomischer Sicht sinnvoll ist (s. Kap. 2.5.2.5). Zu berücksichtigen bleibt die Überfütterung von Anlage 3, durch die aufgrund des nicht erfassten Gasablasses per Überdrucksicherung die Ergebnisse zu niedrig ausfallen.

4.1.2.6 Biogasproduktion und -qualität einzelner Substrate

In Kap. 4.1.2.6 werden die Gasproduktionsraten einzelner Substrate (s. Abb. 16, 17) unter Berücksichtigung entscheidender Faktoren wie Verweilzeit, Faulraumbelastung, Temperatur und Gasqualität (s. Tab. 36-77) dargestellt. Des Weiteren wird der oTS-Abbau in Prozent aufgelistet. Es handelt sich dabei jedoch nicht um den oTS-Abbau im klassischen Sinne wie er sonst bei Laborversuchen im Biogasbereich gemessen werden kann. In den Praxisversuchen ist das nicht möglich, da das frische Substrat bereits vergärtem/abgebautem Substrat im Fermenter zugeführt wird. Dadurch ist der oTS-Abbau höher als der Tatsächliche.

Eine Unsicherheit ist bei den Berechnungen die Schätzung der Gasproduktion der Gülle. Da Gülle alleine nicht genug Biogas produziert bzw. ausreichende Mengen dafür meist nicht vorhanden sind, war lediglich bei Anlage 3 eine Versuchsdurchführung ausschließlich mit Rindergülle möglich.

- Schweinegülle

Bei den Berechnungen der Versuche beim Betreiber von Anlage 4 wird eine Biogasproduktion von 30 m³/m³ Schweinegülle angenommen (s. Kap. 2.5.2.2). Die Schweinegülle hatte einen TS-Gehalt von 5,7 %. Bei den Methangasangaben handelt es sich um Werte aus dem entschwefelten Bereich (s. Kap. 4.1.2.2). Zu jedem Versuch sind in den Tabellen jeweils weitere Angaben zur Faulraumbelastung, Verweilzeit, Gärtemperatur, Abbaurate von oTS in kg/m³ u. a. aufgelistet.

- Rindergülle

Der erste Versuch (s. Abb. 16, 17) zeigt das Ergebnis ausschließlicher Güllezufuhr bei Anlage 3 vom 24.01.-05.02.02. Während des Versuches herrschte im Fermenter eine Betriebstemperatur von durchschnittlich 39 °C. Bei einem Methangasgehalt von 58,2 % und einem oTS-Gehalt von 82,5 kg/m³ sowie einem TS-Gehalt von 9,8 % wurden 45 m³/m³ bzw. 0,54 m³/kg oTS Biogas produziert (s. Tab 37). Das entspricht einem spezifischen Energiewert von 261 kWh/m³. Das Ergebnis ist als sehr hoch zu bewerten und entspricht Messungen von Jäkel (mündliche Mitteilung 2004: 400 l/kg oTS). In Sachsen/Thüringen werden Anlagen aufgrund der hohen Viehbestände lediglich mit Gülle, d. h. ohne Kosubstrate, beschickt. Aufgrund dessen können dort die reinen Gasausbeuten der Gülle bestimmt werden. Linke und Vollmer (2002, 35) gehen von als hoch zu bewertenden Gasausbeuten der Gülle bei 0,28-0,44 m³ Biogas/kg oTS aus. Die weiteren in Betracht gezogenen Literaturangaben liegen in diesem Zusammenhang mit Werten von 23-36 m³ Biogas/m³ Rindergülle niedriger (s. Kap. 2.5.2.2). Eine Erklärung für diesen Umstand ist die nicht optimale Verwertung des Futters durch das Vieh, welches z. T. mit einem noch hohen Energiegehalt wieder ausgeschieden wird und in die Biogasanlage gelangt. Das Ergebnis ist

nicht pauschal auf andere Gülle verwertende Anlagen übertragbar, da die Gülle in ihren Inhaltsstoffen je nach Fütterung sowie Vorlagerzeit variiert. Dies muss bei der Kalkulation anderer Anlagen berücksichtigt werden.

Tab. 36: Biogasausbeute Rindergülle, 24.01.-05.02.02, Anlage 3

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|--------------------------------|---------------------------|---|----------------------------------|-----------------|--------------------------|------------------------|---------------------------|--------------------|------------|
| m ³ /m ³ | m ³ /kg oTS | m ³ CH ₄ /kg oTS | E.-wert [kWh/m ³] | TS [%] | kg oTS/m ³ | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] | Fe [°C] | Ng [°C] |
| 45 | 0,54 | 0,32 | 261 | 9,8 | 82,5 | 58,2 | 168 | 39,0 | 22,9 |

Tab. 37: Substratzufuhr Rindergülle, 24.01.-05.02.02, Anlage 3

oTS: organische Trockensubstanz, RG: Rindergülle

| | oTS-Gehalt [kg/m ³] | Substrat [m ³ /d] | Summe oTS-Zufuhr [kg oTS/d] |
|----|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| RG | 82,5 | 36,3 | 2995 |

Tab. 38: FRB, VW und oTS-Abbau Rindergülle, 24.01.-05.02.02, Anlage 3

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

| | Gärvolumen [m ³] | FRB [kg oTS/(m ³ *d)] | oTS-Gehalt [kg oTS/m ³] | oTS-Abbau [%] | Verweilzeit [d] |
|-----------|---------------------------------|-------------------------------------|--|------------------|--------------------|
| Fermenter | 905 | 3,3 | 34,3 | 58,4 | 24,9 |
| Nachgärer | 2500 | 1,2 | 26 | 68,5 | 68,9 |
| Summe | 3405 | | | | 93,8 |

- Gehaltsfutterrübensilage

In Anlage 4 wurde der Fermenter im Zeitraum vom 24.01.-04.02.02 nur mit Gülle und Futterrübensilage gespeist. Die Futterrüben hatten 9,3 % an Trockensubstanz und 63 kg/t an organischer Trockensubstanz (s. Tab. 39). Mit diesen Substrateigenschaften wurden 65 m³ Biogas pro Tonne Frischmasse (1,0 m³/kg oTS) bei einem Methangasgehalt von 57 % und einem Schwefelwasserstoffgehalt von 89 ppm produziert. Linke und Vollmer (2002, 31) erzielten bei Rübensilage (12 % TS) 0,95-0,99 m³/kg oTS. Das Ergebnis bestätigt die Aussage von Innovation & Energie (2001) nicht, dass Futterrüben mehr Energieoutput erzeugen als andere Futterpflanzen. Der ermittelte TS-Gehalt von 23 % der Futterrüben von Oechsner, Lemmer und Neuberg (2003) weicht signifikant ab, der Methangasgehalt von 57 % hingegen stimmt überein. Eine annähernde Konvergenz mit den Literaturangaben ist lediglich bezüglich der Aussagen von Matthias (93,5 m³/t) zu finden.

Nach Rilling (2001, 42) ist die Verarbeitung sowie Ernte und Lagerung von Futterrüben (Rode, Schneider, Ketelhake et al. 2005, 44) sehr aufwendig. Die Auffassungen des

Anlagenbetreibers stimmen mit dieser Aussage überein – die technische Handhabung der Futterrübenverwertung sei äußerst aufwendig und schwierig. Des Weiteren liegt der pH-Wert bei der Futterrübenverwertung zwischen 3 und 4, was zu starker Rostbildung des Rührwerks führt.

Tab. 39: Biogasausbeute Futterrübensilage 23.01.-04.02.02, Anlage 4

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|-------------------|---------------------------|---|--------------------|-----------------|--------------------------|------------------------|---------------------------|--------------------|------------|
| m ³ /t | m ³ /kg oTS | m ³ CH ₄ /kg oTS | E.-wert [kWh/t] | TS [%] | kg oTS/m ³ | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] | Fe [°C] | Ng [°C] |
| 65 | 1,0 | 0,57 | 371 | 9,3 | 63 | 57 | 89 | 38,2 | 38,7 |

Tab. 40: Substratzufuhr Futterrübensilage 23.01.-04.02.02, Anlage 4

FR: Futterrübensilage, oTS: organische Trockensubstanz

| | oTS-Gehalt [kg/m ³] | Substrat [m ³ /d] | Summe oTS-Zufuhr [kg oTS/d] |
|-------|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Gülle | 39 | 43,5 | 1697 |
| FR | 65 | 14,1 | 917 |
| Summe | 104 | 58 | 2613 |

Tab. 41: FRB, VW und oTS-Abbau Futterrübensilage 23.01.-04.02.02, Anlage 4

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

| | Gärvolumen [m ³] | FRB [kg oTS/(m ³ *d)] | oTS-Gehalt [kg oTS/m ³] | oTS-Abbau [%] | Verweilzeit [d] |
|-----------|---------------------------------|-------------------------------------|--|------------------|--------------------|
| Fermenter | 571 | 4,6 | 39,4 | 62,1 | 9,9 |
| Nachgärer | 905 | 2,9 | 32,2 | 69,0 | 15,7 |
| Summe | 1476 | | | | 25,6 |

- Markstammkohl

Der Versuch mit Schweinegülle (30 m³/m³) und Markstammkohl vom 12.02.-06.03.02 ergab eine Biogasproduktion von 67 m³/t Markstammkohl (0,58 m³/kg oTS). Bei einem Methangasgehalt von 54,5 % beziffert sich der spezifische Energiewert auf 365 kWh/t (s. Tab. 42). Der Methangasgehalt stimmt mit der diesbezüglichen Literaturangabe von 54 % und 63 m³/t (Keymer 2002, 43) überein.

Tab. 42: Biogasausbeute Markstammkohl 12.02.-06.03.02, Anlage 4

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|-------------------|---------------------------|---|--------------------|-----------------|--------------------------|------------------------|---------------------------|--------------------|------------|
| m ³ /t | m ³ /kg oTS | m ³ CH ₄ /kg oTS | E.-wert [kWh/t] | TS [%] | kg oTS/m ³ | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] | Fe [°C] | Ng [°C] |
| 67 | 0,58 | 0,3 | 365 | 13,8 | 114,8 | 54,5 | 325 | 38,2 | 37,8 |

Tab. 43: Substratzufuhr Markstammkohl 12.02.-06.03.02, Anlage 4

MSK: Markstammkohl, oTS: organische Trockensubstanz

| | oTS-Gehalt [kg/m ³] | Substrat [m ³ /d] | Summe oTS-Zufuhr [kg oTS/d] |
|-------|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Gülle | 39 | 31,6 | 1239 |
| MSK | 115 | 9,5 | 1091 |
| Summe | 154 | 41,1 | 2329 |

Tab. 44: FRB, VW und oTS-Abbau Markstammkohl 12.02.-06.03.02, Anlage 4

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

| | Gärvolumen [m ³] | FRB [kg oTS/(m ³ *d)] | oTS-Gehalt [kg oTS/m ³] | oTS-Abbau [%] | Verweilzeit [d] |
|-----------|---------------------------------|-------------------------------------|--|------------------|--------------------|
| Fermenter | 571 | 4,1 | 38,8 | 74,8 | 14,0 |
| Nachgärer | 905 | 2,6 | 32,2 | 79,1 | 22,0 |
| Summe | 1476 | | | | 36,0 |

- Zuckerrübenwurzelspitzen

Der Betreiber von Anlage 4 führte vom 01.12.01-06.01.02 einen Versuch ausschließlich mit Zuckerrübenwurzelspitzen und Schweinegülle durch. Dieser Versuch ergab eine Biogasproduktion von 93 m³/t Zuckerrübenwurzelspitzen (0,78 m³/kg oTS). Die Gasqualität konnte aufgrund eines Defektes des Gasanalysegerätes nicht festgehalten werden. Die Wurzelspitzen enthielten 14 % an TS und davon 69 kg/t an oTS (s. Tab 46). Die Verweilzeit betrug 65,5 Tage (s. Tab. 47). Das Ergebnis entspricht in etwa der Literaturangabe von Keymer (s. Kap. 2.5.2.2). Weiland (1997 b, 7) hingegen ermittelt eine Gasproduktion von lediglich 75 m³/t.

Tab. 45: Biogasausbeute Zuckerrübenwurzelspitzen 01.12.01-06.01.02, Anlage 4

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|-------------------|---------------------------|---|--------------------|-----------------|--------------------------|------------------------|---------------------------|--------------------|------------|
| m ³ /t | m ³ /kg oTS | m ³ CH ₄ /kg oTS | E.-wert [kWh/t] | TS [%] | kg oTS/m ³ | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] | Fe [°C] | Ng [°C] |
| 93 | 0,78 | 0,41 | 490 | 14 | 120 | defekt | defekt | 38,4 | 29,6 |

Tab. 46: Substratzufuhr Zuckerrübenwurzelspitzen 01.12.01-06.01.02, Anlage 4

oTS: organische Trockensubstanz, ZWS: Zuckerrübenwurzelspitzen

| | oTS-Gehalt | Substrat | Summe oTS-Zufuhr |
|-------|----------------------|---------------------|------------------|
| | [kg/m ³] | [m ³ /d] | [kg oTS/d] |
| Gülle | 39 | 11,6 | 452 |
| ZWS | 120 | 10,9 | 1312 |
| Summe | 159 | 23 | 1764 |

Tab. 47: FRB, VW und oTS-Abbau Zuckerrübenwurzelspitzen 01.12.01-06.01.02, Anlage 4

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

| | Gärvolumen | FRB | oTS-Gehalt | oTS-Abbau | Verweilzeit |
|-----------|-------------------|------------------------------|--------------------------|-----------|-------------|
| | [m ³] | [kg oTS/(m ³ *d)] | [kg oTS/m ³] | [%] | [d] |
| Fermenter | 571 | 3,1 | 31,3 | 80,3 | 25,3 |
| Nachgärer | 905 | 1,9 | 25,5 | 84,0 | 40,2 |
| Summe | 1476 | | | | 65,5 |

- Zuckerrübenwurzelspitzen mit Pressschnitzeln

Im Zeitraum vom 24.12.01-05.01.02 wurden bei Anlage 3 ausschließlich Zuckerrübenwurzelspitzen mit einem Anteil von Pressschnitzeln und Rindergülle verwertet. Es handelte sich dabei um die letzte Charge der Erntekampagne der Zuckerfabrik in Elsdorf, bei der die auf den Boden gefallenen Pressschnitzel eingesammelt und mitgeliefert wurden. Pressschnitzel haben im Durchschnitt einen TS-Gehalt von 28 % und einen Anteil an oTS von 210 kg/t. Zuckerrübenwurzelspitzen haben im Mittel einen TS-Gehalt von 15 % sowie einen Anteil an oTS von 72 kg/t (s. Tab 49). Das Gemisch aus beidem hatte einen TS-Gehalt von 20 % sowie einen oTS-Gehalt von 150 kg/t. Bei einer Temperatur von durchschnittlich 37,2 °C entstanden 138 m³ Biogas/t Frischmasse (0,92 m³/kg oTS). Das Biogas enthielt 56,7 % CH₄ und 129 ppm H₂S. In der Literatur sind keine Angaben zu einem derartigen Versuch zu finden.

Tab. 48: Biogasausbeute Zuckerrübenwurzelspitzen und Pressschnitzel 24.12.01-05.01.02, Anlage 3

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|-------------------|------------------------|--|-----------------|-----------------|-----------------------|---------------------|------------------------|--------------------|---------|
| m ³ /t | m ³ /kg oTS | m ³ CH ₄ /kg oTS | E.-wert [kWh/t] | TS [%] | kg oTS/m ³ | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] | Fe [°C] | Ng [°C] |
| 138 | 0,92 | 0,39 | 780 | 20 | 150 | 56,7 | 129 | 37,2 | 18,8 |

**Tab. 49: Substratzufuhr Zuckerrübenwurzelspitzen und Pressschnitzel
24.12.01-05.01.02, Anlage 3**

oTS: organische Trockensubstanz, PS: Pressschnitzel, ZWS: Zuckerrübenwurzelspitzen

| | oTS-Gehalt | Substrat | Summe oTS-Zufuhr |
|--------|----------------------|---------------------|------------------|
| | [kg/m ³] | [m ³ /d] | [kg oTS/d] |
| Gülle | 75 | 15,9 | 1188 |
| ZWS+PS | 150 | 7,1 | 1071 |
| Summe | 225 | 23 | 2259 |

**Tab. 50: FRB, VW und oTS-Abbau Zuckerrübenwurzelspitzen und Pressschnitzel
24.12.01-05.01.02, Anlage 3**

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

| | Gärvolumen | FRB | oTS-Gehalt | oTS-Abbau | Verweilzeit |
|-----------|-------------------|------------------------------|--------------------------|-----------|-------------|
| | [m ³] | [kg oTS/(m ³ *d)] | [kg oTS/m ³] | [%] | [d] |
| Fermenter | 905 | 2,5 | 43,8 | 80,5 | 39,3 |
| Nachgärer | 2500 | 0,9 | 36,4 | 83,8 | 108,7 |
| Summe | 3405 | | | | 148,0 |

- Kartoffeln

Einen weiteren Versuch führte der Anlagenbetreiber von Anlage 3 vom 13.08.-03.09.02 mit Kartoffeln der Sorte Anosta und Rindergülle durch. Die Kartoffeln fielen zur Verwertung in der Anlage an, weil sie sich aufgrund eines zu hohen Stärkeanteils nicht mehr für die ursprünglich vorgesehene Herstellung von Pommes frites eigneten. Die Kartoffeln verfügten über einen TS-Gehalt von 22 % mit einem Stärkegehalt von 16 %. Sie erzeugten 164 m³ Biogas pro Tonne Frischmasse Kartoffeln (0,82 m³/kg oTS) mit einem CH₄-Gehalt von 53,4 % und einem H₂S-Gehalt von 104,4 ppm (s. Tab 52). Dieses Ergebnis ist im Vergleich zu den Angaben von Matthias (2002, 89) von 88 m³/t als hoch zu bewerten. Mit den Angaben von 150 m³/t nach Keymer (2002, 43) stimmen die Ergebnisse hingegen fast überein.

Tab. 51: Biogasausbeute Kartoffeln 13.08.-03.09.02, Anlage 3

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|-------------------|--------------------|------------------------------------|---------|-----------------|--------------------|-----------------|------------------|--------------------|------|
| m ³ /t | m ³ /kg | m ³ CH ₄ /kg | E.-wert | TS | kg | CH ₄ | H ₂ S | Fe | Ng |
| | oTS | oTS | [kWh/t] | [%] | oTS/m ³ | [%] | [ppm] | [°C] | [°C] |
| 164 | 0,82 | 0,44 | 878 | 22 | 200 | 53,4 | 104 | 39,3 | 27,5 |

Tab. 52: Substratzufuhr Kartoffeln 13.08.-03.09.02, Anlage 3

oTS: organische Trockensubstanz

| | oTS-Gehalt | Substrat | Summe oTS-Zufuhr |
|------------|----------------------|---------------------|------------------|
| | [kg/m ³] | [m ³ /d] | [kg oTS/d] |
| Gülle | 75 | 14,9 | 1118 |
| Kartoffeln | 200 | 6,1 | 1220 |
| Summe | 275 | 21 | 2338 |

Tab. 53: FRB, VW und oTS-Abbau Kartoffeln 13.08.-03.09.02, Anlage 3

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

| | Gärvolumen | FRB | oTS-Gehalt | oTS-Abbau | Verweilzeit |
|-----------|-------------------|------------------------------|--------------------------|-----------|-------------|
| | [m ³] | [kg oTS/(m ³ *d)] | [kg oTS/m ³] | [%] | [d] |
| Fermenter | 905 | 2,6 | 50,2 | 81,7 | 43,4 |
| Nachgärer | 2500 | 0,9 | 41,0 | 85,1 | 120,0 |
| Summe | 3405 | | | | 163,4 |

- Maissilage (1)

Ein zweiter Versuch zur Gasproduktion einzelner Substrate wurde bei Anlage 3 vom 06.-22.01.02 mit ausschließlich Maissilage und Rindergülle durchgeführt. Die Maissilage verfügt über einen oTS-Gehalt von 254 kg/t und einen TS-Gehalt von 27,2 % (s. Tab. 54). Die durchschnittliche Fermentertemperatur betrug 39,1 °C. Bei rund 40 m³ Biogas/m³ Gülle (s. o.) ergibt Maissilage 188 m³ Biogas/t (0,74 m³/kg oTS), mit einem durchschnittlichen Methangasgehalt von 54,9 % und einem H₂S-Gehalt von 440 ppm. Dies entspricht einem spezifischen Energiewert von 1030 kWh/t (s. Tab. 54).

Nach den Laborversuchen von Heiermann, Schelle und Plöchl (2002, 20) werden bei unterschiedlichen Maissorten 0,73-1,13 m³ Biogas/kg oTS erzielt. Danach sind die erzielten Ergebnisse mit bis zu 1,13 m³ Biogas/kg oTS als äußerst hoch einzustufen. Außerordentlich hoch beziffert sind gleichermaßen die Methangasgehalte von 64-69 %, von denen die in der Praxis ermittelten Ergebnisse mit 54,9 % deutlich abweichen. Linke und Vollmer (2002, 31) sprechen aufgrund ausgewerteter Laborversuche von einer auf Maissilage basierenden Gasausbeute in Höhe von 0,8 m³/kg oTS.

Tab. 54: Biogausbeute Maissilage (1) 06.-22.01.02, Anlage 3

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|-------------------|--------------------|------------------------------------|---------|-----------------|--------------------|-----------------|------------------|--------------------|------|
| m ³ /t | m ³ /kg | m ³ CH ₄ /kg | E.-wert | TS | kg | CH ₄ | H ₂ S | Fe | Ng |
| | oTS | oTS | [kWh/t] | [%] | oTS/m ³ | [%] | [ppm] | [°C] | [°C] |
| 188 | 0,74 | 0,41 | 1030 | 27,2 | 254 | 54,9 | 440 | 39,1 | 17,9 |

Tab. 55: Substratzufuhr Maissilageversuch (1) 06.-22.01.02, Anlage 3

oTS: organische Trockensubstanz

| | oTS-Gehalt | Substrat | Summe oTS-Zufuhr |
|-------|----------------------|---------------------|------------------|
| | [kg/m ³] | [m ³ /d] | [kg oTS/d] |
| Gülle | 75 | 14,8 | 1112 |
| Mais | 254 | 6,4 | 3764 |
| Summe | 329 | 14,8 | 4876 |

Tab. 56: FRB, VW und oTS-Abbau Maissilageversuch (1) 06.-22.01.02, Anlage 3

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

| | Gärvolumen | FRB | oTS-Gehalt | oTS-Abbau | Verweilzeit |
|-----------|-------------------|------------------------------|--------------------------|-----------|-------------|
| | [m ³] | [kg oTS/(m ³ *d)] | [kg oTS/m ³] | [%] | [d] |
| Fermenter | 905 | 5,4 | 4,4 | 86,7 | 42,7 |
| Nachgärer | 2500 | 2,0 | 2,6 | 92,2 | 117,9 |
| Summe | 3405 | | | | 160,6 |

- Maissilage (2)

Vom 02.-19.03.03 wurden bei Anlage 2 ausschließlich Maissilage und Gülle verwertet. Die Gülle wird bei Anlage 2 bei einem TS-Gehalt von 6 % mit 30 m³/m³ kalkuliert. Die Verweilzeit von Fermenter und Nachgärer zusammen beträgt 62,9 Tage (s. Tab. 59). Bei einer Temperatur von durchschnittlich 40 °C im Fermenter entstanden 189 m³ Biogas/t Frischmasse (0,76 m³/kg oTS). Das Biogas enthält 55,3 % CH₄ und 127 ppm H₂S (s. Tab 58). Das ergibt einen spezifischen Energiewert von 1042,4 kWh/t. Von der Maissilage steht ebenfalls eine Weender Futteranalyse zur Verfügung (s. Tab. 60). Das Ergebnis zeigt ähnliche Tendenzen wie die, die in der Literatur zu finden sind (s. Kap. 2.5.2.2). Lediglich die Angaben von Heiermann, Schelle und Plöchl (2002, 20) weichen mit 0,73-1,13 m³ Biogas/kg oTS und 64-69 % Methangasgehalt stark von dem Ergebnis des Versuches bei Anlage 2 ab (s. o.).

Tab. 57: Biogasausbeute Maissilage (2) 02.-19.03.03, Anlage 2

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|-------------------|------------------------|--|-----------------|-----------------|-----------------------|---------------------|------------------------|--------------------|---------|
| m ³ /t | m ³ /kg oTS | m ³ CH ₄ /kg oTS | E.-wert [kWh/t] | TS [%] | kg oTS/m ³ | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] | Fe [°C] | Ng [°C] |
| 189 | 0,76 | 0,42 | 1042 | 26 | 247 | 55,3 | 127 | 40 | 25,9 |

Tab. 58: Substratzufuhr Maissilageversuch (2) 02.-19.03.03, Anlage 2

oTS: organische Trockensubstanz

| | oTS-Gehalt [kg/m ³] | Substrat [m ³ /d] | Summe oTS-Zufuhr [kg oTS/d] |
|-------|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Gülle | 60 | 24,0 | 1440 |
| Mais | 247 | 7,8 | 1927 |
| Summe | 307 | 31,8 | 3367 |

Tab. 59: FRB, VW und oTS-Abbau Maissilageversuch (2) 02.-19.03.03, Anlage 2

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

| | Gärvolumen [m ³] | FRB [kg oTS/(m ³ *d)] | oTS-Gehalt [kg oTS/m ³] | oTS-Abbau [%] | Verweilzeit [d] |
|-----------|---------------------------------|-------------------------------------|--|------------------|--------------------|
| Fermenter | 905 | 3,7 | 52,1 | 83,0 | 28,4 |
| Nachgärer | 1100 | 3,1 | 37,1 | 87,9 | 34,5 |
| Summe | 2005 | | | | 62,9 |

Tab. 60: Weender Futteranalyse Maissilage

FM: Frischmasse, TM: Trockenmasse

| | [%] |
|-------------|------|
| Rohfaser TM | 28,1 |
| Rohfaser FM | 6,9 |
| Rohfett TM | 1,5 |
| Rohfett FM | 0,4 |

- Milch

Aufgrund des Nachweises von Antibiotika konnte eine Charge Milch nicht für die Nahrungsmittelherstellung verwertet werden. Daher konnte ein Versuch mit Milch und Rindergülle vom 11.-22.04.03 durchgeführt werden. Die Milch verfügt über einen Fettgehalt von 4,2 % und einen Eiweißgehalt von 3,4 %. Bei einer durchschnittlichen Fermentertemperatur von 38,4 °C wurden 197 m³ Biogas pro Kubikmeter Milch (1,61 m³/kg oTS) produziert (s. Tab. 61). Zur Zeit der Versuchsdurchführung war das Gasanalysegerät im entschwefelten Bereich defekt, so dass hier Werte aus dem nicht entschwefelten Bereich zugrunde liegen. Der Methangasgehalt beziffert sich auf 62,1 % und der Schwefelwasserstoffgehalt auf 2528 ppm. Bei einer durchschnittlichen Methangas- und Schwefelwasserstoffreduktion um 5,9 % sowie 354 ppm (s. Kap. 4.1.2.3) entspricht das einem Methangasgehalt von 56,2 % (spezifischer Energiewert 1105,4 kWh/m³) und einem Schwefelwasserstoffgehalt von 2174 ppm. Die Schwefelwasserstoffwerte fallen bei Zufuhr von Milch besonders hoch aus, was auf den hohen Eiweißgehalt zurückzuführen ist. Wie bereits in Abb. 13 dargestellt, ist der Schwefelwasserstoffgehalt abgesehen davon auch von

den Rührwerkslaufzeiten im Nachgärer abhängig. Zu der Vergärung von Milch sind in der Literatur keine Vergleichswerte zu finden.

Tab. 61: Biogasausbeute Milch 11.-22.04.03, Anlage 3

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|--------------------------------|---------------------------|---|----------------------------------|-----------------|--------------------------|------------------------|---------------------------|--------------------|------------|
| m ³ /m ³ | m ³ /kg oTS | m ³ CH ₄ /kg oTS | E.-wert [kWh/m ³] | TS [%] | kg oTS/m ³ | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] | Fe [°C] | Ng [°C] |
| 197 | 1,61 | 0,91 | 1105 | 12,9 | 122 | 56,2 | 2174 | 38,4 | 22,1 |

Tab. 62: Substratzufuhr Milch 11.-22.04.03, Anlage 3

oTS: organische Trockensubstanz

| | oTS-Gehalt [kg/m ³] | Substrat [m ³ /d] | Summe oTS-Zufuhr [kg oTS/d] |
|-------|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Gülle | 75 | 15,9 | 1193 |
| Milch | 122 | 5,6 | 681 |
| Summe | 197 | 21,5 | 1873 |

Tab. 63: FRB, VW und oTS-Abbau Milch 11.-22.04.03, Anlage 3

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

| | Gärvolumen [m ³] | FRB [kg oTS/(m ³ *d)] | oTS-Gehalt [kg oTS/m ³] | oTS-Abbau [%] | Verweilzeit [d] |
|-----------|---------------------------------|-------------------------------------|--|------------------|--------------------|
| Fermenter | 905 | 2,1 | 47,3 | 76,0 | 42,2 |
| Nachgärer | 2500 | 0,7 | 35,7 | 81,9 | 116,5 |
| Summe | 3405 | | | | 158,7 |

- Speiseabfälle (1)

Bei Anlage 1 wurde der erste Versuch mit Speiseabfällen und Rindergülle vom 09.03.-06.04.03 durchgeführt. Die durchschnittliche Biogasproduktion der Rindergülle wird bei den Berechnungen mit 40 m³/m³ kalkuliert. Die Biogasausbeute von 289 m³/m³ (1,56 m³/kg oTS) bei einem TS-Gehalt von 16,9 % fällt sehr hoch aus (s. Tab. 64). Der spezifische Energiewert bezieht sich somit auf 1816 kWh/m³. Dies resultiert vermutlich aus dem hohen Fettgehalt der Speiseabfälle (s. Tab. 67). Zu diesem Zeitpunkt konnte aufgrund der noch vorhandenen finanziellen Kapazitäten eine Weender Futteranalyse durchgeführt werden, die Aufschluss über den Faser-, Fett- und Proteingehalt des Substrates gibt.

Tab. 64: Biogausbeute Speiseabfälle (1) 09.03.-06.04.03, Anlage 1

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|--------------------------------|---------------------------|---|----------------------------------|-----------------|--------------------------|------------------------|---------------------------|--------------------|------------|
| m ³ /m ³ | m ³ /kg oTS | m ³ CH ₄ /kg oTS | E.-wert [kWh/m ³] | TS [%] | kg oTS/m ³ | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] | Fe [°C] | Ng [°C] |
| 289 | 1,56 | 0,98 | 1816 | 16,9 | 185 | 62,8 | 197 | 38,2 | 37,6 |

Tab. 65: Substratzufuhr Speiseabfälle (1) 09.03.-06.04.03, Anlage 1

oTS: organische Trockensubstanz, Speiseabf.: Speiseabfälle

| | oTS-Gehalt [kg/m ³] | Substrat [m ³ /d] | Summe oTS-Zufuhr [kg oTS/d] |
|------------|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Gülle | 64 | 7,0 | 448 |
| Speiseabf. | 185 | 6,0 | 1110 |
| Summe | 249 | 13 | 1558 |

Tab. 66: FRB, VW und oTS-Abbau Speiseabfälle (1) 09.03.-06.04.03, Anlage 1

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

| | Gärvolumen [m ³] | FRB [kg oTS/(m ³ *d)] | oTS-Gehalt [kg oTS/m ³] | oTS-Abbau [%] | Verweilzeit [d] |
|-----------|---------------------------------|-------------------------------------|--|------------------|--------------------|
| Fermenter | 610 | 2,6 | 45,9 | 81,6 | 47,2 |
| Nachgärer | 1182 | 1,3 | 39,8 | 84,0 | 91,4 |
| Endlager | 1276 | | | | 98,7 |
| Summe | 3068 | | | | 237,2 |

Tab. 67: Weender-Futteranalyse Speiseabfälle (1), Anlage 1

FM: Frischmasse, TM: Trockenmasse

| | [%] |
|-------------|------|
| Rohfaser TM | 3,0 |
| Rohfaser FM | 0,5 |
| Rohfett TM | 38,9 |
| Rohfett FM | 6,6 |

- Speiseabfälle (2)

Über den Zeitraum vom 10.12.03-06.01.04 hinweg wurde der Versuch von Anlage 1 Speiseabfälle und Rindergülle wiederholt. Bei einem TS-Gehalt von 15,8 % wurden 151 m³/m³ (1,06 m³/kg oTS) erzeugt (s. Tab. 68). Der Methangasgehalt beläuft sich auf 60,2 %, wodurch sich ein spezifischer Energiewert von 910 kWh/m³ errechnet. Der Schwefelwasserstoffsensord war zu der Zeit der Versuchsdurchführung defekt, so dass zur

Höhe des Schwefelwasserstoffgehaltes keine Aussagen getroffen werden können. Beide Versuchsergebnisse mit Speiseabfällen bestätigen die der Literatur entnommenen Annahmen, dass die Biogasausbeute aufgrund unterschiedlicher Zusammensetzungen der zugeführten Substrate stark variieren kann (50-480 m³/t).

Tab. 68: Biogasausbeute Speiseabfälle (2) 10.12.03-06.01.04, Anlage 1

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|--------------------------------|---------------------------|---|----------------------------------|-----------------|--------------------------|------------------------|---------------------------|--------------------|------------|
| m ³ /m ³ | m ³ /kg oTS | m ³ CH ₄ /kg oTS | E.-wert [kWh/m ³] | TS [%] | kg oTS/m ³ | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] | Fe [°C] | Ng [°C] |
| 151 | 1,06 | 0,64 | 910 | 15,8 | 142 | 60,2 | defekt | 38,2 | 28,8 |

Tab. 69: Substratzufuhr Speiseabfälle (2) 10.12.03-06.01.04, Anlage 1

oTS: organische Trockensubstanz, Speiseabf.: Speiseabfälle

| | oTS-Gehalt [kg/m ³] | Substrat [m ³ /d] | Summe oTS-Zufuhr [kg oTS/d] |
|------------|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Gülle | 64 | 13,8 | 882 |
| Speiseabf. | 142 | 9,6 | 1365 |
| Summe | 206 | 23,4 | 2247 |

Tab. 70: FRB, VW und oTS-Abbau Speiseabfälle (2) 10.12.03-06.01.04, Anlage 1

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

| | Gärvolumen [m ³] | FRB [kg oTS/(m ³ *d)] | oTS-Gehalt [kg oTS/m ³] | oTS-Abbau [%] | Verweilzeit [d] |
|-----------|---------------------------------|-------------------------------------|--|------------------|--------------------|
| Fermenter | 610 | 3,7 | 44,3 | 78,5 | 26,1 |
| Nachgärer | 1182 | 1,9 | 39,2 | 81,0 | 50,5 |
| Endlager | 1276 | | | | 54,6 |
| Summe | 3068 | | | | 131,2 |

- Getrockneter Körnerraps

Ein Gärversuch ausschließlich mit getrocknetem Körnerraps und Schweinegülle wurde bei Anlage 4 vom 01.03.-21.05.04 vollzogen. Der Körnerraps fiel zufällig als Frachtgut eines auf dem Niederrhein havarierenden Frachters an, für den Anlage 4 die Möglichkeit bot, es sinnvoll zu verwerten. Der Körnerraps enthält einen außerordentlich hohen TS-Gehalt von 91,7 % und aufgrund des hohen Fettgehaltes beträgt der Methangasgehalt 61,6 %. Es wurde eine Gasausbeute von 549 m³/t (1,15 m³/kg oTS) erzielt und damit ein spezifischer Energiewert von 3368 kWh/t (s. Tab. 71). Beides ist als enorm hoch zu bewerten. Zu Gasausbeuten von Körnerraps sind ebenfalls in der Literatur keine Ergebnisse zu finden.

Tab. 71: Biogasausbeute getrockneter Körnerraps 01.03.-21.05.04, Anlage 4

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|-------------------|---------------------------|---|--------------------|-----------------|--------------------------|------------------------|---------------------------|--------------------|------------|
| m ³ /t | m ³ /kg oTS | m ³ CH ₄ /kg oTS | E.-wert [kWh/t] | TS [%] | kg oTS/m ³ | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] | Fe [°C] | Ng [°C] |
| 549 | 1,15 | 0,71 | 3368 | 91,7 | 477 | 61,4 | 432 | 40,2 | 39,5 |

Tab. 72: Substratzufuhr getrockneter Körnerraps 01.03.-21.05.04, Anlage 4

oTS: organische Trockensubstanz

| | oTS-Gehalt [kg/m ³] | Substrat [m ³ /d] | Summe oTS-Zufuhr [kg oTS/d] |
|-------|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Gülle | 39 | 15,8 | 616 |
| Raps | 477 | 4,0 | 1908 |
| Summe | 516 | 19,8 | 2524 |

Tab. 73: FRB, VW und oTS-Abbau getrockneter Körnerraps 01.03-21.05.04, Anlage 4

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

| | Gärvolumen [m ³] | FRB [kg oTS/(m ³ *d)] | oTS-Gehalt [kg oTS/m ³] | oTS-Abbau [%] | Verweilzeit [d] |
|-----------|---------------------------------|-------------------------------------|--|------------------|--------------------|
| Fermenter | 571 | 4,4 | 39,4 | 92,4 | 28,8 |
| Nachgärer | 905 | 2,8 | 33,2 | 93,6 | 45,6 |
| Summe | 1476 | | | | 74,4 |

Tab. 74: Weender-Futteranalyse getrockneter Körnerraps, Anlage 4

FM: Frischmasse, TM: Trockenmasse

| | [%] |
|-------------|------|
| Rohfaser TM | 19,6 |
| Rohfaser FM | 18 |
| Rohfett TM | 46,5 |
| Rohfett FM | 42,7 |

- Sonnenblumenöl

Vom 25.03.-09.04.02 wurde ein Versuch mit Sonnenblumenöl und Schweinegülle durchgeführt. Bei der Vergärung ergibt Sonnenblumenöl 559 m³ Biogas/m³ Sonnenblumenöl (1,7 m³/kg oTS). Das Biogas enthielt 61,7 % CH₄ und 960 ppm H₂S (s. Tab. 75). Der hohe Schwefelgehalt ist darauf zurückzuführen, dass der Tank in dem das Sonnenblumenöl lagerte, mit H₂SO₃ gereinigt wurde und hierdurch hohe Schwefelwasserstoffwerte verursacht wurden. Der TS-Gehalt beläuft sich auf 38 % und der oTS auf 370 kg/m³. Der spezifische Energiewert entspricht 3451 kWh/m³. Der spezifische Energiewert und die Gasproduktion verdeutlichen den hohen Energiegehalt vom Sonnenblumenöl. Aus der Literatur sind keine Vergleichswerte zu entnehmen.

Tab. 75: Biogasausbeute Sonnenblumenöl 25.03.-09.04.02, Anlage 4

E.-wert: Energiewert, Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| Biogasproduktion | | | spez. | Substratanalyse | | Gasanalyse | | Substrattemperatur | |
|--------------------------------|------------------------|--|-------------------------------|-----------------|-----------------------|---------------------|------------------------|--------------------|---------|
| m ³ /m ³ | m ³ /kg oTS | m ³ CH ₄ /kg oTS | E.-wert [kWh/m ³] | TS [%] | kg oTS/m ³ | CH ₄ [%] | H ₂ S [ppm] | Fe [°C] | Ng [°C] |
| 559 | 1,7 | 1,0 | 3451 | 38 | 335 | 61,7 | 960 | 39,4 | 39,0 |

Tab. 76: Substratzufuhr Sonnenblumenöl 25.03.-09.04.02, Anlage 4

oTS: organische Trockensubstanz, SBÖ: Sonnenblumenöl

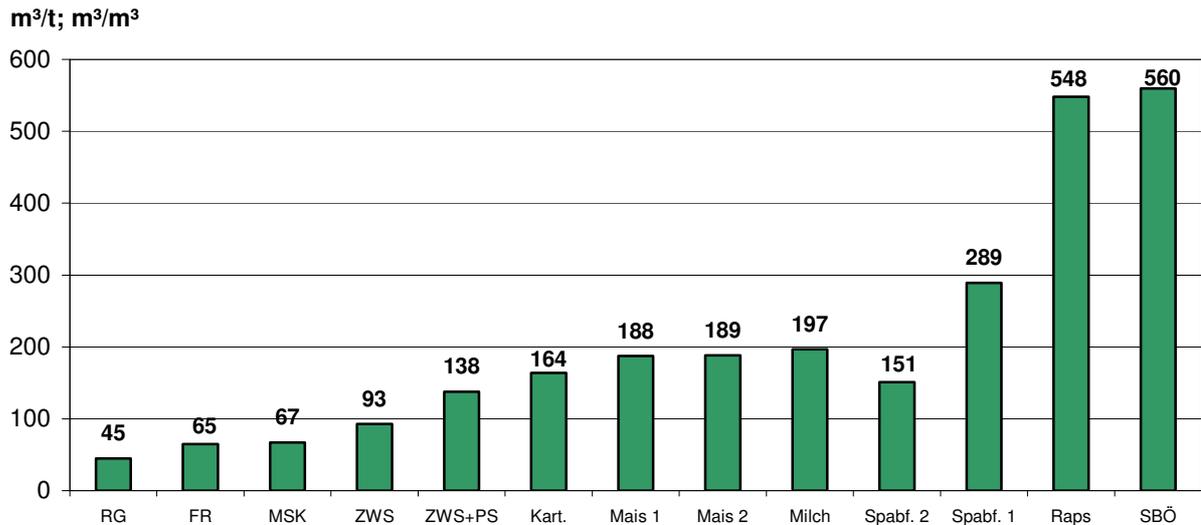
| | oTS-Gehalt [kg/m ³] | Substrat [m ³ /d] | Summe oTS-Zufuhr [kg oTS/d] |
|-------|---------------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| Gülle | 39 | 6,8 | 265 |
| SBÖ | 335 | 2,9 | 978 |
| Summe | 374 | 9,7 | 1243 |

Tab. 77: FRB, VW und oTS-Abbau Sonnenblumenöl 25.03.-09.04.02, Anlage 4

FRB: Faulraumbelastung, oTS: organische Trockensubstanz, VW: Verweilzeit

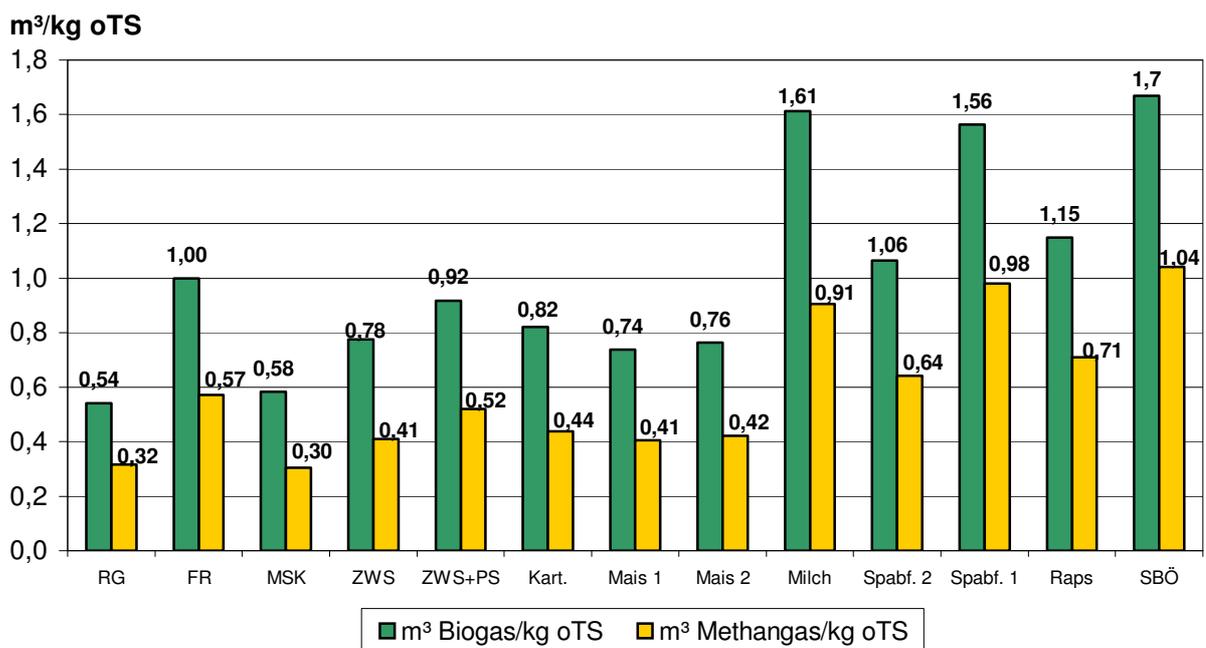
| | Gärvolumen [m ³] | FRB [kg oTS/(m ³ *d)] | oTS-Gehalt [kg oTS/m ³] | oTS-Abbau [%] | Verweilzeit [d] |
|-----------|------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|---------------|-----------------|
| Fermenter | 571 | 2,2 | 33,5 | 91,0 | 58,7 |
| Nachgärer | 905 | 1,4 | 30,8 | 91,8 | 93,1 |
| Summe | 1476 | | | | 151,8 |

Die hohen Abbauraten von kg oTS zwischen 58 und 94 % sind durch die Zuführung des Ausgangsmaterials zu bereits abgebautem Material in den Gärbehältern zu erklären.



FR: Futterrübensilage, Kart.: Kartoffeln, MSK: Markstammkohl, PS: Pressschnitzel, Raps: getrockneter Körneraps, RG: Rindergülle, SBÖ: Sonnenblumenöl, Spabf.: Speiseabfälle, ZWS: Zuckerrübenwurzelspitzen

Abb. 16: Biogasproduktion einzelner Substrate pro m³ bzw. t bestimmter Messzeiträume



FR: Futterrübensilage, Kart.: Kartoffeln, MSK: Markstammkohl, PS: Pressschnitzel, Raps: getrockneter Körneraps, RG: Rindergülle, SBÖ: Sonnenblumenöl, Spabf.: Speiseabfälle, ZWS: Zuckerrübenwurzelspitzen

Abb. 17: Biogasproduktion einzelner Substrate pro kg oTS bestimmter Messzeiträume

In Tab. 78 sind die Untersuchungsergebnisse der Anlagen 1-4 und zum Vergleich Literaturangaben aufgelistet. Anzumerken ist, dass zum Teil erhebliche Unterschiede zu den Laboranalysenergebnissen bestehen. Lediglich die berechneten Angaben nach Buswell von Keymer (2002, 43) zeigen geringere Abweichungen (s. Kap. 2.5.2.2).

Tab. 78: Vergleich der Untersuchungsergebnisse mit den Literaturangaben

Eigene Unters.: Eigene Untersuchungen, FR: Futterrübensilage, MKS: Markstammkohl, SBÖ: Sonnenblumenöl, ZWS+PS: Zuckerrübenwurzelspitzen + Pressschnitzel

| Substrat | Biogasausbeute | | Literatur | | Autor |
|-------------|-------------------|---------------------------|-------------------|---------------------------|--------------------------------------|
| | m ³ /t | m ³ /kg oTS | m ³ /t | m ³ /kg oTS | |
| FR | 65 | 1,0 | | 0,4-0,55 | Graf (2003, 81) |
| | | | 97 | | Innovation&Energie (3/2001, 6) |
| | | | 93,5 | | Matthias (2002, 89) |
| | | | 80-95 | | Rilling (2001, 39 ff.) |
| | | | 95 | | Weiland (2004, 18) |
| Körnerraps | 548 | 1,15 | | | |
| Kartoffeln | 164 | 0,82 | 88 | | Matthias (2002, 89) |
| | | | 150 | | Keymer (2002, 43) (berechnet) |
| | | | | 0,4 | Schnell (2002, 54) |
| Maissilage | 188 | 0,74 | 208 | | Biogas Fachverband (2000, 6) |
| Maissilage | 189 | 0,76 | | 0,4-0,55 | Graf (2003, 81) |
| | | | | 0,73-1,13 | Heiermann, Schelle Plöchl (2002, 20) |
| | | | 202 | | Keymer (2002, 43) (berechnet) |
| | | | | 0,82-1,16 | Linke, Vollmer (2002, 31 ff.) |
| | | | 208,3 | | Matthias (2002, 89) |
| | | | 180-240 | | Rilling (2001, 39 ff.) |
| | | | | 0,68-0,73 | Sedlmeier (2003, 46) |
| | | | 213 | | Weiland (2004, 18) |
| MKS | 67 | 0,58 | 63 | | Keymer (2002, 43) (berechnet) |
| Milch | 197 | 1,61 | | | |
| Rindergülle | 45 | 0,54 | 25-35 | | Biogas Fachverband (2000, 22) |
| | | | | 0,2-0,25 | Graf (2003, 81) |
| | | | | 0,28-0,44 | Linke, Vollmer (2002, 31 ff.) |
| | | | 25-35 | | Rilling (2001, 39 ff.) |
| | | | 25-36 | | Roost (2002, 5) |
| | | | | 0,2 | Schnell (2002, 54) |
| | | | 25 | | Weiland (1997 b, 7) |
| | | | 23 | | Weiland (2004, 18) |
| SBÖ | 560 | 1,7 | | | |
| Speiseabf. | 151 | 1,56 | 50-480 | 0,2-0,5 | FNR (2004, 93) |
| Speiseabf. | 289 | 1,06 | | 0,5 | Oechsner (1996, 5) |
| | | | 240 | | Roost (2002, 5) |
| ZWS | 93 | 0,78 | 96 | | Keymer (2002, 43) (berechnet) |
| | | | 75 | | Weiland (1997 b, 7) |
| ZWS+PS | 138 | 0,92 | | | |

4.1.2.7 Normgasproduktion pro Kubikmeter Nettogär volumen

Tab. 79 zeigt die Gasproduktion für alle Gärsubstrate angegeben in Normgas bezogen auf das Nettogär volumen des Fermenters sowie die Gaserzeugung bezogen auf das Nettogär volumen von Fermenter und Nachgärer zusammen.

Die Ergebnisse spiegeln deutlich wider, dass Anlage 1 und 4, die 3,2 bzw. 3,3 m³ Biogas pro Kubikmeter Nettogär volumen erzeugen, sehr gut ausgelastet sind. Im Vergleich dazu wird in Anlage 2 und 3 mit 2,0 und 1,8 m³/m³ weitaus weniger Biogas produziert. Die Variationskoeffizienten bezogen auf die vier Anlagen insgesamt von 29,4 % und 37,2 % verdeutlichen die verschiedenartigen Ergebnisse. Mit Blick auf die Aussagen von Schmitz (2004, 127), der von einer Gasproduktion von 1,2-1,7 m³/m³ spricht, ist für alle Anlagen festzuhalten, dass sie sehr gut ausgelastet sind. Allerdings kann der Publikation nicht entnommen werden, ob sich die Berechnungen – wie in der vorliegenden Untersuchung – auf Normgas und auf das Nettogär volumen beziehen (s. Kap. 4.1.2.1). Bezogen auf das Gesamtnettogär volumen von Fermenter und Nachgärer (NG) insgesamt ist Anlage 3 mit 0,5 m³/m³ im Vergleich zu den Anlagen 1, 2 und 4 mit 0,9-1,3 m³/m³ am wenigsten ausgelastet.

Tab. 79: Normgasproduktion bezogen auf Nettogär volumen der Anlagen

Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Anlage 1 | Anlage 2 | Anlage 3 | Anlage 4 | $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | $\sigma_{1,2,3,4}$ | $V_{1,2,3,4}$ |
|--|----------|----------|----------|----------|---------------------|--------------------|---------------|
| Gasproduktion im Fermenter [m ³ /(m ³ *d)] | 3,2 | 2,0 | 1,8 | 3,3 | 2,6 | 0,8 | 29,4 |
| Gasproduktion in Fe + Ng [m ³ /(m ³ *d)] | 1,1 | 0,9 | 0,5 | 1,3 | 0,9 | 0,3 | 37,2 |
| Fermentervolumen [m ³] | 610 | 905 | 905 | 571 | | | |
| Nachgärervolumen [m ³] | 1182 | 1100 | 2500 | 905 | | | |
| Gär volumen insgesamt [m ³] | 1792 | 2005 | 3405 | 1476 | | | |

4.1.2.8 Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas und Nettogär volumen

In den folgenden Tabellen 80-82 wird die durchschnittliche Stromproduktion (s. Kap. 4.1.4) bezogen auf den Kubikmeter Biogas und das Nettogär volumen des Fermenters sowie des Nachgärers dargestellt.

Anlage 1 und 4 erzielen mit 7,8 und 8,1 kWh_{el}/(m³*d) deutlich mehr Strom pro Kubikmeter im Fermenter als Anlage 2 und 3 mit 4,9 und 3,9 kWh_{el}/(m³*d) (s. Tab. 80). Anlage 1 und 4 verfügen über ein geringeres Fermentervolumen als Anlage 2 und 3 und produzieren dennoch im zugrunde gelegten Messzeitraum mehr Strom als Anlage 2 und 3. Dies ist in Bezug auf Anlage 2 darauf zurückzuführen, dass es im Frühjahr 2002 zu Störungen des biologischen Abbauprozesses kam und in Bezug auf Anlage 3 darauf, dass eine geringere elektrische Leistung installiert war.

Bezogen auf das Volumen von Fermenter und Nachgärer zusammen zeigt sich bei Anlage 2 eine weniger ausgeprägte Abweichung zu Anlage 1 und 4, da die Volumina der Nachgärer von Anlage 1 und 2 fast identisch und größer sind als bei Anlage 4 (s. Tab. 80). Anlage 4 verzeichnet die höchste Stromproduktion pro Kubikmeter Gärvolumen aufgrund des kleinsten Gesamtvolumens von Fermenter und Nachgärer. Bei Anlage 3 fällt die Stromproduktion aufgrund des 2500 m³ großen Nachgärers, der gleichzeitig als Endlager dient, sehr niedrig aus. Die Ergebnisse zeigen, dass Anlage 2 und 3 die installierte elektrische Leistung von 200 und 160 kW_{el} noch erhöhen können. Anlagen 1 und 4 werden in Kürze die installierte elektrische Leistung von 200 kW_{el} auf 380 bzw. 400 kW_{el} erhöhen, was bedeutet, dass sich die Stromproduktion pro Kubikmeter Gärvolumen noch weiter erhöhen wird. Identische Tendenzen sind aus den Resultaten der Normgasproduktion pro Kubikmeter Nettogärvolumen zu erkennen (s. Kap. 4.1.2.7).

Tab. 80: Stromproduktion bezogen auf das Gärvolumen der Anlagen

Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Anlage 1 | Anlage 2 | Anlage 3 | Anlage 4 | $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | $\sigma_{1,2,3,4}$ | $V_{1,2,3,4}$ |
|--|----------|----------|----------|----------|---------------------|--------------------|---------------|
| Fermenter [kWh _{el} /(m ³ *d)] | 7,8 | 4,9 | 3,9 | 8,1 | 6,2 | 1,8 | 29,2 |
| Fermenter [kWh _{el} /(m ³ *a)] | 2847 | 1789 | 1424 | 2957 | 2257 | 658 | 29,2 |
| Fe + Ng [kWh _{el} /(m ³ *d)] | 2,6 | 2,2 | 1,0 | 3,1 | 2,3 | 0,8 | 34,3 |
| Fe + Ng [kWh _{el} /(m ³ *a)] | 949 | 803 | 365 | 1131 | 840 | 292 | 34,3 |
| Fermentervolumen [m ³] | 610 | 905 | 905 | 571 | | | |
| Nachgärervolumen [m ³] | 1182 | 1100 | 2500 | 905 | | | |
| Gärvolumen insgesamt [m ³] | 1792 | 2005 | 3405 | 1476 | | | |

In Tab. 81 und 82 sind die Ergebnisse der acht BHKW zusammengefasst dargestellt (Einzelergebnisse s. Anhang, Tab. 132-139). Im Durchschnitt der acht BHKW werden 2,0 kWh_{el}/m³ Biogas erzeugt, was mit den in der Literatur zu findenden Angaben übereinstimmt, wobei bei den theoretischen Aussagen nicht immer erkennbar ist, ob sich die Berechnungen auf Normgas beziehen, und ob der Heizölanteil herausgerechnet wurde. Die Stromproduktion inklusive Heizöl beziffert sich auf 2,3 kWh_{el}/m³. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt 35,5 %. Es ist jedoch anzumerken, dass die Resultate von Anlage 3, die mit 80 kW_{el}-Motoren ausgestattet ist, deutlich von den anderen sechs BHKW, die mit 100 kW_{el}-Motoren ausgestattet sind, abweichen. Die beiden 80 kW_{el}-Motoren von Anlage 3 produzieren lediglich 1,7 kWh_{el}/m³ Biogas und 1,9 kWh_{el}/m³ inklusive Heizöl. Bei Betrachtung der 100 kW_{el}-Motoren in Tab. 81 fällt im Mittel eine Diskrepanz zu den 80 kW_{el}-Motoren von 0,4 kWh/m³ Biogas und 0,6 kWh_{el}/m³ Biogas inklusive Heizöl auf. Die 100 kW_{el}-Motoren produzieren im Durchschnitt 2,1 kWh_{el}/m³ Biogas und 2,5 kWh_{el}/m³ Biogas inklusive Heizöl. Da ein Zusammenhang zwischen Wirkungsgrad_{el} und kWh_{el}/m³ Biogas (0,7) zu erkennen ist, spiegelt sich der Unterschied der Motoren ebenfalls in den Wirkungsgraden von 31,5 % (80 kW) bzw. 37 % (100 kW) wider.

Tab. 81: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas der acht BHKW

BHKW: Blockheizkraftwerk, n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, R: Korrelationskoeffizient

| | Anlage 1 (2*100) | | Anlage 2 (2*100) | | Anlage 3 (2*80) | | Anlage 4 (2*100) | |
|------------------------------------|------------------|--------|------------------|--------|-----------------|--------|------------------|--------|
| | BHKW 1 | BHKW 2 | BHKW 1 | BHKW 2 | BHKW 1 | BHKW 2 | BHKW 1 | BHKW 2 |
| kWh/m ³ Biogas | 2,1 | 2,2 | 2,1 | 2,1 | 1,7 | 1,7 | 2,2 | 2,0 |
| kWh/m ³ Biogas + Heizöl | 2,4 | 2,6 | 2,4 | 2,3 | 1,9 | 2,0 | 2,7 | 2,5 |
| Wirkungsgrad _{el} | 36,5 | 38,2 | 36,8 | 36,6 | 31,6 | 31,3 | 38,4 | 35,5 |

Tab. 82: Vergleich Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas der acht BHKWn: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, R: Korrelationskoeffizient, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | $\bar{x}_{1,2,3...8}$ | $\sigma_{1,2,3...8}$ | $V_{1,2,3...8}$ |
|---|-----------------------|----------------------|-----------------|
| kWh/m ³ Biogas | 2,0 | 0,2 | 10,9 |
| kWh/m ³ Biogas + Heizöl | 2,3 | 0,3 | 12,0 |
| Wirkungsgrad _{el} | 35,6 | 2,7 | 7,7 |
| R Wirkungsgrad _{el} zu kWh/m ³ Biogas | 0,7 | | |
| N | 350 | | |
| P | < 0,001 | | |

In der Literatur sind Angaben zwischen 1,1 und 2,6 kWh/m³ zu finden, die teilweise von den Ergebnissen der Prüfstände der Motorenhersteller übernommen wurden. Die unterschiedlichen Angaben in der Literatur sind vermutlich durch Nicht-Berücksichtigung des Heizöls und der Umrechnung auf Normvolumen zu erklären. Weiterhin ist in der Literatur nicht erkennbar, um welche Motorgröße es sich handelt, insofern können keine Vergleiche zu den Literaturangaben gezogen werden.

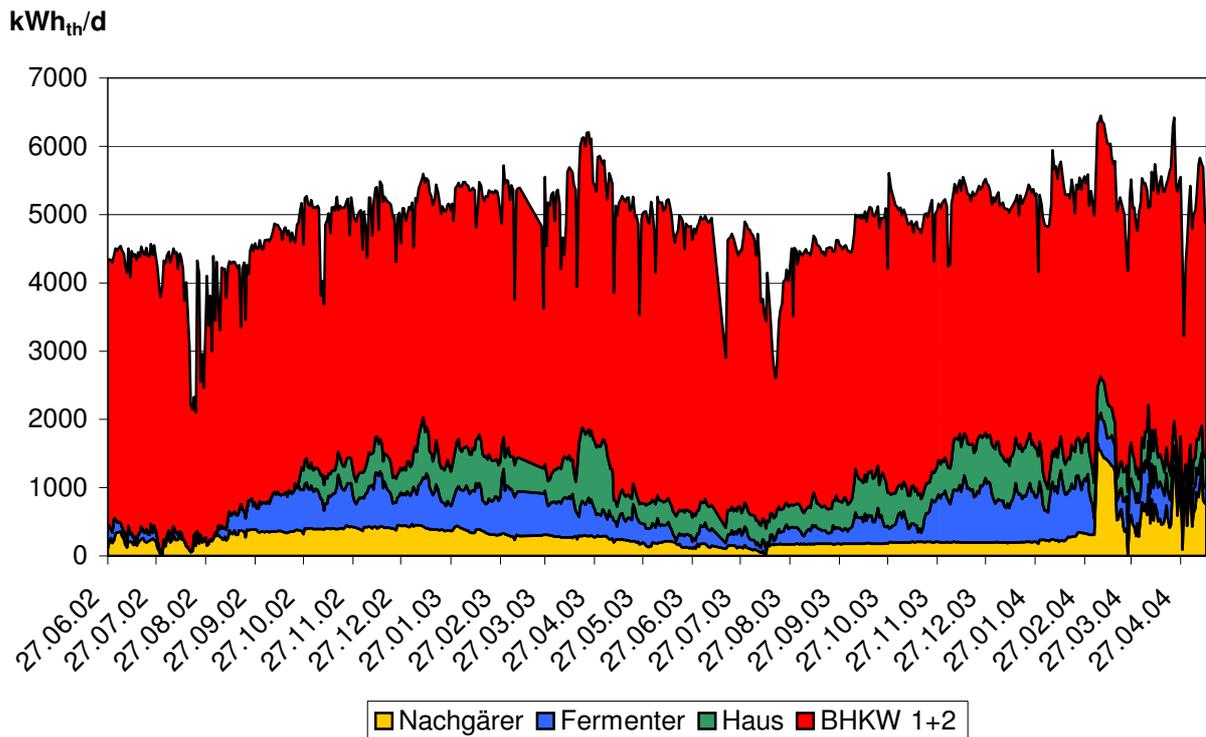
4.1.3 Wärmeproduktion und -verwendung

In diesem Abschnitt werden Wärmeproduktion und -verwendung der Anlagen dargestellt. Die Wärmereduktion durch die Notkühler wurde bei den Messungen nicht erfasst, insofern ist die Wärmeproduktion für die Sommermonate in Abb. 18-21 etwas höher einzustufen und die prozentuale Wärmeverwendung sogar etwas niedriger. Zum einen wird der Tages- und Jahreseigenverbrauch der Anlagen durch Beheizung des Fermenters und ggf. des Nachgärs berechnet und zum anderen die Wärmeverwendung durch externe Wärmeabnahme wie Wohnhäuser oder Stallungen. Es wird die Tages- und Jahresproduktion der Anlagen aufgezeigt sowie die Wärmeproduktion pro Kubikmeter Gesamtnettogärvolumen. Zusätzlich wird in einer weiteren Tabelle die prozentuale Wärmeverwendung der einzelnen Wärmeabnehmer gemessen an der Gesamtwärmeproduktion berechnet, als auch der Wärmebedarf pro Kubikmeter Nettogärvolumen von Fermenter, Nachgärer und dem Gesamtvolumen beider Gärbehälter

zusammen. Zur Veranschaulichung werden die durchschnittlichen Temperaturen in den Behältern sowie der Außenluft aufgezeigt. Abschließend werden die Ergebnisse der Anlagen untereinander verglichen.

Die durchschnittliche Tageswärmeproduktion der beiden Blockheizkraftwerke ($2 \cdot 100 \text{ kW}_{\text{el}}$) von Anlage 1 beläuft sich zusammen auf $3780 \text{ kWh}_{\text{th}}$ (s. Tab. 83). Pro Kubikmeter Gesamtgärvolumen entspricht dies einer Wärmeproduktion von $767 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{a}$ und $2,1 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{d}$. Für die Beheizung des Fermenters werden in dieser Zeitspanne $405 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{d}$ und die des Nachgärers $313 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{d}$ bei einer durchschnittlichen Außentemperatur von $12,3 \text{ }^\circ\text{C}$ verwendet. Die Wärmeverwendung des Fermenters hat somit einen Anteil von $10,7 \%$ und die des Nachgärers $8,3 \%$ der gesamten Wärmeezeugung (s. Tab. 84). Das ergibt eine Wärmeverwendung für die Anlage von insgesamt 19% . Gemessen an den Angaben aus der Literatur (30%) ist das äußerst wenig. Die gesamte Wärmenutzung ($29,5 \%$) ist verhältnismäßig niedrig, weil zum einen während der Sommermonate (hier: April bis September) kein hoher Wärmebedarf besteht und zum anderen, weil bei Anlage 1 – abgesehen von dem eigenen Wohnhaus ($10,5 \%$) – kein weiterer Wärmebedarf vorhanden ist. Der Anlagenbetreiber von Anlage 1 überprüft diesbezüglich, ob die Errichtung einer Holzhackschnitzel-Trocknungsanlage dafür geeignet wäre, die überschüssige Wärme sinnvoll zu nutzen. Des Weiteren besteht die Überlegung, eine Wärmeleitung zu einer ca. 200 m entfernten Wohnkirche zu legen.

In dem nachstehenden Diagramm (s. Abb. 18) sind die Einzelwerte von Wärmeverwendung (Nachgärer, Fermenter, Haus) und des gesamten Wärmeproduktionswertes der Biogasanlage dargestellt.



BHKW: Blockheizkraftwerk

Abb. 18: Wärmeproduktion (BHKW 1+2) und -verwendung (Nachgärer, Fermenter, Haus), Anlage 1

Tab. 83: Wärmeproduktion und -verwendung, Anlage 1

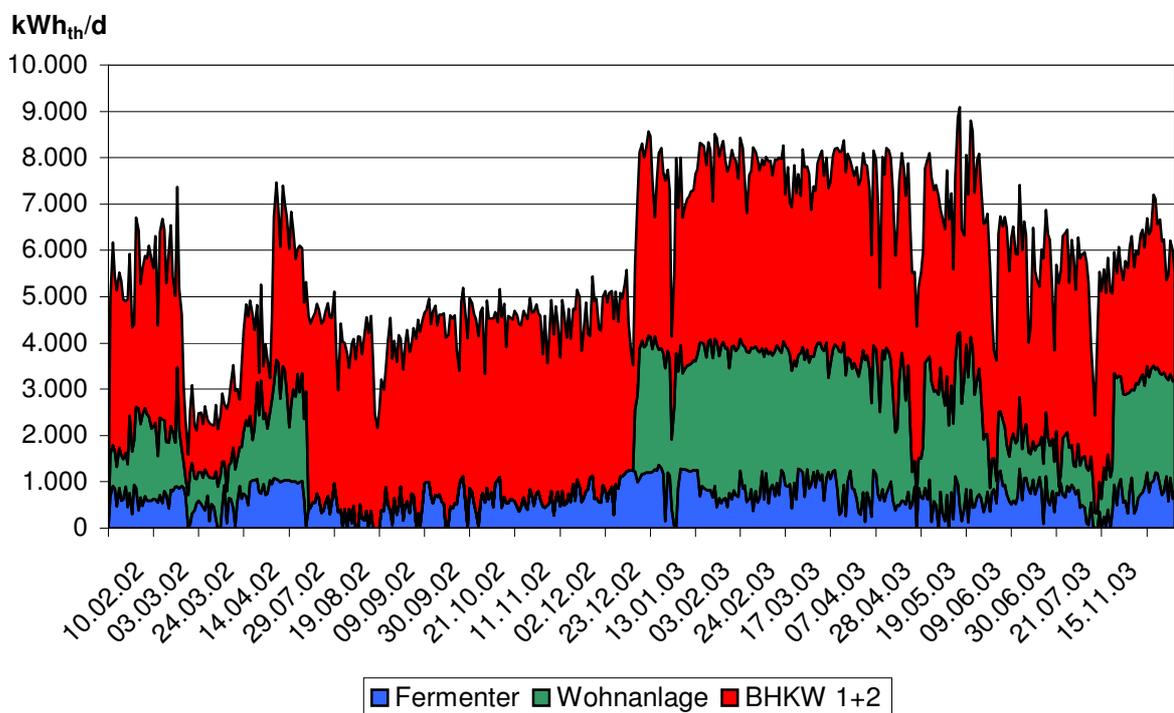
BHKW: Blockheizkraftwerk, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient, m^3_{ges} : m^3 Gesamtgärvolumen

| | Wärmeproduktion | Wärmeverwendung | | |
|--|-----------------|-----------------|-----------|--------|
| | BHKW (2*100 kW) | Fermenter | Nachgärer | Haus |
| kWh _{th} /a | 1379700 | 147825 | 114245 | 145270 |
| kWh _{th} /m ³ _{ges,a} | 767 | | | |
| kWh _{th} /d | 3780 | 405 | 313 | 398 |
| kWh _{th} /m ³ _{ges,d} | 2,1 | | | |
| σ [kWh _{th} /d] | 393 | 223 | 225 | 239 |
| V | 10,4 | 54,9 | 72,0 | 60,1 |
| Temperatur [°C] | Außen: 12,3 | 38,3 | 33,7 | |

Tab. 84: Spezifische Wärmeverwendung bezogen auf Gärvolumen und Substrat, Anlage 1

| | Gesamt | Fermenter | Nachgärer | Haus |
|---|--------|-----------|-----------|------|
| Anteil an Wärmeproduktion [%] | 29,5 | 10,7 | 8,3 | 10,5 |
| kWh _{th} /(m ³ *d) Gärvolumen | 0,40 | 0,66 | 0,26 | |
| kWh _{th} /(m ³ *a) Gärvolumen | 146 | 241 | 95 | |
| kWh _{th} /(m ³ *d) Substrat | 190 | | | |

Bei Anlage 2 liegt eine wesentlich bessere Wärmenutzung vor als bei Anlage 1. Durch die Biogasanlage werden die Wohnheime auf dem Gelände der Anlage mit Wärme versorgt (s. Kap. 3.1.2). Die Wohnungen haben im Durchschnitt 2027 kWh_{th}/d verbraucht, was einen Anteil von 56 % der Wärmeerzeugung ausmacht (s. Tab. 85, 86). Bei der Biogasanlage wird nur der Fermenter beheizt, der im betrachteten Zeitabschnitt mit 686 kWh_{th}/d ebenfalls lediglich 19 % der Wärmeproduktion verbraucht. Insgesamt können hier 75 % der Wärmeproduktion genutzt werden. Dies ist als sehr positiv zu bewerten. Der Produktionseinbruch im Februar 2002 ist durch häufige Störungen an den Motoren zu erklären. Von Mai-Juli 2002 war der Fermenter „umgekippt“ (s. Stromproduktion). Vom 17.07.-15.12.02 war der Wärmemengenzähler der Wohnanlage defekt, daher liegen zu diesem Zeitraum keine Messwerte vor (s. Abb. 19). Die durchschnittliche tägliche Wärmeproduktion beider Motoren insgesamt beziffert sich auf 3618 kWh_{th}.



BHKW: Blockheizkraftwerk

Abb. 19: Wärmeproduktion (BHKW 1+2) und -verwendung (Fermenter, Wohnanlage), Anlage 2

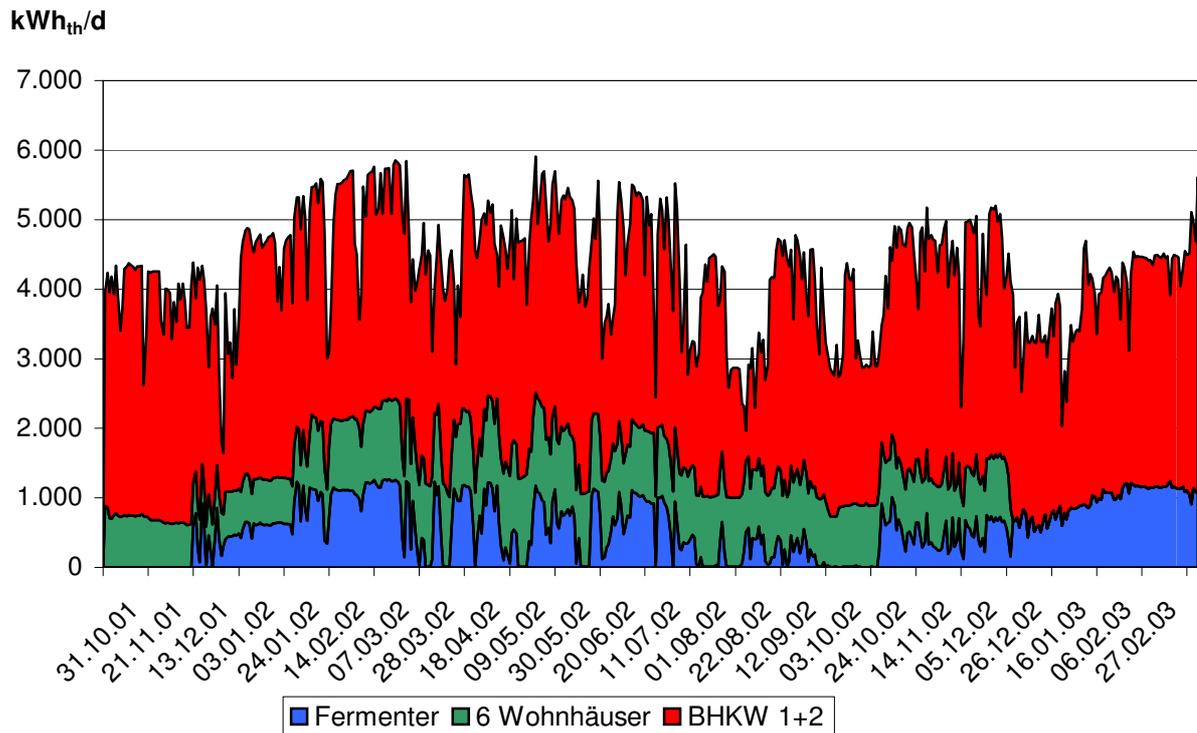
Tab. 85: Wärmeproduktion und -verwendung, Anlage 2BHKW: Blockheizkraftwerk, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient, m^3_{ges} : m^3 Gesamtgärvolumen

| | Wärmeproduktion | Wärmeverwendung | |
|----------------------------|-----------------|-----------------|------------|
| | BHKW (2*100 kW) | Fermenter | Wohnanlage |
| kWh_{th}/a | 1320570 | 250390 | 739855 |
| $kWh_{th}/m^3_{ges,a}$ | 657 | | |
| kWh_{th}/d | 3618 | 686 | 2027 |
| $kWh_{th}/m^3_{ges,d}$ | 1,8 | | |
| $\sigma [kWh_{th}/d]$ | 854 | 901 | 332 |
| V | 23,6 | 131,3 | 16,4 |
| Temperatur [$^{\circ}C$] | Außen: 17,2 | 40,2 | NG: 12,3 |

Tab. 86: Spezifische Wärmeverwendung bezogen auf Gärvolumen und Substrat, Anlage 2

| | Gesamt | Fermenter | Wohnanlage |
|-------------------------------|--------|-----------|------------|
| Anteil an Wärmeproduktion [%] | 75,0 | 19,0 | 56,0 |
| $kWh_{th}/(m^3*d)$ Gärvolumen | 0,34 | 0,76 | |
| $kWh_{th}/(m^3*a)$ Gärvolumen | 124 | 277 | |
| $kWh_{th}/(m^3*d)$ Substrat | 125 | | |

Bei Anlage 3 ist durch die Wärmeversorgung der sechs Anwohner wie bei Anlage 2 und 4 (s. u.) eine relativ gute Wärmenutzung gegeben. Im Zeitraum von November 2001 bis März 2003 nutzten die Anlieger inklusive des eigenen Hauses mit durchschnittlich $949 kWh_{th}/d$ 32,6 % der Wärmeproduktion (s. Tab. 87, 88). Aufgrund technischer Probleme mussten die Wärmemengenzähler der Wohnhäuser Anfang Dezember deinstalliert werden (s. Abb. 20). Bei Anlage 3 wird wie bei Anlage 2 lediglich der Fermenter beheizt. Der Fermenter hat mit $616 kWh_{th}/d$ bei einer Gesamtwärmeproduktion von $2908 kWh_{th}/d$ einen Verbrauch von 21,2 %. Insgesamt wird die Wärme bei Anlage 3 zu 53,8 % genutzt.



BHKW: Blockheizkraftwerk

Abb. 20: Wärmeproduktion (BHKW 1+2) und -verwendung (Fermenter, 6 Wohnhäuser), Anlage 3

Tab. 87: Wärmeproduktion und -verwendung, Anlage 3

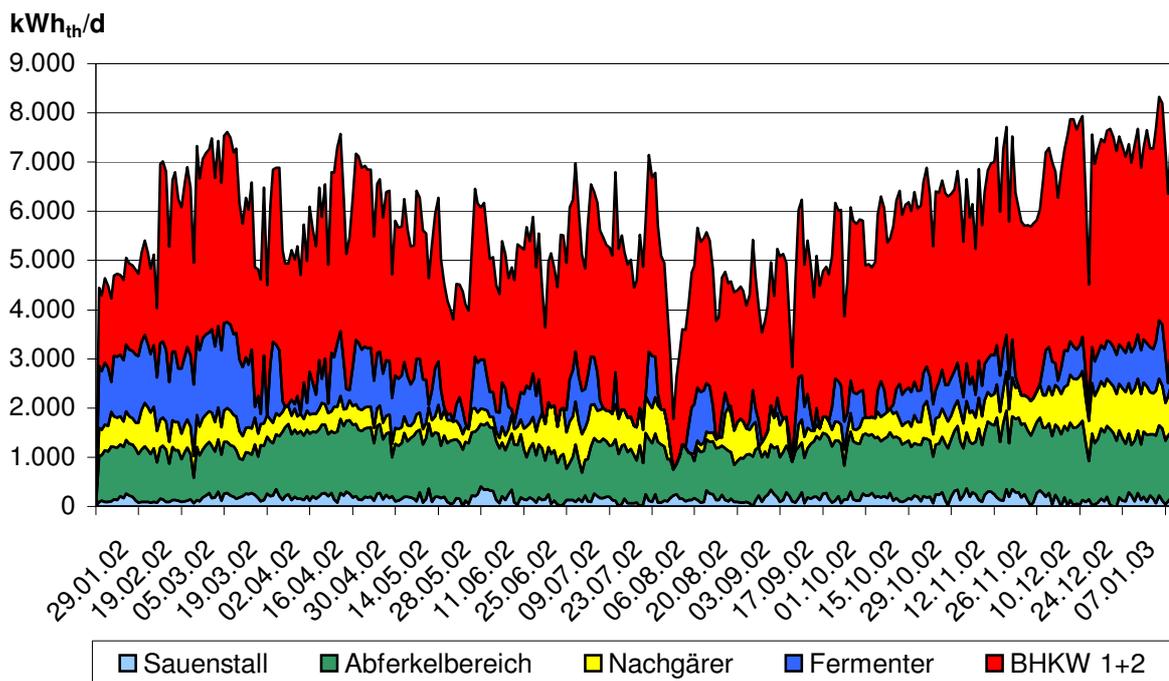
BHKW: Blockheizkraftwerk, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient, m³_{ges}: m³ Gesamtgärvolumen

| | Wärmeproduktion | Wärmeverwendung | |
|--|-----------------|-----------------|--------------|
| | BHKW (2*80 kW) | Fermenter | 6 Wohnhäuser |
| kWh _{th} /a | 1061420 | 224840 | 346385 |
| kWh _{th} /m ³ _{ges,a} | 329 | | |
| kWh _{th} /d | 2908 | 616 | 949 |
| kWh _{th} /m ³ _{ges,d} | 0,9 | | |
| σ [kWh _{th} /d] | 626 | 404 | 191 |
| V | 21,5 | 65,6 | 20,1 |
| Temperatur [°C] | Außen: 12,2 | 39,0 | NG: 21,9 |

Tab. 88: Spezifische Wärmeverwendung bezogen auf Gärvolumen und Substrat, Anlage 3

| | Gesamt | Fermenter | 6 Wohnhäuser |
|---|--------|-----------|--------------|
| Anteil an Wärmeproduktion [%] | 53,8 | 21,2 | 32,6 |
| kWh _{th} /(m ³ *d) Gärvolumen | 0,18 | 0,68 | |
| kWh _{th} /(m ³ *a) Gärvolumen | 66,0 | 248 | |
| kWh _{th} /(m ³ *d) Substrat | 133 | | |

Bei Anlage 4 werden durch die beiden BHKW (2*100 kW_{el}) insgesamt pro Tag durchschnittlich 3220 kWh_{th} produziert. Davon werden in den betriebseigenen Schweineställen (Abferkel- und Sauenstall) 1316 kWh_{th} (40,9 %), im Fermenter 655 kWh_{th} (20,3 %) und im Nachgärer 502 kWh_{th} (15,6 %) täglich verwendet (s. Tab. 89, 90). Insgesamt werden demgemäß 76,8 % der Wärmeproduktion genutzt. Auffällig ist, dass die Wärmeverwendung des Nachgärs hoch und stärker beheizt worden ist als notwendig. Der Grund hierfür liegt darin, dass die Notkühler im Sommer nicht ausreichen, so dass der Anlagenbetreiber Wärme an den Nachgärer abgegeben hat.



BHKW: Blockheizkraftwerk

Abb. 21: Wärmeproduktion (BHKW 1+2) und -verwendung (Fermenter, Nachgärer, Saustall, Abferkel), Anlage 4

Tab. 89: Wärmeproduktion und -verwendung, Anlage 4BHKW: Blockheizkraftwerk, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient, m^3_{ges} : m^3 Gesamtgärvolumen

| | Wärmeproduktion | Wärmeverwendung | | | |
|----------------------------|-----------------|-----------------|-----------|------------|-----------------|
| | BHKW (2*100 kW) | Fermenter | Nachgärer | Sauenstall | Abferkelbereich |
| kWh_{th}/a | 1175300 | 239075 | 183230 | 59495 | 420480 |
| $kWh_{th}/m^3_{ges,a}$ | 803 | | | | |
| kWh_{th}/d | 3220 | 655 | 502 | 163 | 1152 |
| $kWh_{th}/m^3_{ges,d}$ | 2,2 | | | | |
| $\sigma [kWh_{th}/d]$ | 677 | 473 | 245 | 80 | 206 |
| V | 21,0 | 72,1 | 48,8 | 49,3 | |
| Temperatur [$^{\circ}C$] | Außen: 12,0 | 39,4 | 40,2 | | |

Tab. 90: Spezifische Wärmeverwendung bezogen auf Gärvolumen und Substrat, Anlage 4

| | Gesamt | Fermenter | Nachgärer | Sauenstall | Abferkelbereich |
|-------------------------------|--------|-----------|-----------|------------|-----------------|
| Anteil an Wärmeproduktion [%] | 76,8 | 20,3 | 15,6 | 5,1 | 35,8 |
| $kWh_{th}/(m^3*d)$ Gärvolumen | 0,78 | 1,15 | 0,55 | | |
| $kWh_{th}/(m^3*a)$ Gärvolumen | 285 | 420 | 201 | | |
| $kWh_{th}/(m^3*d)$ Substrat | 105 | | | | |

Vergleich

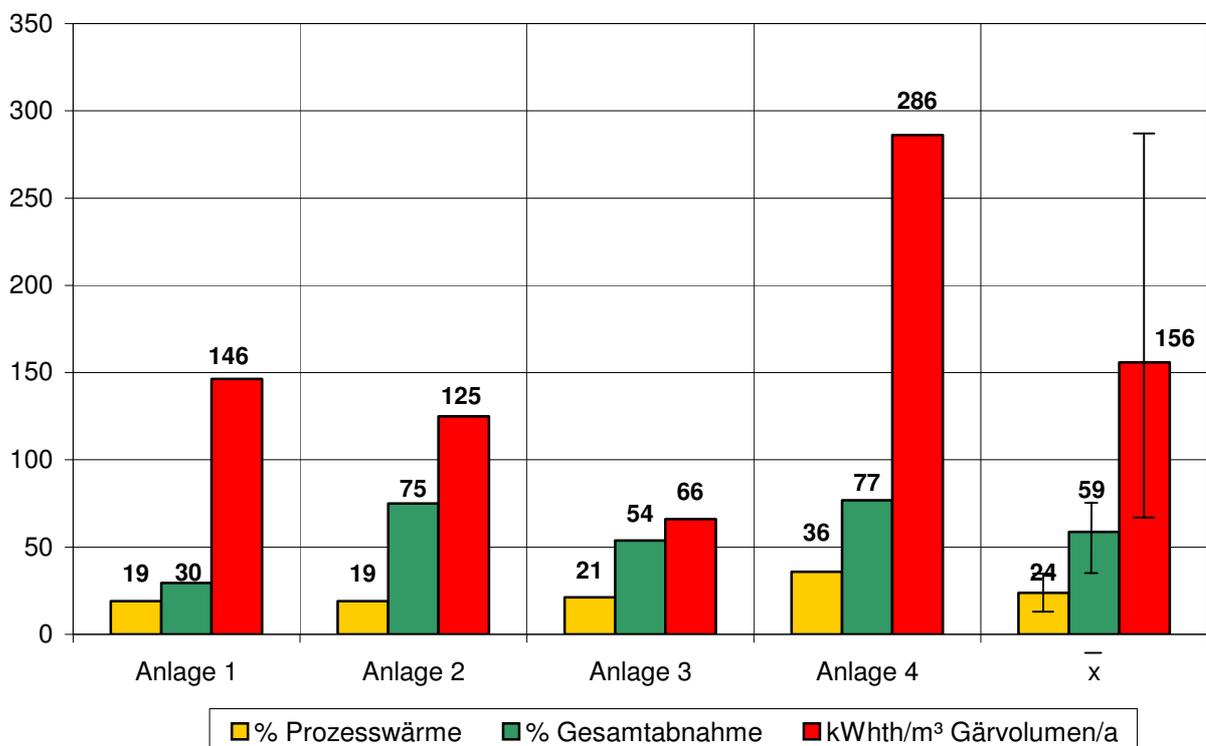
Bei Betrachtung der prozentualen Prozesswärmeverwendung (s. Abb. 22, gelb) der einzelnen Anlagen, fällt bei den Anlagen 1-3 der gering ausfallende Anteil auf. Anlage 4 kann aus oben genannten Gründen der Wärmeentsorgung im Nachgärer außer Acht gelassen werden. Die Prozesswärmeverwendung beläuft sich bei den drei Anlagen auf rund 20 % ($674 kWh_{th}/d$). Dem stehen Angaben aus der Literatur von 25-50 % gegenüber (s. Kap. 2.5.3). Die prozentuale Wärmeverwendung ist abhängig von der installierten und tatsächlich produzierten Leistung sowie allen Faktoren, die zur Einhaltung einer erforderlichen Temperatur in Fermenter und Nachgärer beitragen (Temperatur des zugeführten Substrates, Wärmedämmung der Behälter). Bei einer zu geringen installierten Leistung und damit Wärmeproduktion fällt der Anteil höher aus. Gleiches gilt für den prozentualen Stromverbrauch einer Anlage (s. Kap. 4.1.5). Gut geplante und ausgelastete Anlagen verbrauchen wenig prozentuale Prozessenergie. Berücksichtigt man, dass der Wärmewirkungsgrad (s. Kap. 4.1.6) und damit auch die Wärmeproduktion weitaus geringer ist, als in der Literatur angegeben wird, so wird der Unterschied zu den Literaturangaben um so gravierender.

Die prozentuale Gesamtwärmeabnahme (grün) – Prozesswärmebedarf plus Wärmebedarf der Stallungen und Wohnhäuser – zeigt aufgrund der Abhängigkeit von den jeweiligen Gegebenheiten und Wärmenutzungsmöglichkeiten vor Ort differierende Ergebnisse. Bei

Anlage 4 ist wiederum die überhöhte Wärmezufuhr zum Nachgärer zu berücksichtigen und daher realiter niedriger einzuordnen. Dennoch ist das Ergebnis von Anlage 4 wie auch das von Anlage 2 und 3 als positiv zu bewerten. In Bezug auf Anlage 1 wird noch einmal darauf hingewiesen, dass der Anlagenbetreiber nach Möglichkeiten einer besseren Wärmeverwertung sucht.

Auch hinsichtlich der Wärmeverwendung pro Jahr bezogen auf den Kubikmeter Gesamtnettopgärvolumen, können die Ergebnisse von Anlage 4 aus den genannten Gründen nicht diskutiert werden. Das hohe, stark von den anderen Anlagen abweichende Ergebnis entspricht nicht dem tatsächlich benötigten Wärmebedarf pro Kubikmeter Gärvolumen. Festzustellen bleibt, dass Anlage 3 mit $66 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^3\cdot\text{a})$ den geringsten Wärmebedarf pro Kubikmeter Gärvolumen beansprucht. Die Ursache liegt unter anderem darin, dass Fermenter sowie Nachgärer zum größten Teil in den Boden eingelassen sind und dadurch geringere Wärmeverluste auftreten. Anlage 2 verbraucht mit $126 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^3\cdot\text{a})$ fast das Doppelte von dem, was Anlage 3 benötigt. Anlage 1 beansprucht mit $146 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^3\cdot\text{a})$ sogar noch etwas mehr. Dennoch ist das Ergebnis als positiv zu bewerten, da der Prozesswärmebedarf zur Betreibung der Anlagen sehr gering ist. Literaturangaben sind hierzu nicht vorhanden.

%; $\text{kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^3\cdot\text{a})$



\bar{x} : Mittelwert

Abb. 22: Vergleich des Wärmebedarfs der Anlagen

4.1.4 Stromproduktion und Betriebsstunden der BHKW

In Tab. 91 sind bezogen auf die Werte von Tab. 94 die Werte für die Stromproduktion der einzelnen Anlagen pro Tag und Jahr zusammengerechnet. Die tatsächlich erzeugte Strommenge wird auf die maximal mögliche Stromproduktion bezogen, um die prozentuale Auslastung der BHKW zu ermitteln (s. Kap. 3.3.5.3).

Anlage 1 (2*100 kW) produziert täglich 4735 kWh_{el} und dementsprechend 1728275 kWh_{el}/a. Hieraus resultiert bei einer maximal möglichen Stromproduktion von 1752000 kWh_{el}/a und der tatsächlich produzierten Strommenge von 1728275 kWh_{el}/a eine Auslastung von 98,6 %.

Anlage 2 erzeugte trotz gleicher BHKW-Leistung (2*100 kW) nur 4441 kWh_{el}/d und 1620965 kWh_{el}/a. Dies ist durch eine Störung im Frühjahr 2002 zu erklären, als dem Fermenter Orangensirup zugeführt wurde, der ätherische Öle enthielt, die als Hemmstoffe negative Auswirkungen auf den biologischen Abbauprozess der Bakterien haben (Meyer zur Strohe, mündliche Mitteilung 2002). So wurde nicht genug Biogas zur vollständigen Auslastung beider BHKW produziert. Des Weiteren gab es erhebliche Probleme mit den Motoren von Mai-Juli 2002.

Anlage 3 weist aufgrund der niedrigeren installierten Leistung von 2*80 kW eine geringere Stromproduktion auf. Die geringe Auslastung von 92,6 % im Vergleich zu Anlage 1 und 4 ist auf häufige Motorstörungen zurückzuführen.

Anlage 4 erzeugt täglich 4644 kWh_{el}/d und erzielt damit eine Auslastung der Motoren von 96,8 %.

Tab. 91: Durchschnittliche Stromproduktion der Anlagen

| | Anlage 1 (2*100 kW) | Anlage 2 (2*100 kW) | Anlage 3 (2*80 kW) | Anlage 4 (2*100 kW) |
|----------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|------------------------|
| kWh _{el} /d | 4735 | 4441 | 3555 | 4644 |
| kWh _{el} /a | 1728275 | 1620965 | 1297575 | 1695060 |
| % Auslastung | 98,6 | 92,5 | 92,6 | 96,8 |

Tab. 92 zeigt die Mittelwerte der durchschnittlichen Stromproduktion für die drei Anlagen mit einer elektrischen Installation von 2*100 kW insgesamt sowie den Mittelwert ihrer prozentualen Auslastung. Die Biogasanlagen produzieren durchschnittlich im Jahr 1681555 kWh_{el}. Täglich produzieren die Anlagen im Mittel 4607 kWh_{el}. Die Standardabweichung der drei Anlagen beziffert sich auf 123 kWh_{el}/d, was einen geringen Variationskoeffizienten von 2,7 % ergibt. Bei einer maximal möglichen Stromproduktion von 1752000 kWh_{el}/a und der tatsächlich produzierten Strommenge von 1681555 kWh_{el}/a besteht eine Auslastung von 96 % bei einer Standardabweichung von 3,1 und einem Variationskoeffizienten von 3,3 %. Die Auslastung ist als sehr hoch anzusehen und der Variationskoeffizient als gering. Es

existieren zwischen den Anlagen demnach nur geringe Unterschiede. Die Ergebnisse der Stromproduktion und Auslastung der BHKW sind als überaus positiv zu bewerten.

Tab. 92: Stromproduktion und Auslastung der Anlagen mit 2*100 kW_{el}

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | \bar{x} bezogen auf Jahr | \bar{x} bezogen auf Tag | σ bezogen auf Tag | V |
|-------------------|-------------------------------|------------------------------|-----------------------------|-----|
| kWh _{el} | 1681555 | 4607 | 123 | 2,7 |
| Auslastung [%] | | 96,0 | 3,1 | 3,3 |

Die Berechnung Mittelwerte der sechs BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 100 kW ergibt eine Stromproduktion von 2304 kWh_{el}/d mit einer Standardabweichung von 108 kWh_{el}/d und einem Variationskoeffizienten von 4,7 % (s. Tab. 93). Die Auslastung der acht BHKW kann aufgrund des prozentualen Bezuges auf die maximal mögliche Stromproduktion zusammen analysiert werden. Die Auslastung der acht BHKW beziffert sich im Durchschnitt auf 96 % mit einer Standardabweichung von 4,5 und einem Variationskoeffizienten von 4,8 %. Dieser kann als niedrig eingestuft werden und die Ergebnisse zeigen ebenfalls eine sehr gute Auslastung der installierten Leistung.

Tab. 93: Stromproduktion und Auslastung aller BHKW

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | $\bar{x}_{1,2,3...8}$ | σ | V | |
|----------------------|-----------------------|----------|-----|-------------|
| kWh _{el} /d | 2304 | 108 | 4,7 | 100 kW |
| kWh _{el} /a | 840960 | 39402 | 4,7 | 100 kW |
| Auslastung [%] | 96 | 4,5 | 4,8 | Alle 8 BHKW |

In Tab. 94 ist die mittlere Stromproduktion der einzelnen BHKW pro Tag und Jahr sowie die daraus berechnete Auslastung der BHKW dargestellt. Das Ergebnis von BHKW 2 Anlage 1 ist auf eine Betriebsweise auf Überkapazität zurückzuführen, wodurch der Wert die maximal mögliche Betriebsstundenzahl von 8760 übersteigt (s. Tab. 96) und dadurch 103,1 % Auslastung erreicht (s. Kap. 3.3.5.3).

In Tab. 95 sind die Standardabweichung und der Variationskoeffizient dargestellt. Der im Vergleich der beiden BHKW der Anlagen geringer ausfallende Variationskoeffizient zeigt, dass zumeist eines der beiden BHKW kontinuierlicher in Betrieb ist als das Andere (ausgenommen Anlage 4).

Tab. 94: Durchschnittliche Stromproduktion und Auslastung aller BHKW

BHKW: Blockheizkraftwerk

| | Anlage 1 (2*100 kW) | | Anlage 2 (2*100 kW) | | Anlage 3 (2*80 kW) | | Anlage 4 (2*100 kW) | |
|----------------------|------------------------|--------|------------------------|--------|-----------------------|--------|------------------------|--------|
| | BHKW 1 | BHKW 2 | BHKW 1 | BHKW 2 | BHKW 1 | BHKW 2 | BHKW 1 | BHKW 2 |
| kWh _{el} /d | 2261 | 2475 | 2286 | 2155 | 1708 | 1847 | 2367 | 2276 |
| kWh _{el} /a | 825265 | 903375 | 834390 | 786575 | 623420 | 674155 | 863955 | 830740 |
| Auslastung [%] | 94,2 | 103,1 | 95,3 | 89,8 | 89 | 96,2 | 98,6 | 94,8 |

Tab. 95: Standardabweichung und Variationskoeffizient der StromproduktionBHKW: Blockheizkraftwerk, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Σ | | V | |
|----------|----------|--------|--------|--------|
| | BHKW 1 | BHKW 2 | BHKW 1 | BHKW 2 |
| Anlage 1 | 356 | 384 | 15,1 | 11,4 |
| Anlage 2 | 339 | 537 | 14,8 | 24,9 |
| Anlage 3 | 462 | 320 | 27,1 | 17,4 |
| Anlage 4 | 380 | 393 | 16 | 17,3 |

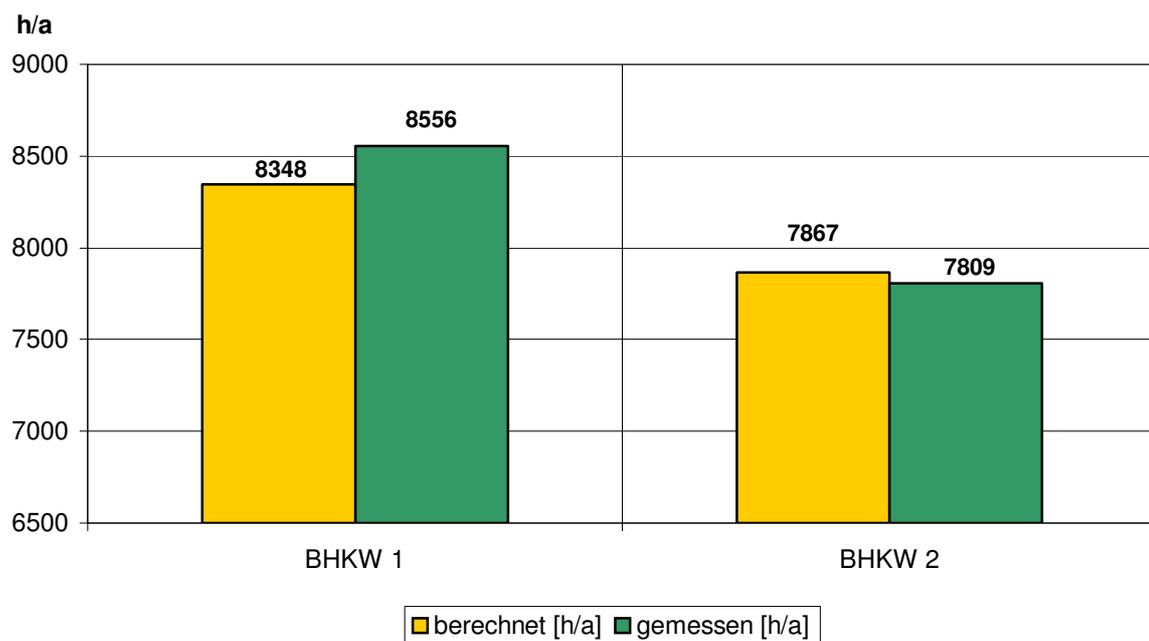
Tab. 96 zeigt die durchschnittlichen Jahresbetriebsstunden der BHKW. Die Ursache für die geringeren Betriebsstunden des BHKW 2 von Anlage 2 und des BHKW 1 von Anlage 3 ist auf Betriebsstörungen (s. Kap. 4.1.2.8) zurückzuführen, was ebenfalls der erhöhte Variationskoeffizient der beiden BHKW widerspiegelt (s. Tab. 96). Trotz dieser Betriebsstörungen wird für alle acht BHKW ein Mittelwert von 8333 h/a berechneten Volllaststunden mit einer Standardabweichung von 352 h/a erzielt, woraus ein sehr geringer Variationskoeffizient von 4,2 % resultiert.

In der Literatur sind Angaben von 7500-7800 h/a zu finden (s. Kap. 2.5.6.4). Die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung zeigen, dass 8000 Betriebsstunden pro Jahr in der Praxis durchaus realisierbar sind. Dieser Wert wird in der Praxis häufig nicht erreicht, weil die installierte elektrische Leistung überdimensioniert wurde, wie die Ergebnisse der FAL (2004) deutlich veranschaulichen. Dieser Umstand lässt auf eine wenig sorgfältige Planung schließen und ist dringend verbesserungsbedürftig (wobei hier angemerkt werden muss, dass teilweise eine nicht sinnvolle Anlagenbetriebsführung der Grund dafür ist, dass die angestrebten 8000 Betriebsstunden unter Volllast pro Jahr nicht erreicht werden). Es bleibt festzuhalten, dass in diesem Zusammenhang ein dringender Verbesserungsbedarf bei der Planung und für den Betrieb von Biogasanlagen besteht.

Tab. 96: Berechnete Betriebsstunden der BHKW im Jahr [h/a] der AnlagenBHKW: Blockheizkraftwerk, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Anlage 1 | Anlage 2 | Anlage 3 | Anlage 4 | $\bar{x}_{1,2,3...8}$ [h/a] | $\sigma_{1,2,3...8}$ [h/a] | V _{1,2,3...8} |
|--------|----------|----------|----------|----------|-----------------------------|----------------------------|------------------------|
| BHKW 1 | 8252 | 8348 | 7796 | 8637 | 8333 | 351,6 | 4,2 |
| BHKW 2 | 9032 | 7867 | 8427 | 8305 | | | |

Im Gegensatz zu den Anlagen 1, 3 und 4 wurden die Betriebsstunden der BHKW (100 kW) von Anlage 2 nicht nur theoretisch errechnet, sondern auch durch einen digitalen Impulsausgang gemessen, so dass hier die Möglichkeit besteht Rückschlüsse auf die Validität der berechneten Betriebsstunden der anderen Anlagen zu ziehen (s. Abb. 23). Bei Anlage 2 ergeben die berechneten Betriebsstunden im Vergleich zu den gemessenen Betriebsstunden eine Abweichung von 2,4 % für BHKW 1 und -0,74 % für BHKW 2 (s. Tab. 97). Die geringe Abweichung spricht für eine hohe Genauigkeit der berechneten Betriebsstunden der anderen drei Anlagen. Die Vorgehensweise ist demzufolge praxistauglich und somit relevant für die Überprüfung von Betriebsdaten bei Biogasanlagen.



BHKW: Blockheizkraftwerk

Abb. 23: Vergleich berechneter und gemessener Betriebsstunden der BHKW (Anlage 2)

Tab. 97: Berechnete und gemessene Betriebsstunden der BHKW (Anlage 2)

BHKW: Blockheizkraftwerk

| | BHKW 1 | BHKW 2 |
|-----------------|--------|--------|
| Berechnet [h/a] | 8348 | 7867 |
| gemessen [h/a] | 8556 | 7809 |
| Abweichung [%] | 2,43 | -0,74 |

Der Variationskoeffizient (V) von 8,9 % in Bezug auf BHKW 1 spricht für eine sehr kontinuierliche Betriebsweise, die mit kleinen Einschränkungen als Dauerbetrieb bezeichnet werden kann. BHKW 2 verzeichnet mit einem Variationskoeffizienten von 20,8 % etwas höhere Schwankungen (s. Tab. 98).

Tab. 98: Gemessene Betriebsstunden der BHKW (Anlage 2)BHKW: Blockheizkraftwerk, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | BHKW 1 [h/d] | BHKW 2 [h/d] |
|-----------|--------------|--------------|
| \bar{x} | 23,4 | 21,4 |
| Σ | 2,1 | 4,4 |
| V | 8,9 | 20,8 |

Bei Anlage 4 hat der Anlagenbetreiber die Betriebsstunden der BHKW (100 kW) notiert, d. h., es wurde nicht wie im oben beschriebenen Verfahren gemessen, sondern es wurden handschriftlich nur die Stundenangaben ohne Minutenangaben festgehalten, was eine zu berücksichtigende Ungenauigkeit der Daten impliziert (s. Tab. 99). Das dritte BHKW wurde erst im Mai 2003 eingebaut und nicht mehr mit einer Messtechnik ausgerüstet. Die Stromproduktion liegt folglich für die Berechnungen nicht vor. Die Variationskoeffizienten spiegeln leichte Schwankungen in den Betriebsstunden der BHKW wider.

Tab. 99: Notierte Betriebsstunden der BHKW (Anlage 4)BHKW: Blockheizkraftwerk, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | BHKW 1 [h/d] | BHKW 2 [h/d] | BHKW 3 [h/d] |
|-----------|--------------|--------------|--------------|
| \bar{x} | 22,3 | 22,6 | 23,2 |
| Σ | 2,8 | 3,0 | 2,3 |
| V | 12,7 | 13,4 | 9,9 |

Der Unterschied zwischen notierter und berechneter Betriebsstunden beziffert sich für BHKW 1 auf 6,2 % und für BHKW 2 auf nur 0,6 % (s. Tab. 100). Das spricht trotz der pauschalen Betriebsstundenerfassung in Form des Aufschreibens durch den Anlagenbetreiber für eine äußerst geringe Differenz.

Tab. 100: Vergleich berechneter und notierter Betriebsstunden der BHKW (Anlage 4)

BHKW: Blockheizkraftwerk

| | BHKW 1 | BHKW 2 |
|-----------------|--------|--------|
| Berechnet [h/a] | 8637 | 8305 |
| notiert [h/a] | 8131 | 8259 |
| Abweichung [%] | 6,2 | 0,6 |

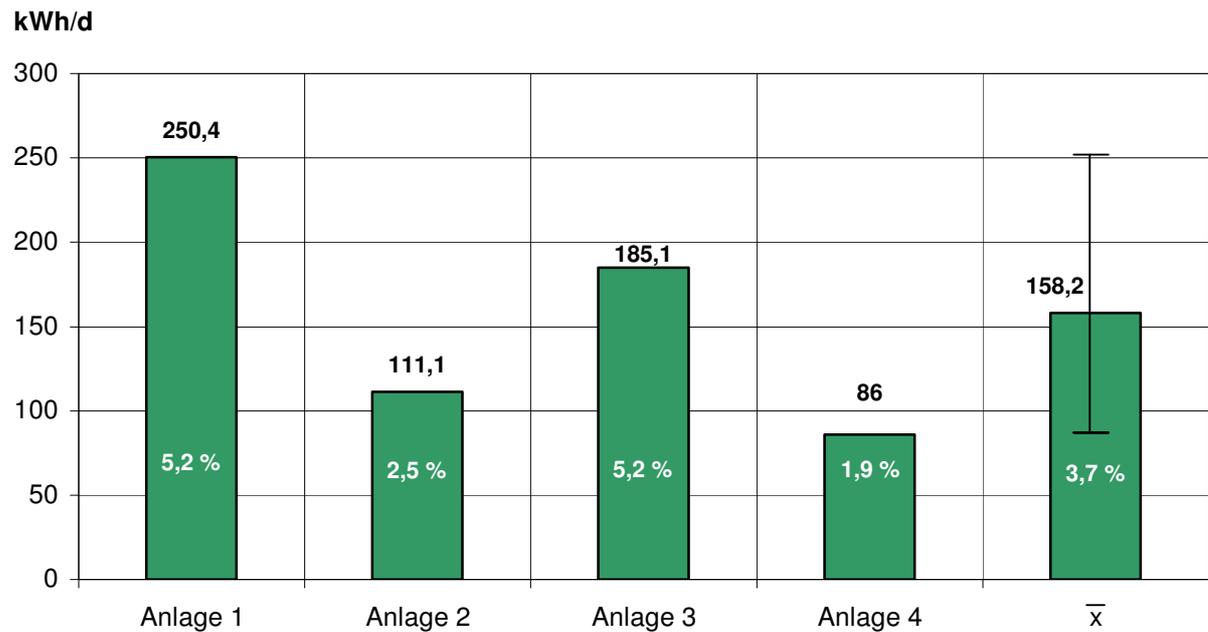
4.1.5 Stromverbrauch und Verbraucherlaufzeiten

In Abb. 23 wird zum einen der durchschnittliche Stromverbrauch der einzelnen Anlagen in kWh/d und zum anderen der prozentuale Anteil des Stromverbrauchs durch die Anlage im Verhältnis zur gesamten Stromproduktion der Anlage angegeben. Die rechte Säule (\bar{x}) zeigt den Mittelwert inklusive MIN und MAX Wert der vier Anlagen.

Der Stromverbrauch der einzelnen Anlagen variiert zwischen 86,0-250,4 kWh_{el}/d deutlich und beträgt im Mittel 158,2 kWh_{el}/d (3,7 %). Abgesehen vom durchschnittlichen Stromverbrauch in kWh_{el}/d und dem prozentualen Stromverbrauch wird auch der Stromverbrauch pro Kubikmeter Nettogärvolumen angegeben. Bezogen auf das Fermentervolumen verbrauchten Anlage 1 und 3 ebenfalls mehr Strom als die Anlagen 2 und 4.

Vergleich

Bei Betrachtung der Mittelwerte des Stromverbrauchs der vier Anlagen ergibt sich ein durchschnittlicher Stromverbrauch von 157,9 kWh_{el}/d, was 3,7 % der Stromerzeugung entspricht. In der Literatur sind abweichende Angaben von 2,4 % (Eichert 1998, 122) und 8 % (Jäkel, Mau 2003, 7) zu finden. Nach den Messergebnissen erscheint eine Annahme von 5 % für Planungen als angemessen. Die Anlagen 1 und 3 können mehr Strom produzieren als zum Zeitpunkt der Messungen. An beiden Anlagen werden zusätzliche BHKW errichtet und somit reduziert sich der prozentuale Stromverbrauch. Im Jahr werden 57634 kWh_{el} verbraucht (s. Tab. 101). Für den Betrieb des Fermenters werden 0,22 kWh/(m³*d) und für den Betrieb von Fermenter und Nachgärer insgesamt 0,08 kWh/(m³*d) verbraucht. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass der Verbrauch von Anlage 1 und 3 im Vergleich zu Anlage 2 und 4 als hoch zu bewerten ist, wodurch die mittleren Ergebnisse für die Anlagen insgesamt verzerrt werden. Die Gründe für den hohen Stromverbrauch liegen in den Laufzeiten der Rührwerke (s. Kap. 4.1.5.1). Die Unterschiede bezüglich des Stromverbrauchs innerhalb der Anlagen belegt der Variationskoeffizient mit 36,5 % in Bezug auf die täglich verbrauchten Kilowattstunden und auf den prozentualen Stromverbrauch. Im Folgenden werden die Ursachen für den variierenden Stromverbrauch analysiert. Zunächst werden hierfür die Laufzeiten der einzelnen Stromabnehmer der Anlagen aufgezeigt.



\bar{x} : Mittelwert

Abb. 23: Absoluter und prozentualer Stromverbrauch der Anlagen

Tab. 101: Stromverbrauch der Anlagen

Fe: Fermenter, Ng: Nachgärer, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Anlage 1 | Anlage 2 | Anlage 3 | Anlage 4 | $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | σ | V |
|---|----------|----------|----------|----------|---------------------|----------|------|
| kWh _e /d | 250,4 | 111,1 | 185,1 | 86,0 | 157,9 | 57,6 | 36,5 |
| kWh _e /a | 91396 | 40552 | 67562 | 31390,0 | 57634 | 21024 | 36,5 |
| Anteil der Stromproduktion [%] | 5,2 | 2,5 | 5,2 | 1,9 | 3,7 | 1,35 | 36,5 |
| Fermenter kWh _e /(m ³ *d) | 0,41 | 0,12 | 0,2 | 0,15 | 0,22 | 0,10 | 46,1 |
| Fe + Ng kWh _e /(m ³ *d) | 0,14 | 0,06 | 0,05 | 0,05 | 0,08 | 0,03 | 45,0 |

Tab. 102: Standardabweichung und Variationskoeffizient des Stromverbrauchs

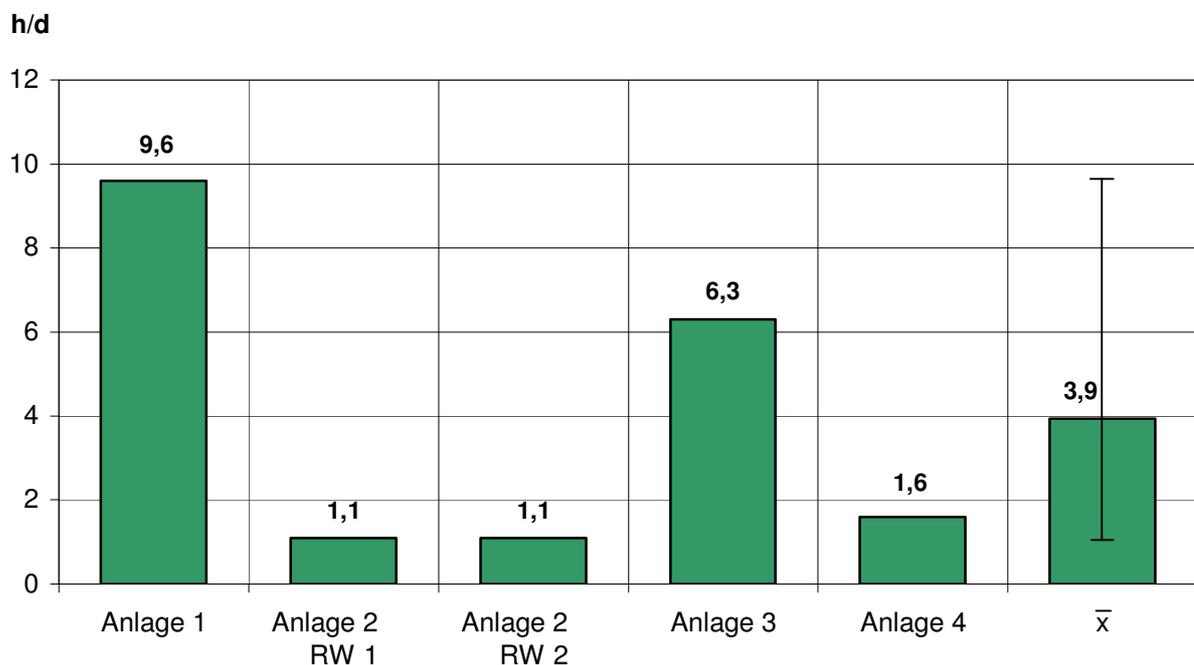
σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | σ [kWh _e /d] | V |
|----------|--------------------------------|------|
| Anlage 1 | 48 | 19,2 |
| Anlage 2 | 30,1 | 27,1 |
| Anlage 3 | 146,8 | 39,9 |
| Anlage 4 | 33,2 | 38,5 |

4.1.5.1 Rührwerke

- Fermenter

In Abb. 24 sind die Rührwerkslaufzeiten im Fermenter und in Tab. 103 die Fermentergrößen der Anlagen sowie die installierte Rührwerksleistung abzulesen. Daneben sind die Volumina, die pro installierte Rührwerksleistung versorgt werden, der durchschnittliche TS-Gehalt und der oTS-Gehalt angegeben. Die Laufzeit der Rührwerke ist im Wesentlichen von der installierten Rührwerksleistung pro m³ abhängig. Weiterhin beeinflussen die Höhen- sowie Winkeleinstellung des Rührwerkes, der Trockensubstanzgehalt, die Eigenschaften des Substrates sowie die individuelle Einstellung der Laufzeiten des Betreibers bzw. Anlagenbauers die Rührwerkslaufzeiten. Wie aus Tab. 103 erkennbar ist der TS-Gehalt der einzelnen Substrate mit Ausnahme von Anlage 4 in allen Anlagen nahezu gleich.



\bar{x} : Mittelwert, RW: Rührwerk

Abb. 24: Laufzeiten der Rührwerke im Fermenter

Tab. 103: Rührwerksleistung im Fermenter der Anlagen

oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| | Fermenter [m ³] | Rührwerk [kW] | m ³ /kW | TS [%] | oTS [kg/m ³] |
|----------|-----------------------------|---------------|--------------------|--------|--------------------------|
| Anlage 1 | 610 | 10 | 61,0 | 6,5 | 46,3 |
| Anlage 2 | 905 | 2*13 | 34,8 | 6,8 | 50,9 |
| Anlage 3 | 905 | 15 | 60,3 | 6,7 | 49,4 |
| Anlage 4 | 571 | 13 | 43,9 | 4,7 | 31,3 |

Bei Anlage 1 liegen die Rührwerkslaufzeiten im Fermenter mit 9,6 h/d bei einem durchschnittlichen TS-Gehalt von 6,5 % (s. Tab. 103, 104) sehr hoch. Zwischenzeitlich nahmen die Laufzeiten sogar einen noch höheren Spitzenwert, der bei ca. 11 h/d lag, ein, so dass dem Anlagenbetreiber geraten wurde, die Laufzeiten zu reduzieren. Nach Aussagen des Betreibers kommt es jedoch bei einer zu starken Reduzierung der Rührzeit zur ausgeprägten Schwimmschichtbildung. Es ist rückblickend in Frage zu stellen, ob nicht – wie bei der Planung diskutiert – ein 13 kW-Rührwerk anstatt eines 10 kW-Rührwerkes hätte eingebaut werden müssen. In Anbetracht dessen, dass bei Anlage 1 ursprünglich Festmist zugeführt werden sollte (verursacht Schwimmschichtbildung), muss davon ausgegangen werden, dass bei der Planung der Anlage eine zu geringe installierte Leistung veranschlagt wurde. Es wird dessen ungeachtet weiterhin versucht, die Laufzeit unter Beobachtung der Schwimmdeckenbildung zu verringern. Wie in Tab. 101 ersichtlich, ist der Stromverbrauch von Anlage 1 ebenfalls relativ hoch, was wiederum auf die hohen Laufzeiten der Rührwerke (s. Nachgärer) zurückzuführen ist (s. Kap. 4.1.5).

Bei Anlage 3 ist die Laufzeit des Rührwerkes im Fermenter wie bei Anlage 1 hoch. Die Laufzeiten sind im Vergleich zum Jahr 2003 von 4 auf 8,4 h/d im Jahr 2003 um über 100 % gestiegen. Am 02.07.03 wurden die Laufzeiten von 4 auf 6,5 h/d erhöht. Anfang Juli 2003 hatte sich eine starke Schwimmschicht gebildet, die zu einem Bedienungsfehler am 25.09.03 führte, der eine Laufzeitenerhöhung auf 17 h/d auslöste. Der Laufzeitenerhöhung entsprechend ist auch der Stromverbrauch angestiegen. Zur Eindämmung des immensen Stromverbrauchs wurde dringend eine Reduzierung der Laufzeiten angeraten, die am 17.01.04 in die Wege geleitet wurde, indem sie auf 8 h/d eingestellt wurden. Ende April 2004 wurde die Laufzeit nach Rücksprache mit dem Betreiber wieder auf die ursprünglich vorgesehenen 4 h/d eingestellt, was sich als ausreichend erwies. Im Durchschnitt liegt die Laufzeit über den gesamten Versuchszeitraum hinweg bei 6,3 h/d.

Bei Anlage 4 sind die Rührwerke 1,6 h/d in Betrieb. Bei Anlage 2 sind zwei Rührwerke im Fermenter installiert, die jeweils 1,1 h/d in Betrieb sind. Die niedrigen Laufzeiten sind auf die hohe installierte Rührwerksleistung und auf die gute Anlagenführung seitens der Betreiber zurückzuführen. Die beiden Anlagen verzeichnen damit einhergehend einen geringen Stromverbrauch (s. Kap. 4.1.5).

Tab. 104: Laufzeiten der Rührwerke im Fermenter der Anlagen

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | \bar{x} [h/d] | Σ [h/d] | V |
|----------|-----------------|----------------|-------|
| Anlage 1 | 9,6 | 4,5 | 47,1 |
| Anlage 2 | 2*1,1 | 0,8 | 39 |
| Anlage 3 | 6,3 | 4,7 | 75,5 |
| Anlage 4 | 1,6 | 1,9 | 121,9 |

Vergleich

Entsprechend der oben erläuterten geringen installierten Rührwerksleistung bei Anlage 1 und 3, sind die Laufzeiten der Rührwerke im Fermenter hoch. Eine zu geringe installierte Rührwerksleistung erfordert demnach lange Laufzeiten und damit einen höheren Stromverbrauch. Bei Planungen sollte unbedingt eine ausreichende Rührwerksleistung berücksichtigt werden. Der Variationskoeffizient bei Anlage 1 und 2 liegt bei 47,1 % bzw. 39 %. Bei Anlage 3 und 4 beziffert sich der Wert auf 75,5 % bzw. 121,9 %. Das hohe Ergebnis, das für starke Abweichungen spricht, ist bei Anlage 3 durch den oben erläuterten Bedienungsfehler zu erklären. Bei Anlage 4 sind die starken Streuungen dadurch zu erklären, dass das Rührwerk im Fermenter teilweise nach Bedarf eingestellt wird. In der Literatur stehen zu diesen Ergebnissen keine Vergleichswerte zur Verfügung.

- Nachgärer

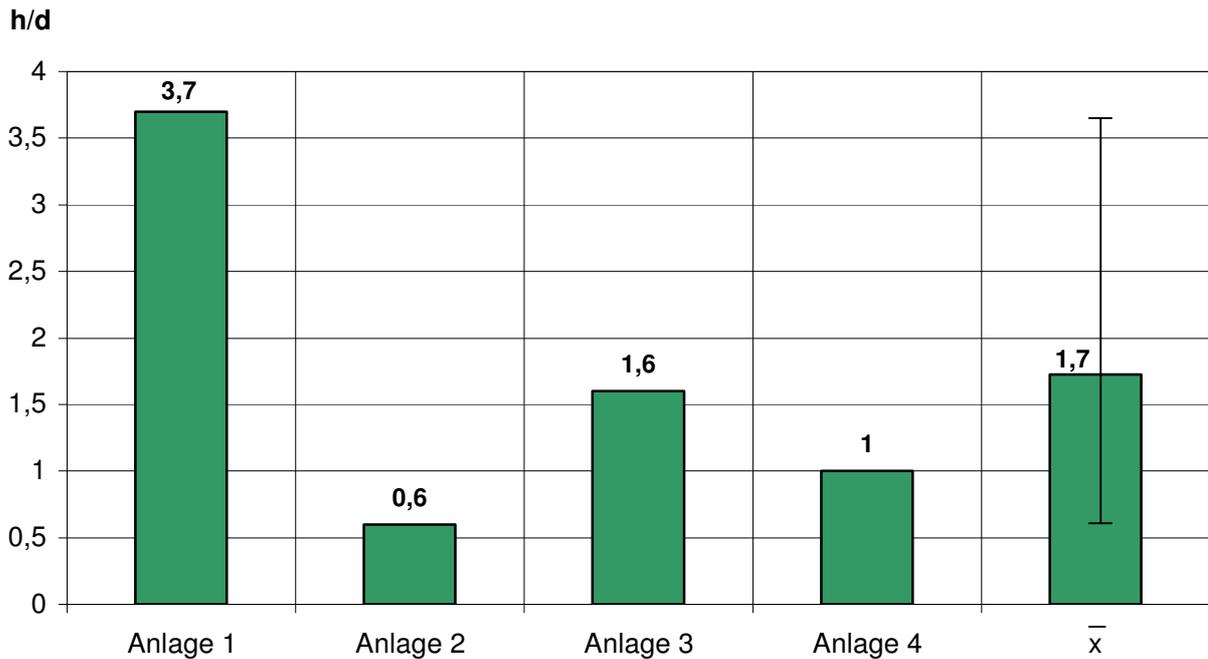
Bei den Nachgärern sind bei allen vier Anlagen niedrigere Rührwerksleistungen als in den Fermentern installiert, da in die Nachgärer das bereits abgebaute Material aus den Fermentern einfließt (s. Tab. 105). Das bedeutet, dass der Trockenmassegehalt im Nachgärer geringer und somit rührfähiger ist (s. Kap. 4.2.2.1).

Bei Anlage 1 und 2 belaufen sich die Volumina pro kW installierte Rührwerksleistung auf 90,9 m³ sowie 84,6 m³, bei Anlage 3 auf 166,7 m³ und bei Anlage 4 auf 69,6 m³. Somit ergeben sich auch hier wie bei den Fermentern (s. Tab. 103) erhebliche Unterschiede.

Entsprechend der geringen installierten Rührwerksleistung im Nachgärer liegen bei Anlage 1 die Laufzeit im Nachgärer mit 3,7 h/d (5,6 % TS) und bei Anlage 3 mit 1,6 h/d (4,9 % TS) hoch, was auf die individuelle Einstellung oder aber auf die vermutlich zu gering installierte Leistung der Rührwerke zurückzuführen ist (s. Tab. 105, Abb. 25). Auch bei Anlage 1 wurde eine Reduzierung der Rührwerkslaufzeit empfohlen, doch nach Aussage des Anlagenbetreibers ist eine starke Reduzierung aufgrund steter Schwimmschichtenbildung nicht möglich.

Bei Anlage 2 und 4 belaufen sich die Rührwerkslaufzeiten auf lediglich 0,6 (5,7 %TS) und 1 (4,5 % TS) h/d.

Der Variationskoeffizient liegt für alle vier Anlagen sehr hoch, d. h., dass die Werte stark streuen, was damit zusammen hängt, dass die Rührwerke zum Teil nach Bedarf eingeschaltet werden (s. Tab. 106).



\bar{x} : Mittelwert

Abb. 25: Laufzeiten der Rührwerke im Nachgärer

Tab. 105: Rührwerksleistung im Nachgärer der Anlagen

oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

| | m ³ | kW | m ³ /kW | TS [%] | oTS [kg/m ³] |
|----------|----------------|----|--------------------|--------|--------------------------|
| Anlage 1 | 1182 | 13 | 90,9 | 5,6 | 37,1 |
| Anlage 2 | 1100 | 13 | 84,6 | 5,7 | 40,3 |
| Anlage 3 | 2500 | 15 | 166,7 | 4,9 | 33,3 |
| Anlage 4 | 905 | 13 | 69,6 | 4,5 | 28,0 |

Tab. 106: Laufzeiten der Rührwerke im Nachgärer der Anlagen

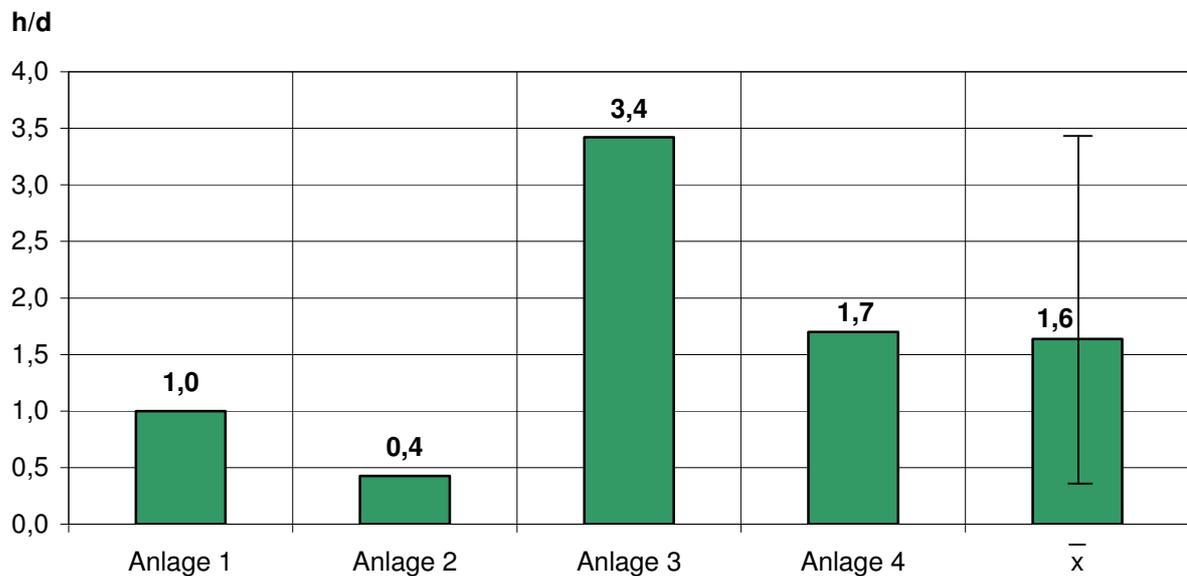
\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | \bar{x} [h/d] | Σ [h/d] | V |
|----------|-----------------|----------------|-------|
| Anlage 1 | 3,7 | 2,6 | 70,3 |
| Anlage 2 | 0,6 | 0,4 | 66,8 |
| Anlage 3 | 1,6 | 1,7 | 106,2 |
| Anlage 4 | 1 | 1 | 106,2 |

4.1.5.2 Pumpen

Die GÜllepumpe von Anlage 1 verfügt über eine Leistung von 2,5 kW und läuft 57 min/d (s. Abb. 26). Bei Anlage 2 (2,2 kW) wird im Durchschnitt 25,6 min/d und bei Anlage 4 (3 kW) 15,4 min/d gepumpt. Bei Anlage 3 fallen die Laufzeiten aufgrund eines Defektes mit 3,4 h/d

um ein Vielfaches höher aus. Da die Güllepumpen nur über relativ kurze Laufzeiten hinweg geringe Leistung aufnehmen und dementsprechend auch einen geringen Stromverbrauch aufweisen, ist die Bedeutung der Pumpenlaufzeiten nachrangig.



\bar{x} : Mittelwert

Abb. 26: Laufzeiten der Güllepumpen

Vergleich

In Abb. 27 sind die durchschnittlichen Laufzeiten der Feststoffdosierer, Rührwerke und Pumpen in h/d abzulesen. Weiterhin sind die Rührzeiten in Tab. 107 aufgeführt sowie die Laufzeiten der Rührwerke der Vorgrube von Anlage 4 und dem Endlager von Anlage 1. Auf Letzteres wird nicht weiter eingegangen, da nicht alle vier Anlagen mit einer Vorgrube und einem Endlager ausgestattet sind, welche davon abgesehen nur geringe Laufzeiten sowie Leistungsaufnahmen aufweisen. Die Ergebnisse lassen zum Teil deutliche Unterschiede der Laufzeiten beim Vergleich der Anlagen erkennen. Die Güllepumpen und Rührwerke im Nachgärer weisen geringere Laufzeiten auf. Eine Ausnahme zeigt bei den Güllepumpen Anlage 3 durch einen Defekt der Pumpe und Anlage 1 in Bezug auf das Rührwerk im Nachgärer (s. u.). Bei den Laufzeiten der Rührwerke von Fermenter und Nachgärer ist zu erkennen, dass diese stark von der installierten Leistung der Rührwerke abhängen. Eine niedrigere installierte Leistung erfordert längere Laufzeiten der Rührwerke. Auffallend sind ebenfalls die variierenden Laufzeiten der Feststoffdosierer, auf die im Folgenden genauer eingegangen wird.

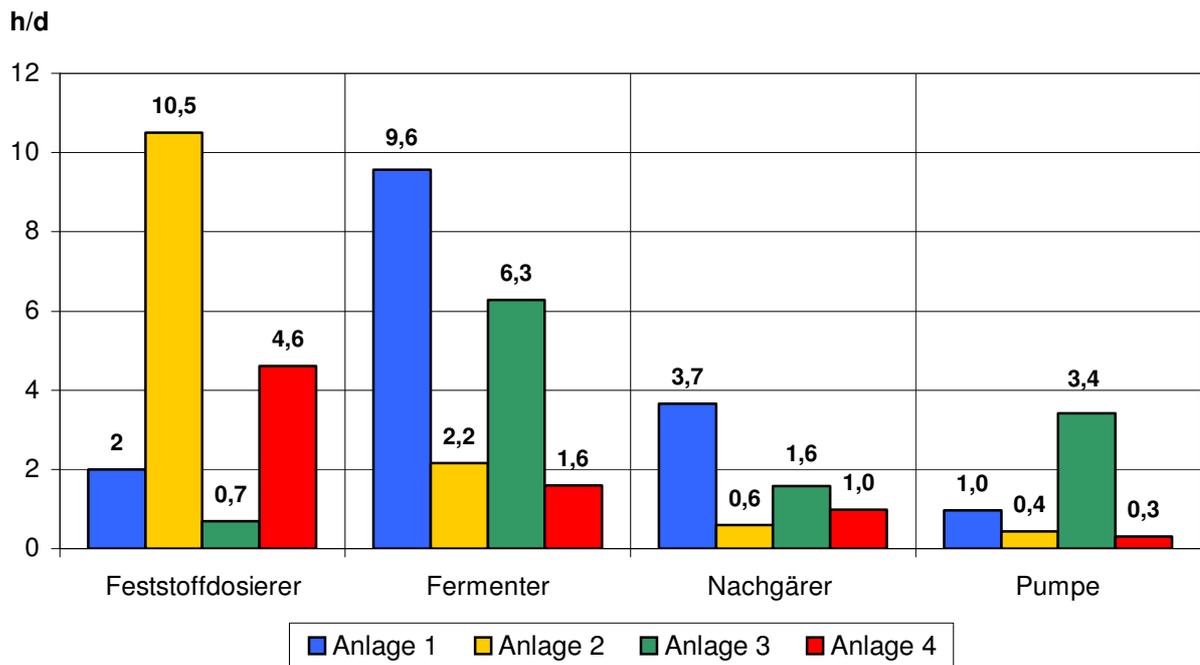


Abb. 27: Laufzeiten der Feststoffdosierer, Rührwerke und Pumpen

Tab. 107: Vergleich der Laufzeiten [h/d] der Anlagen

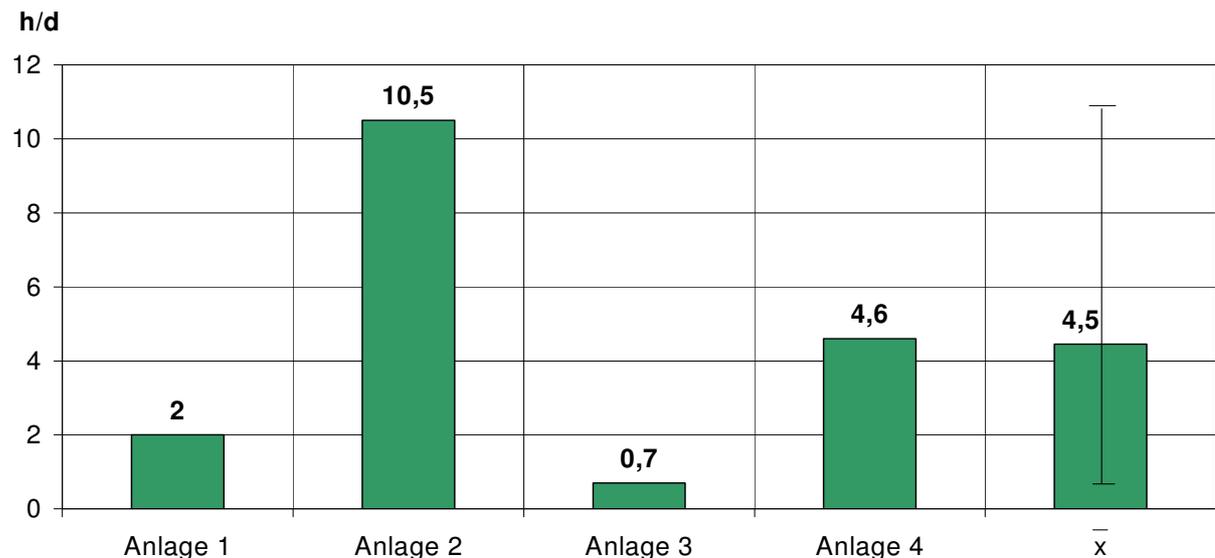
| | Feststoffdosierer | Fermenter | Nachgärer | Pumpe | Vorgrube | Endlager |
|----------|-------------------|-----------|-----------|-------|----------|----------|
| Anlage 1 | 2 | 9,6 | 3,7 | 1,0 | | 0,1 |
| Anlage 2 | 10,5 | 2,2 | 0,6 | 0,4 | | |
| Anlage 3 | 0,7 | 6,3 | 1,6 | 3,4 | | |
| Anlage 4 | 4,6 | 1,6 | 1,0 | 0,3 | 0,3 | |

4.1.5.3 Feststoffdosierer

Das Diagramm in Abb. 28 zeigt, wie viele Stunden die Feststoffdosierer pro Tag in Betrieb sind. Dabei kann allerdings der Einfluss durch den durchschnittlichen organischen Trockensubstanzgehalt oder durch den Anteil an Steinen nicht erfasst werden. Die Laufzeiten werden weiterhin durch die Substrateigenschaften des Kosubstrates beeinflusst.

Bei Anlage 3 erfolgt die Substratzufuhr durch einen Feststoffdosierer in Form eines Futtermischwagens der wiederum mit dem Frontlader des betriebseigenen Schleppers befüllt wird. Der Feststoffdosierer ist nicht an den Datenlogger angeschlossen. Aus technischen sowie aus finanziellen Gründen wurden bei Anlage 3 keine Wiegestäbe am Feststoffdosierer eingebaut, und die Laufzeiten werden ebenfalls nicht kontinuierlich über den Datenlogger erfasst. Um die Menge der zugeführten Substrate dennoch zu erfassen, wurden die Gewichte der Frontladerfüllung über die hofeigene Waage gemessen. Die Betriebsstunden wurden über einen Betriebsstundenzähler abgelesen. So wurden vom 27.12.02-27.03.04 zusätzlich die Leistungsaufnahme und die Laufzeit festgehalten.

Bei Anlage 2 sind die Laufzeiten aufgrund der Menge an Festmist mit 10,5 h/d extrem hoch. Anlage 4 führt annähernd die gleiche Menge an Kosubstraten mit dem gleichen Feststoffdosiersystem täglich zu (s. Abb. 6), dennoch sind die Laufzeiten bei Anlage 4 mit 4,6 h/d weitaus geringer. Anlage 1 (2 h/d) und Anlage 3 (0,7 h/d) füttern den Fermenter mit einer geringeren Menge an festen Kosubstraten täglich als die Anlagen 2 und 4. Darüber hinaus können beide Systeme eine hohe Menge in einem geringen Zeitraum bewältigen (s. Abb. 29). Bei Anlage 3 spiegelt sich die gute Funktionsfähigkeit des Feststoffdosierers in Form eines Futtermischwagens in der geringen Laufzeit wider.



\bar{x} : Mittelwert

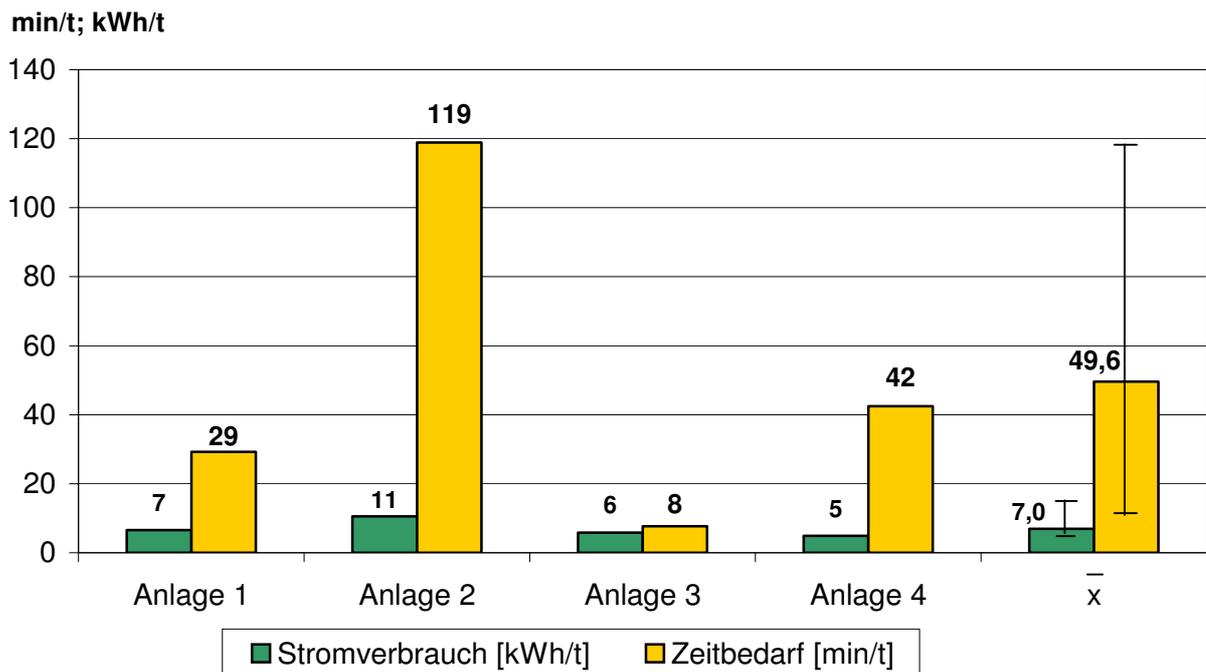
Abb. 28: Laufzeiten der Feststoffdosierer

Das Diagramm in Abb. 29 zeigt, die Zeit, die der Feststoffdosierer für die Zufuhr einer Tonne an Kosubstraten benötigt. Dabei kann allerdings der durchschnittliche organische Trockensubstanzgehalt oder der Anteil an Steinen nicht erfasst werden, was bedeutet, dass die Einflussfaktoren auf die Funktionstüchtigkeit des Feststoffdosierers nicht berücksichtigt werden können.

Für die Zuführung einer Tonne Festsubstrat beansprucht Anlage 3 mit 8 min/t den geringsten Zeitbedarf (gelbe Säulen), gefolgt von Anlage 1 mit 29 min/t. Anlage 2 und 4 verfügen über den gleichen Feststoffdosierer, erzielen jedoch gänzlich unterschiedliche Ergebnisse. Der höhere Strom- und Zeitbedarf pro Tonne Substrat von Anlage 2 resultiert aus der Zuführung von Festmist in Höhe von 2,5 t/d, denn das langfaserige feste Substrat erfordert mehr Energie und Zeit.

Die grünen Säulen stellen den Stromverbrauch für die Feststoffdosierung einer Tonne dar. Anlage 1, 3 und 4 verzeichnen mit 7, 6 bzw. 5 kWh/t den geringsten Strombedarf. Im Vergleich zu Anlage 4 erzielt Anlage 2 beim Stromverbrauch analog zu den Laufzeiten ein erheblich höheres Resultat trotz gleichen Feststoffdosiersystems, was auch hier in dem Eintrag von Festmist begründet liegt. Die hohe Leistungsaufnahme des Feststoffdosierers

bei Anlage 3 wird durch den geringen Zeitbedarf pro zugeführte Tonne Substrat ausgeglichen. Bei Anlage 2 und 4 hingegen ist zwar eine geringe Leistungsaufnahme gegeben, doch durch die hohen Laufzeiten ist der Stromverbrauch pro Tonne Substrat ähnlich hoch bzw. bei Anlage 2 sogar höher als bei Anlage 3. Daher ist bei der Planung auf die Funktionsfähigkeit und -sicherheit der Feststoffdosierer zu achten, denn eine hohe Leistungsaufnahme kann durch geringe Laufzeiten zu einem geringen Stromverbrauch pro Tonne Substrat führen. Des Weiteren kann durch eine gute Funktionsfähigkeit des Feststoffdosierers der Arbeitszeitbedarf für die Betreuung der Anlage reduziert werden (s. Kap. 4.1.7).



\bar{x} : Mittelwert

Abb. 29: Strom- und Zeitbedarf der Feststoffdosierer pro Tonne Substrat

4.1.5.4 Stromverbrauch einzelner Verbraucher

In den Diagrammen der Abb. 30-33 wird der Stromverbrauch der einzelnen Antriebe der Anlagen getrennt dargestellt. Da es sich um viermalige Messungen (s. Kap. 3.3.4) der Leistungsaufnahme der einzelnen Stromabnehmer handelt und der Stromverbrauch der einzelnen Elemente nicht während der ganzen Zeit aufgezeichnet wurde, stimmt die Summe des berechneten Stromverbrauchs der einzelnen Elemente nicht exakt mit dem durchschnittlichen Stromverbrauch der Anlage überein.

Bei den Messungen wurde festgestellt, dass die Stromabnehmer in der Anlaufphase mehr Leistung aufnehmen als in der späteren Betriebsweise. Der zusätzliche Stromverbrauch der Anlaufphase wurde zwar gemessen, wird aber aufgrund der sehr kurzen Dauer nicht in die Berechnungen mit einbezogen.

Bei Anlage 1 ist der Hauptstromverbrauch dem Rührwerk des Fermenters mit 50,6 % durch die hohe Laufzeit von 9,6 h/d sowie dem Nachgärer (3,7 h/d) mit 33,7 % zuzuschreiben (s. Abb. 30). Hier ist in Frage zu stellen, ob nicht – wie in Kap. 4.1.5.1 diskutiert –, ein größeres Rührwerk mit 13 kW hätte eingebaut werden müssen. Auffallend ist die hohe Leistungsaufnahme des Rührwerkes im Nachgärer. Der Motor des Rührwerkes war defekt, woraus vermutlich ein höherer Widerstand und damit eine höhere Leistungsaufnahme resultiert. Der Feststoffdosierer verbraucht hier mit 26,8 kWh/d lediglich 11,3 % des Gesamtstromverbrauchs. Endlager und Güllepumpe verzeichnen aufgrund der geringen Laufzeit sowie der geringen Leistungsaufnahme einen zu vernachlässigenden Stromverbrauch.

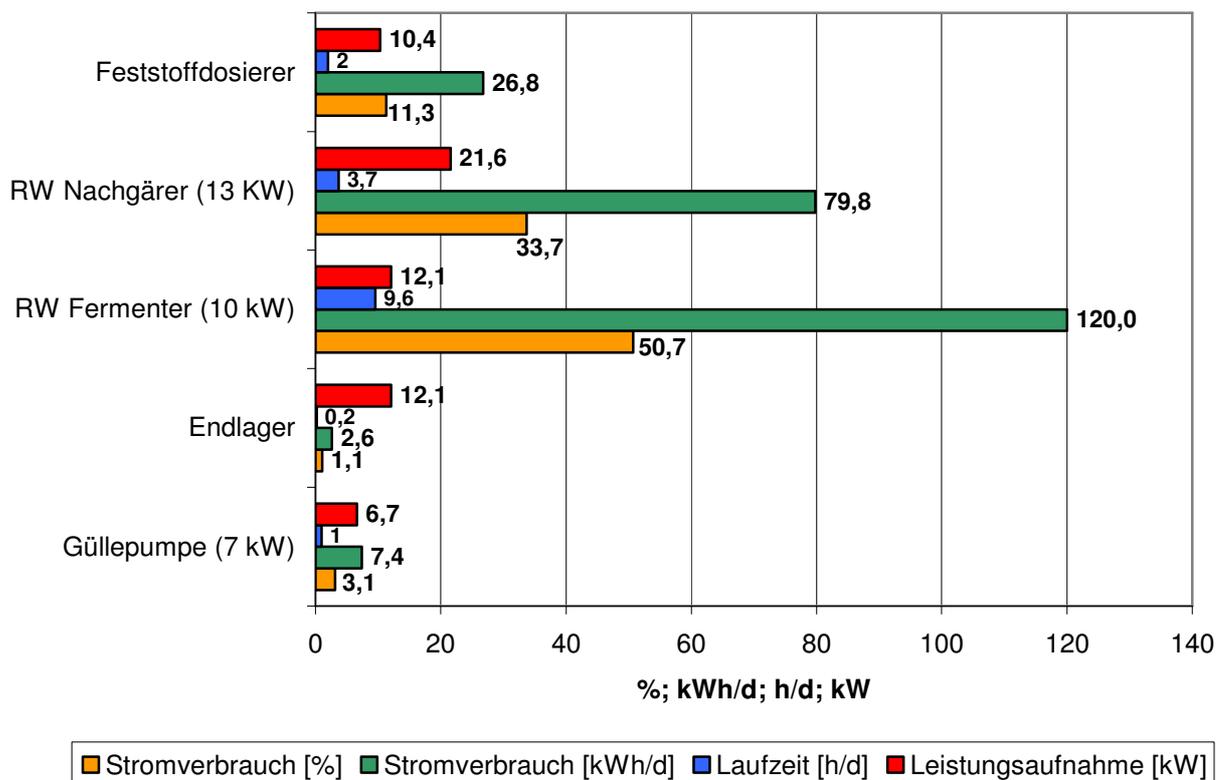


Abb. 30: Stromverbrauch einzelner Antriebe, Anlage 1

Bei Anlage 2 verbraucht der Feststoffdosierer mit 52,4 % den größten Anteil des Stroms zum Betrieb der Anlage (s. Abb. 31). Der Stromverbrauch des Feststoffdosierers bezieht sich jedoch lediglich auf 58,8 kWh/d. Der prozentuale Anteil des Feststoffdosierers fällt durch den gesamten niedrigen Stromverbrauch der Anlage (111,1 kWh/d) dementsprechend hoch aus. Die Rührwerke im Fermenter verbrauchen mit 18,7 kWh/d (oberes Rührwerk) und 17,3 kWh/d (unteres Rührwerk) durch die geringe Laufzeit von lediglich 1,1 h/d sehr wenig Strom (s. Kap. 4.1.5.1). Das obere Rührwerk verzeichnet eine höhere Leistungsaufnahme durch die Ansammlung von Schwimmschichten im oberen Bereich des Fermenters.

Laut der Herstellerfirma erfolgt eine Leistungsaufnahme des Feststoffdosierers unter einem Verbrauch von lediglich 3 kW (s. Kap. 3.1). Die gemessene durchschnittliche Leistungsaufnahme bei Anlage 2 beträgt zwar 5,6 kW, kann aber dennoch als äußerst gering bewertet werden.

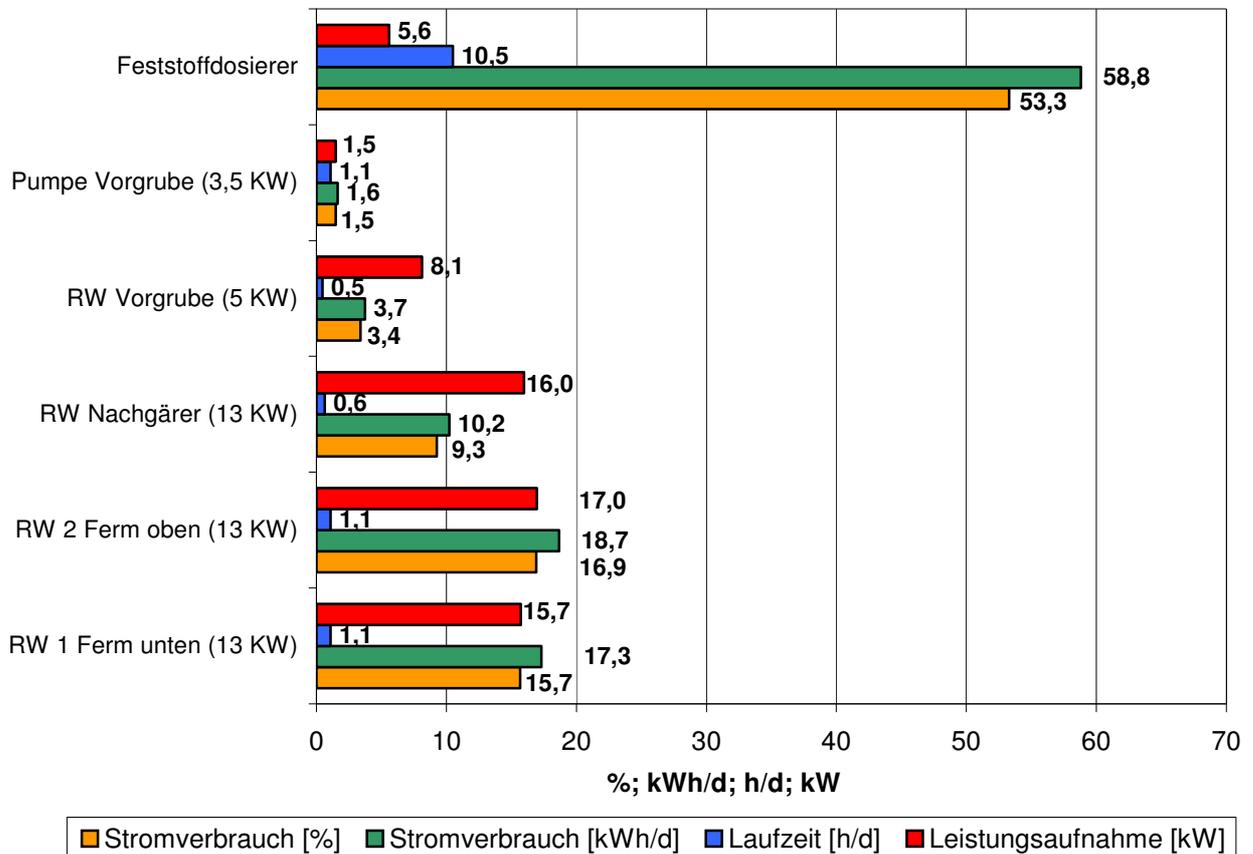


Abb. 31: Stromverbrauch einzelner Antriebe, Anlage 2

Anlage 3 verzeichnet insgesamt einen Stromverbrauch von 185,1 kWh/d. Einen hohen Stromanteil nimmt das Rührwerk des Fermenters mit 60,0 % aufgrund seiner hohen Laufzeiten (s. Kap. 4.1.5.1) in Anspruch (s. Abb. 32). Da es sich hierbei mitunter um einen Bedienungsfehler handelt, besteht bei der Anlage noch Potential zur Reduzierung des Stromverbrauchs.

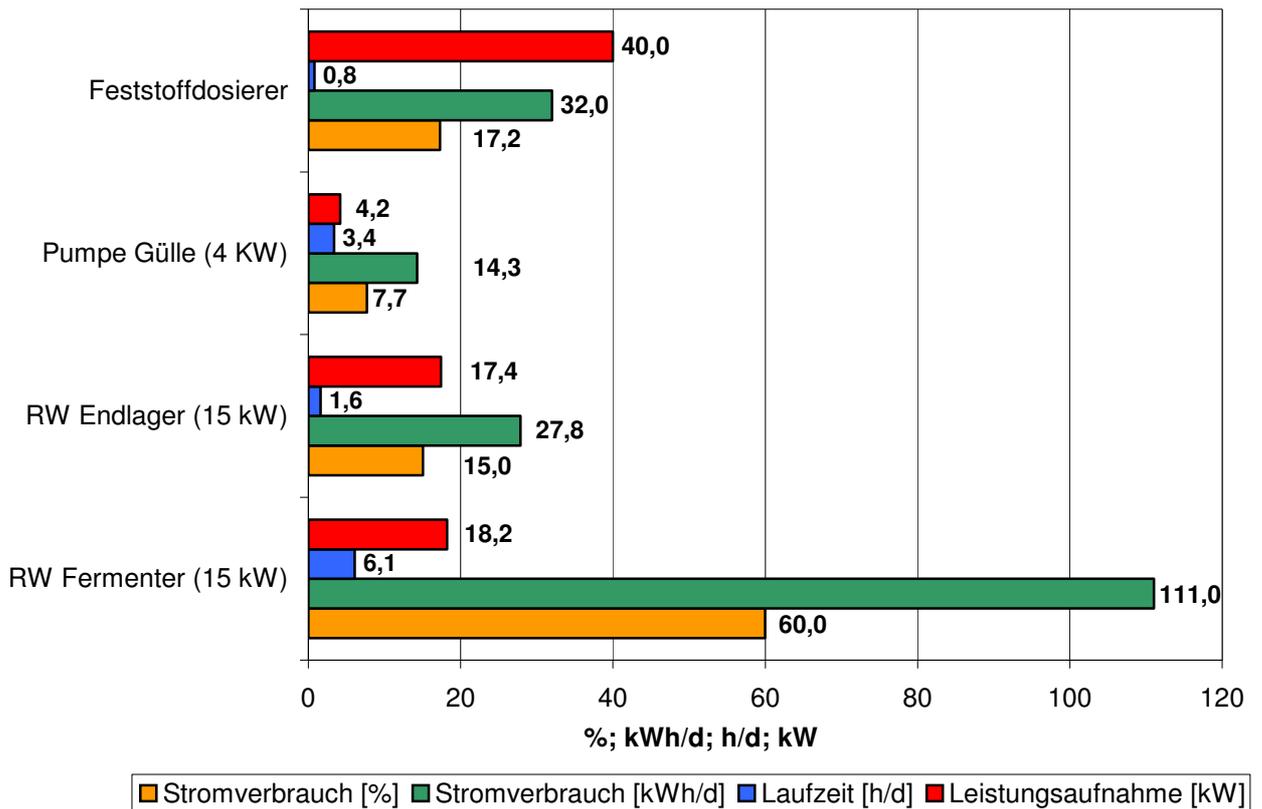


Abb. 32: Stromverbrauch einzelner Antriebe, Anlage 3

Anlage 4 verbraucht von allen Anlagen mit 86 kWh/d (1,9 %) am wenigsten Energie in Form von Strom zum Betrieb der Biogasanlage. Der Hauptanteil des verbrauchten Stroms ist dem Feststoffdosierer mit 31,7 kWh/d (41,5 %) und dem Rührwerk des Fermenters mit 26,4 kWh/d (34,5 %) zuzuschreiben (s. Abb. 33). Die Laufzeiten der Rührwerke werden bei der Anlage äußerst niedrig gehalten. Bei dieser Anlage ist ein 13 kW-Rührwerk im Fermenter eingebaut, und die Größe des Fermenters (571 m³; 1,6 h/d) entspricht in etwa der von Anlage 1 (610 m³; 9,6 h/d), bei der ein Rührwerk von 10 kW installiert ist, was sich deutlich in den langen Rührwerklaufzeiten (s. Kap. 4.1.5.1) widerspiegelt. Auch hier stimmt die gemessene Leistungsaufnahme nicht mit den Angaben der Hersteller überein, dennoch kann der überaus niedrige Stromverbrauch als vorbildlich bezeichnet werden. In Anbetracht dessen, dass hier nachträglich ein drittes BHKW mit 100 kW elektrischer Leistung installiert wurde, ist zu vermuten, dass der prozentuale Stromverbrauch – trotz wahrscheinlich erhöhter Laufzeit von Feststoffdosierer und Rührwerken – zukünftig sinken wird.

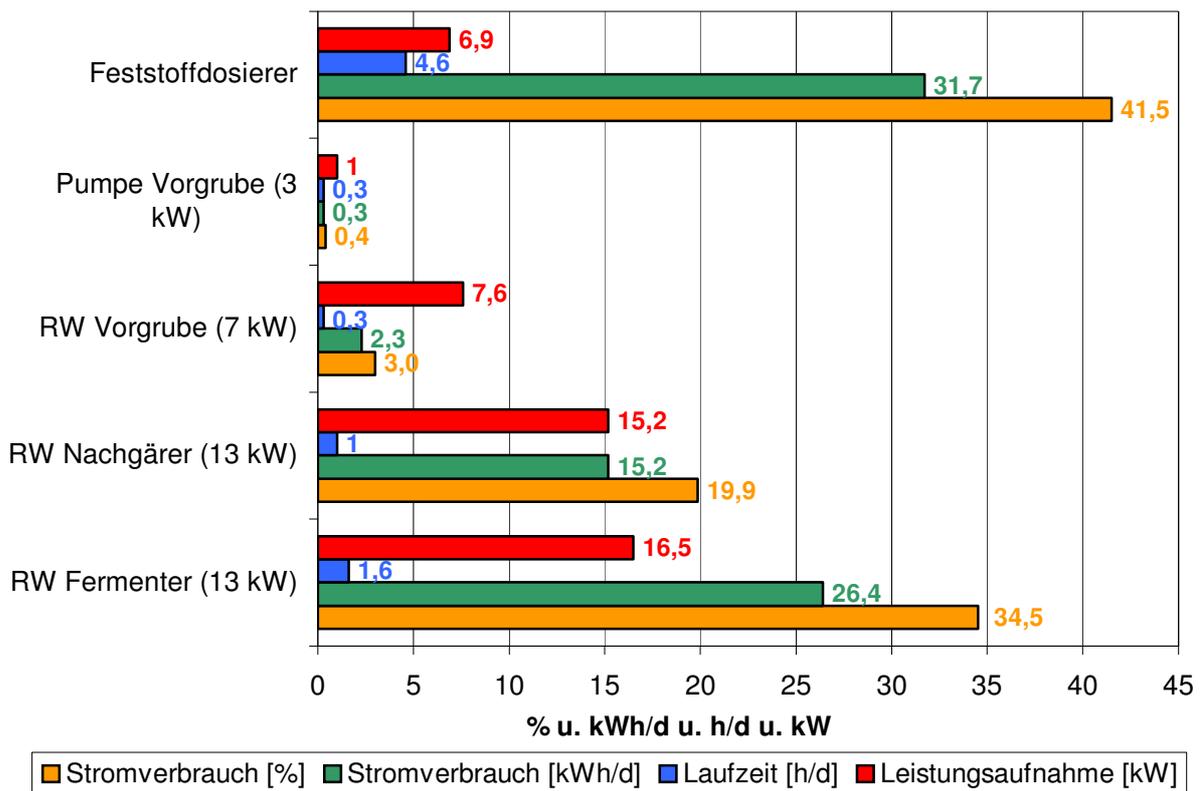


Abb. 33: Stromverbrauch einzelner Antriebe, Anlage 4

Vergleich

Bei den Messungen der Leistungsaufnahme der Rührwerke fällt auf, dass die gemessene Leistungsaufnahme im Durchschnitt 20 % höher ist, als die tatsächlich installierte Leistung. Dies sollte bei Planungen von Biogasanlagen berücksichtigt werden, um den Stromverbrauch einer Anlage genauer berechnen zu können. Der größte Teil des Stromverbrauchs wird bei den Anlagen von den Feststoffdosierern und Rührwerken im Fermenter beansprucht. Jedoch sind hier große Unterschiede beim Vergleich der Anlagen in Abhängigkeit von der Laufzeit und der Leistungsaufnahme festzustellen. Anlage 1 und 3 verzeichnen im Vergleich zu Anlage 2 und 4 einen hohen Stromverbrauch, der bei Anlage 1 durch die hohen Laufzeiten der Rührwerke in Fermenter und Nachgärer und bei Anlage 3 durch zu hohe Laufzeiten des Rührwerkes im Fermenter verursacht wird. Die Güllepumpen und Rührwerke der Vorgruben sowie Endlager benötigen hingegen bei allen Anlagen wenig Energie. Daher ist bei der Planung auf eine ausreichende installierte Leistung der Rührwerke zu achten und von dem Betreiber sind die Einstellungen der Laufzeitenintervalle in regelmäßigen Abständen zu überprüfen.

Nach Fischer (2002, 61) liegt ein erhebliches Potenzial zur Reduzierung des Anlagenstromverbrauchs in der Wahl des optimalen Rührwerkes. Fischers Messungen haben ergeben, dass ein Fermenter (500 m³) mit zwei Tauchmotorrührwerken mit jeweils

11,5 kW elektrischer Leistung im Zeitraum vom April bis September 2001 insgesamt 47572 kWh verbraucht hat. Ein anderer Fermenter von gleichem Volumen und einem zentral auf dem Dach montierten Rührwerk mit einer Leistung von 2,2 kW verbrauchte im gleichen Zeitraum 6764 kWh.

4.1.6 Wirkungs-/Nutzungsgrad und Zündölanteil der Blockheizkraftwerke

In den Diagrammen der Abb. 34-41 werden die Mittelwerte des elektrischen (η_{el}) sowie thermischen (η_{th}) Wirkungsgrades und des Zündölanteils der acht BHKW dargestellt. Im Anschluss werden die Ergebnisse verglichen (s. Abb. 42). In der Praxis wird der Zündölanteil als ‚Heizölanteil‘ bezeichnet. Beide Terminologien werden im Folgenden verwendet. Fehlende Messzeiträume aufgrund defekter Gaszähler, Gasanalysegeräte, Heizölzähler oder Wärmemengenzähler wurden aus den Auswertungen herausgenommen und nicht explizit aufgelistet. Die Sommermonate, während derer die Notkühler zum Teil eingeschaltet waren, wurden bei den Berechnungen der thermischen Wirkungsgrade nicht herausgefiltert, um eventuell auftretende Abweichungen im Vergleich zu den erzielten Wirkungsgraden während der übrigen Jahreszeiten betrachten zu können. Für die Beeinflussung durch die Notkühler werden separate Berechnungen durchgeführt (s. u.).

In den Tabellen 108-125 sind die Mittelwerte, Standardabweichungen und Variationskoeffizienten der zugrunde gelegten Messparameter für die Berechnung des Heizölanteils und der Wirkungsgrade aufgezeigt. Zusätzlich wird der Korrelationskoeffizient (R) für den Zusammenhang zwischen den einzelnen Messparametern und dem elektrischen (R zu η_{el}) sowie thermischen Wirkungsgrad (R zu η_{th}) berechnet, um Einflussfaktoren auf die Wirkungsgrade zu eruieren. Weiterhin werden die Ergebnisse der Messreihen anhand einer 20- (720/d) und einer 480-minütigen (3/d) Methangasmessung dargestellt, so dass sie mit Hilfe des Mittelwertes, der Standardabweichung sowie des Variationskoeffizienten kompariert werden können. In den Abbildungen werden der Beginn und das Ende der 20-minütigen Methangasmessungen durch eine vertikale Linie angezeigt. Die Messungen wurden für die Winterzeit geplant, um beim thermischen Wirkungsgrad den Einfluss des Notkühlers ausschließen zu können. Der thermische Wirkungsgrad steht zum Vergleich der variierenden Methangasmessung nicht bei allen BHKW zur Verfügung.

Bei Anlage 1 wird die thermische Produktion der beiden BHKW über einen gemeinsamen Wärmemengenzähler erfasst, was nach Angaben der Herstellerfirma aus technischen Gründen nicht anders zu bewerkstelligen war. Insofern schließt der thermische Wirkungsgrad eine gewisse Ungenauigkeit ein, da er lediglich von BHKW 1 und 2 insgesamt berechnet werden kann. In Tab. 108 sind die Ergebnisse des gesamten Messzeitraumes sowohl bei einem 20- wie auch bei einem 480-minütigen Methangasmessintervall dargestellt.

Der Zündölanteil liegt im Durchschnitt der gesamten Messreihe von BHKW 1 bei Anlage 1 bei 13,7 % mit einem relativ hohen Variationskoeffizienten von 36,1% (s. Tab. 108). Bei

Betrachtung des Kurvenverlaufs im Diagramm (s. Abb. 34) wird dies durch eine starke Erhöhung des Anteils zu Beginn sowie am Ende der Messreihe deutlich. Nach Anraten der Projektleiter wurde der anfangs durchschnittliche Heizölanteil von 16,1 % reduziert. Hierdurch bezifferte sich der Heizölanteil von April bis August 2003 auf unter 10 %, so wie es von den Stromabnehmern verlangt wird. Ende August 2003 veranlassten defekte Einspritzdüsen den Anlagenbetreiber, den Heizölanteil wieder zu erhöhen, so dass dieser Anfang des Jahres 2004 bei 20 % lag, was als viel zu hoch zu bewerten ist. Ein erhöhter Zündölanteil hat jedoch laut Grotholt (mündliche Mitteilung 2003) positive Auswirkungen auf den Wirkungsgrad (hier 37,3 % bzw. 40,4 %) und auf die Haltbarkeit der Einspritzdüsen, weil die Temperaturen der Einspritzdüsen bei einem höheren Zündölanteil niedriger bleiben. Es ist ein mittlerer negativer Zusammenhang zwischen thermischem Wirkungsgrad und dem Heizölverbrauch (R 0,7) sowie eine positive starke Korrelation von 0,8 zwischen dem thermischen und elektrischen Wirkungsgrad festzustellen.

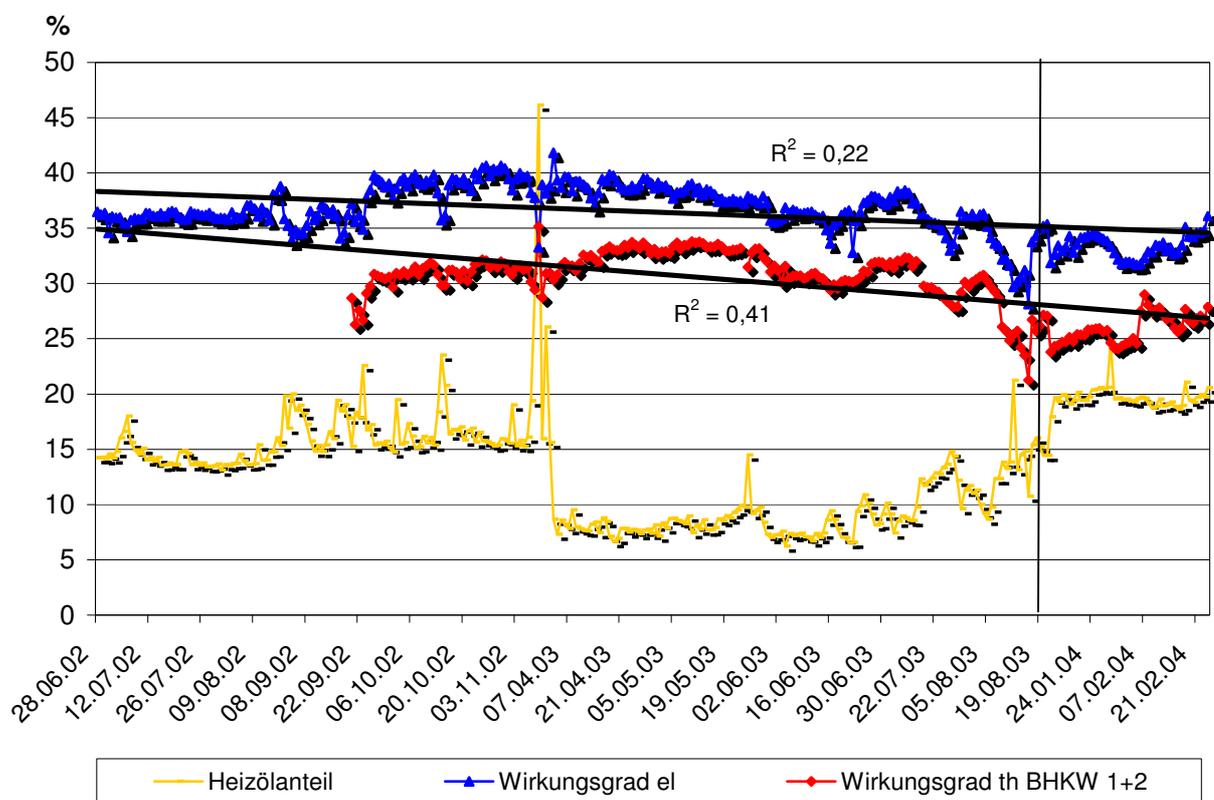
Der elektrische Wirkungsgrad beziffert sich bei Anlage 1 von BHKW 1 im Durchschnitt auf 36,5 % mit einem geringen Variationskoeffizienten von 6,4 %. Der niedrige Variationskoeffizient spricht für einen kontinuierlichen Betrieb unter Volllast. Läuft ein BHKW nicht unter Volllast, so sinkt der elektrische Wirkungsgrad (Gottmar, mündliche Mitteilung 2004). Ein erhöhter elektrischer Wirkungsgrad bei erhöhtem Heizölanteil kann hier jedoch nicht festgestellt werden (s. o.). Der Korrelationskoeffizient ergibt sogar mit -0,4 einen schwachen negativen Zusammenhang, was bedeutet, dass bei erhöhtem Heizölanteil der Wirkungsgrad sinkt. Das Ergebnis sollte aber bei einem derart schwachen Zusammenhang nicht überbewertet werden. Bei den weiteren ermittelten Korrelationskoeffizienten in Bezug auf den elektrischen Wirkungsgrad sind keine eindeutigen Ergebnisse abzuleiten.

Der Verbrauch von Heizöl spiegelt sich im Heizölanteil wider und wird daher nicht eingehender erläutert.

Der thermische Wirkungsgrad der beiden BHKW insgesamt beläuft sich im Durchschnitt auf 30 % und liegt im Vergleich zu den Literaturangaben von 50-55 % erstaunlich niedrig (s. Kap. 2.5.6). Lediglich die Angabe von Eichert (1998, 125) zeigt mit 35 % eine ähnliche Tendenz. Der thermische Wirkungsgrad ist nach Aussagen von Becker (mündliche Mitteilung 2004) sowie Gottmar (mündliche Mitteilung 2004) deshalb niedrig, weil sich durch den Heizölanteil Rußpartikel auf den Abgaswärmetauschern absetzen, was eine Behinderung der Wirkleistung des Abgaswärmetauscher und damit des potenziell möglichen thermischen Wirkungsgrad zur Folge hat.

Von Fischer (mündliche Mitteilung 2004) wird die Plausibilität der Messergebnisse auf Basis eigener Erfahrungen und Messungen bestätigt. Um die Verrußung der Abgaswärmetauscher zu verhindern, müssten die Abgaswärmetauscher laut Becker (mündliche Mitteilung 2004) ein- bis zweimal im Jahr gereinigt werden. Bei Gasmotoren sollte der thermische

Wirkungsgrad bei installiertem Abgaswärmetauscher theoretisch höher ausfallen (Becker), da hier kein Heizölanteil benötigt wird. Die Messergebnisse der FAL (2004) stützen diese These. Des Weiteren wird die Abkühlung durch die Notkühler nicht erfasst, dementsprechend höher ist die Wärmeproduktion während der Sommermonate zu bewerten (s. u.). Dennoch ist in dem Diagramm in Abb. 34 keine deutlich Abweichung im Sommer zu erkennen. Der geringe Variationskoeffizient von 9,4 % spricht wie in Bezug auf den elektrischen Wirkungsgrad für einen nahezu konstanten Betrieb unter Vollast. Dies verdeutlicht auch die hohe durchschnittliche Stromerzeugung von 2354 kWh/d (mögliches Maximum 2400 kWh/d) (s. Kap. 4.1.4). Die Korrelationskoeffizienten in Bezug auf den thermischen Wirkungsgrad ergeben außer beim Heizölanteil keinen signifikanten Zusammenhang. Der Korrelationskoeffizient von -0,6 spricht für eine leichte negative Korrelation zwischen thermischem Wirkungsgrad und Heizölanteil, d. h., dass der thermische Wirkungsgrad bei einem erhöhten Heizölanteil sinkt. Gründe dafür können in der stärkeren Verrußung der Abgaswärmetauscher liegen.



BHKW: Blockheizkraftwerk, R^2 : Bestimmtheitsmaß

Abb. 34: Wirkungsgrad_{el+th} und Heizölanteil (Anlage1, BHKW 1)

Tab. 108: Wirkungsgrad_{el+th} Anlage 1, BHKW 1 (100 kW)

R: Korrelationskoeffizient, η_{th} : thermischer Wirkungsgrad, η_{el} : elektrischer Wirkungsgrad,
 n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Norm- gas | CH ₄ - Gehalt | Heizwert Gas | Stromer- zeugung | Heiz- öl | Heizwert Öl | Heizöl- anteil | Wirkungs- grad _{el} | Wirkungs- grad _{th} |
|------------------|---------------------|-----------------------------|-----------------|------------------------|-------------|----------------|-------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | [m ³ /d] | [%] | [kWh/d] | [kWh _{el} /d] | [l/d] | [kWh/d] | [%] | [%] | BHKW 1+2 [%] |
| \bar{x} | 974 | 57,4 | 5587 | 2354 | 88,9 | 889 | 13,7 | 36,5 | 30,0 |
| σ | 144 | 3,5 | 837 | 316,6 | 35,5 | 355 | 4,9 | 2,3 | 2,8 |
| V | 14,8 | 6,1 | 15,0 | 13,5 | 40,0 | 40,0 | 36,1 | 6,4 | 9,4 |
| R zu η_{el} | -0,3 | 0,1 | -0,2 | 0,1 | -0,5 | -0,5 | -0,4 | | |
| n | 297 | 297 | 297 | 297 | 297 | 297 | 297 | | |
| p | <0,001 | <0,05 | <0,001 | <0,05 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | | |
| R zu η_{th} | -0,2 | 0,2 | -0,1 | 0,0 | -0,7 | -0,7 | -0,6 | 0,8 | |
| n | 297 | 297 | 297 | 297 | 297 | 297 | 297 | 297 | |
| p | <0,001 | <0,001 | <0,05 | <0,05 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | |

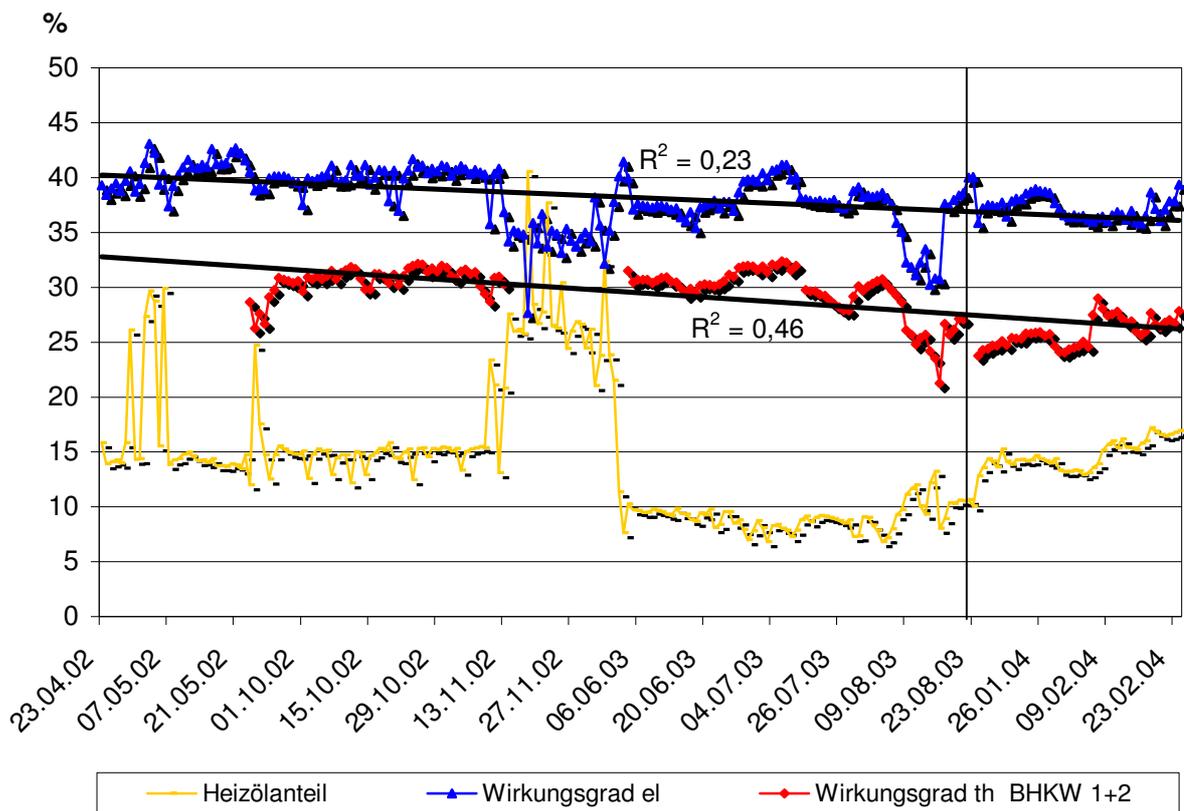
Die über sechs Wochen hinweg ermittelte Messreihe des Methangases mit 20-minütigem Messintervall ergibt einen deutlich geringeren elektrischen wie auch thermischen Wirkungsgrad und einen deutlich höheren Heizölanteil. Die 20-minütigen Messungen wurden in den Wintermonaten durchgeführt, um die Reduzierung durch die Notkühler auszuschalten. Es stellte sich jedoch heraus, dass die (in diesem Fall zu vernachlässigende) Reduzierung durch die Notkühler nicht der ausschlaggebende Faktor für die Erzielung hoher Wirkungsgrade zu sein scheint. Bei Betrachtung der Verlaufskurven im Diagramm (s. Abb. 34) ist ein Rückgang der Wirkungsgrade seit Mai 2003 zu beobachten. Dies wird durch die eingefügte Trendlinie der beiden Wirkungsgrade verdeutlicht. Das Bestimmtheitsmaß des thermischen Wirkungsgrades ergibt einen Wert von 0,41 und spricht somit für einen leichten Zusammenhang zwischen der Trendlinie und den Messergebnissen. Beim elektrischen Wirkungsgrad fällt der Wert mit 0,22 etwas geringer aus. Der Verlauf der Messreihe spiegelt aber erkennbar den rückläufigen Verlauf wider. Da die Messungen mit einem 20-minütigen Messintervall am Ende der gesamten Messreihe durchgeführt wurden, kann das Messintervall der Methangasmessung in diesem Zusammenhang nicht als ausschlaggebender Faktor für den geringeren elektrischen und thermischen Wirkungsgrad genannt werden. Der geringe Variationskoeffizient von 3,8 % für den 20-minütigen Messintervall spricht für geringe Schwankungen im Tagesverlauf des Methangasgehaltes (s. Kap. 4.1.2). Das Ergebnis lässt eine dreimalige Methangasmessung pro Tag für die Wirkungsgradberechnungen der BHKW als ausreichend erscheinen, was die Aussagen von Krieg, Mitterleitner, Ott, Oechsner und Weiland (mündliche Mitteilung 2002) bestätigen (s. Kap. 3.3.5.2). Darüber hinaus bekräftigen dies auch die nachfolgenden Ergebnisse.

Tab. 109: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH₄ (Anlage 1, BHKW 1)

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| 20 min.: 13.01.-24.02.04 | Heizölanteil [%] | | Wirkungsgrad _{el} [%] | | Wirkungsgrad _{th} [%] | |
|-----------------------------|------------------|--------|--------------------------------|--------|--------------------------------|--------|
| | 3/d | 20 min | 3/d | 20 min | 3/d | 20 min |
| \bar{x} | 12,7 | 19,7 | 37,3 | 33,4 | 30,9 | 25,9 |
| Σ | 4,6 | 1,0 | 2,1 | 1,0 | 2,2 | 1,3 |
| V | 36,4 | 5,0 | 5,5 | 3,1 | 7,0 | 5,0 |

Bei BHKW 2 von Anlage 1 bezieht sich der Heizölanteil auf durchschnittlich 14,5 % mit einem hohen Variationskoeffizienten von 40,7 % (s. Tab. 110). Die Ursache hierfür ist die gleiche wie bei BHKW 1 (s. o.). Das Ergebnis des elektrischen Wirkungsgrades fällt mit 38,2 % sehr positiv aus ebenso wie der geringe Variationskoeffizient von 6,6 %. Ähnlich wie bei BHKW 1 ist der Motor kontinuierlich gelaufen, was sich ferner in der hohen Stromproduktion von 2481 kWh/d (s. Kap. 4.1.4) mit einem geringen Variationskoeffizienten von 10,3 % niederschlägt. Es ist eine Korrelation (0,7) zwischen elektrischem und thermischem Wirkungsgrad zu verzeichnen.



BHKW: Blockheizkraftwerk, R^2 : Bestimmtheitsmaß

Abb. 35: Wirkungsgrad_{el+th} und Heizölanteil (Anlage 1, BHKW 2)

Tab. 110: Wirkungsgrad_{el+th} Anlage 1, BHKW 2 (100 kW)

R: Korrelationskoeffizient, η_{th} : thermischer Wirkungsgrad, η_{el} : elektrischer Wirkungsgrad,
n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Norm- gas | CH ₄ - Gehalt | Heizwert Gas | Stromer- zeugung | Heiz- öl | Heizwert Öl | Heizöl- anteil | Wirkungs- grad _{el} | Wirkungs- grad _{th} |
|------------------|---------------------|-----------------------------|-----------------|------------------------|-------------|----------------|-------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | [m ³ /d] | [%] | [kWh/d] | [kWh _{el} /d] | [l/d] | [kWh/d] | [%] | [%] | BHKW 1+2 [%] |
| \bar{x} | 975 | 57,1 | 5570 | 2481 | 94,3 | 943 | 14,5 | 38,2 | 28,9 |
| σ | 117 | 3,3 | 743,0 | 255 | 40,6 | 406 | 5,9 | 2,5 | 2,6 |
| V | 12,0 | 5,7 | 13,3 | 10,3 | 43,1 | 43,1 | 40,7 | 6,6 | 8,9 |
| R zu η_{el} | -0,2 | 0,1 | -0,1 | 0,3 | -0,4 | -0,4 | -0,3 | | |
| n | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | | |
| p | <0,01 | <0,1 | <0,1 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | | |
| R zu η_{th} | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,3 | -0,3 | -0,3 | -0,2 | 0,7 | |
| n | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | |
| p | | <0,1 | | <0,001 | <0,001 | <0,001 | <0,01 | <0,001 | |

Bei BHKW 2 von Anlage 1 fallen der elektrische und – etwas deutlicher – der thermische Wirkungsgrad beim 20-minütigen Messintervall geringer aus als bei BHKW 1. Anhand der Trendlinie und des Bestimmtheitsmaßes von 0,23 (elektrisch) und 0,46 (thermisch) ist jedoch wie bei BHKW 1 ein Rückgang des Wirkungsgrades zu erkennen.

Tab. 111: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH₄ (Anlage 1, BHKW 2)

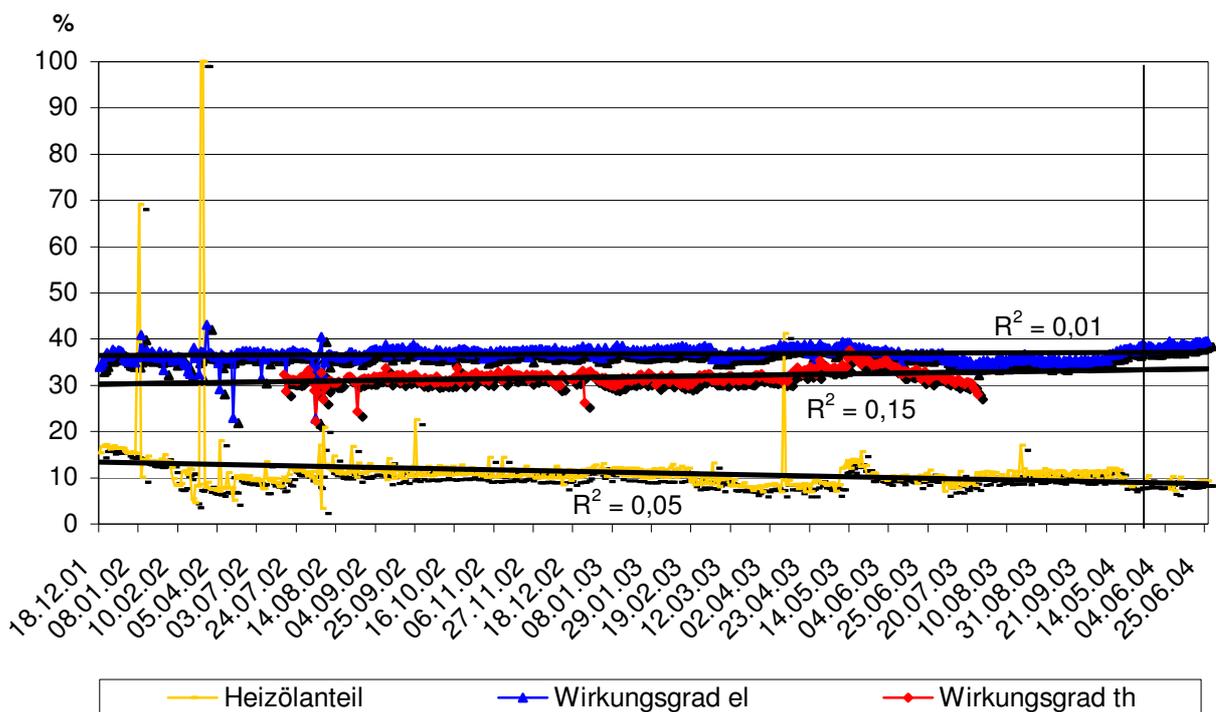
\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| 20 min.: 13.01.-24.02.04 | Heizölanteil [%] | | Wirkungsgrad _{el} [%] | | Wirkungsgrad _{th} [%] | |
|-----------------------------|------------------|--------|--------------------------------|--------|--------------------------------|--------|
| | 3/d | 20 min | 3/d | 20 min | 3/d | 20 min |
| \bar{x} | 14,5 | 14,7 | 38,4 | 37,2 | 30,0 | 25,9 |
| Σ | 6,5 | 1,3 | 2,7 | 1,0 | 2,0 | 1,3 |
| V | 45,2 | 8,6 | 7,1 | 2,7 | 6,7 | 5,0 |

Der Heizölanteil bei BHKW 1 von Anlage 2 liegt im Mittel bei 11,1 % mit einem hohen Variationskoeffizienten von 57,2 % (s. Tab. 112). Dieser hohe Wert ist durch die Ausreißer und die stete Intention des Anlagenbetreibers zu erklären, den Heizölanteil zu senken. Dies spiegelt sich in der Trendlinie mit einem Bestimmtheitsmaß von 0,05 wider. Es ist eine gleichmäßige leichte Reduktion des Anteils zu erkennen. Vor allem entsteht der hohe Variationskoeffizient durch die drei Peaks, die in dem Diagramm (s. Abb. 36) abzulesen sind. Die Peaks wurden an Tagen verursacht, an denen das BHKW ganz oder hauptsächlich auf der Basis von Heizöl gefahren ist, was bei einer zu geringen Gasproduktion vorkommen kann. Im März 2002 kam es z. B. zum ‚Umkippen‘ des Fermenters (s. Kap. 4.1.4), wonach die Wärmebeheizung des Fermenters durch Heizölbetrieb sichergestellt werden musste.

Der elektrische Wirkungsgrad bezieht sich auf 36,8 % mit einem äußerst geringen Variationskoeffizienten von 4,2 %. Die hohe durchschnittliche Stromproduktion von 2337 kWh/d und ein Variationskoeffizient von 8,7 % weisen ebenfalls auf eine kontinuierliche Betriebsweise unter Volllast hin. Im Gegensatz zu den Ergebnissen von Anlage 1 bleibt der elektrische Wirkungsgrad konstant hoch, was anhand der Trendlinie verfolgt werden kann.

Der thermische Wirkungsgrad erreicht hier ebenfalls lediglich einen Durchschnitt von 31,9 % mit einem geringen Variationskoeffizienten von 4,9 %. Beim thermischen Wirkungsgrad ist sogar ein leichter Anstieg zu verzeichnen. Dies ist auf die Säuberung des Abgaswärmetauschers im April 2003 zurückzuführen.



BHKW: Blockheizkraftwerk, R^2 : Bestimmtheitsmaß

Abb. 36: Wirkungsgrad_{el+th} und Heizölanteil (Anlage 2, BHKW 1)

Tab. 112: Wirkungsgrad_{el+th} Anlage 2, BHKW 1 (100 kW)

R: Korrelationskoeffizient, η_{th} : thermischer Wirkungsgrad, η_{el} : elektrischer Wirkungsgrad,
 n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Norm- gas | Heizöl [l/d] | CH ₄ - Gehalt [%] | Heizwert Gas [kWh/d] | Stromer- zeugung [kWh _{el} /d] | Heizöl -anteil [%] | Wirkungs- grad _{el} [%] | Wärme- erzeugung [kWh _{th} /d] | Wirkungs- grad _{th} [%] |
|------------------|---------------------|-----------------|------------------------------------|----------------------------|---|--------------------------|--|---|--|
| | [m ³ /d] | | | | | | | | |
| \bar{x} | 986 | 68,9 | 57,5 | 5663 | 2337 | 11,1 | 36,8 | 1965 | 31,9 |
| Σ | 109 | 22,9 | 2,8 | 634 | 204 | 6,3 | 1,6 | 289 | 1,6 |
| V | 11,0 | 33,3 | 4,9 | 11,2 | 8,7 | 57,2 | 4,2 | 14,7 | 4,9 |
| R zu η_{el} | 0,0 | -0,1 | -0,3 | -0,1 | 0,3 | 0,0 | | | |
| N | 589 | 589 | 589 | 589 | 589 | 589 | 589 | | |
| P | | <0,01 | <0,001 | <0,01 | <0,001 | | | | |
| R zu η_{th} | -0,3 | -0,1 | 0,5 | -0,1 | 0,1 | -0,1 | 0,6 | | |
| N | 589 | 589 | 589 | 589 | 589 | 589 | 589 | | |
| P | <0,001 | <0,01 | <0,001 | <0,01 | <0,01 | <0,01 | <0,001 | | |

Für das 20-minütige Messintervall liegt keine Wärmemessung vor. Daher kann nur mit dem elektrischen Wirkungsgrad verglichen werden, der im Gegensatz zu Anlage 1 ein höheres Ergebnis als bei der 3/d-Messung zeigt (s. Tab. 113). Der Variationskoeffizient ist bei beiden Messintervallen in Bezug auf den elektrischen Wirkungsgrad gering.

Tab. 113: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH₄ (Anlage 2, BHKW 1)

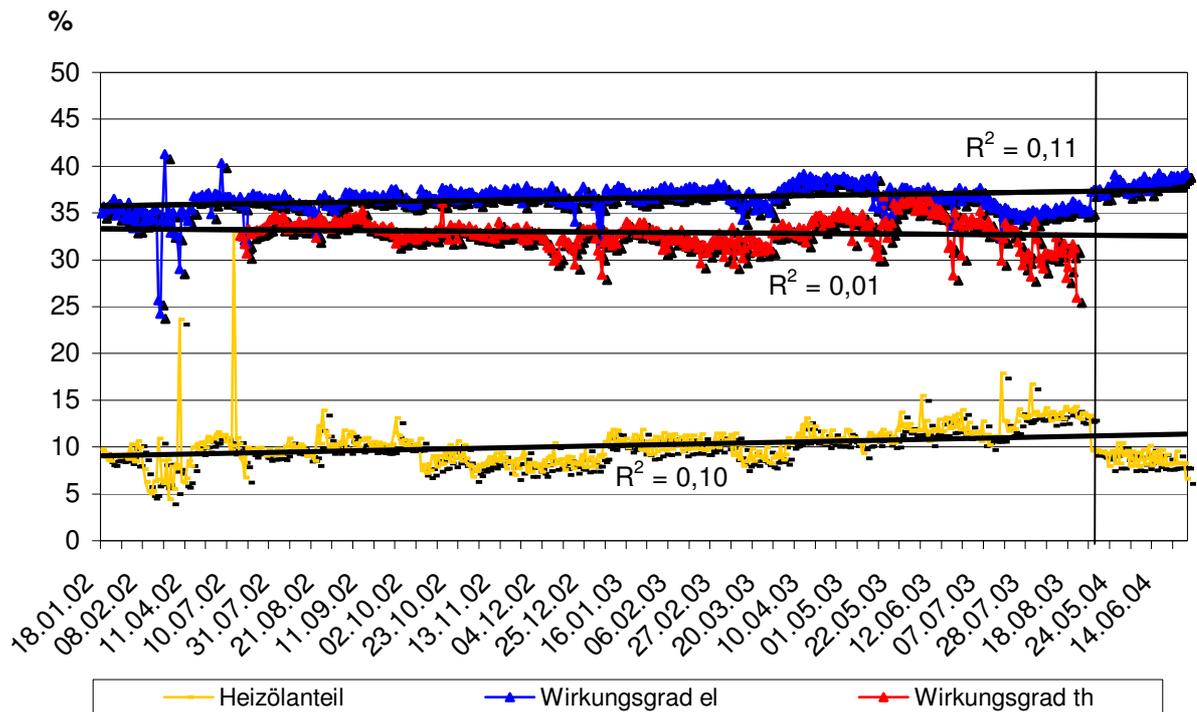
\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| 20 min.: 24.05.-26.06.04 | Heizölanteil [%] | | Wirkungsgrad _{el} [%] | |
|-----------------------------|------------------|--------|--------------------------------|--------|
| | 3/d | 20 min | 3/d | 20 min |
| \bar{x} | 11,2 | 9,0 | 36,7 | 38,6 |
| Σ | 6,5 | 0,6 | 1,5 | 0,6 |
| V | 58,0 | 6,6 | 4,2 | 1,4 |

Der durchschnittliche Heizölanteil liegt bei BHKW 2 von Anlage 2 von allen BHKW mit 10,2 % am niedrigsten (s. Tab. 114). Das Bestimmtheitsmaß ergibt einen leichten Anstieg des Heizölanteils von 0,1 im Laufe der Messreihe, was mit den kurzfristigen Einstellungsänderungen von Juni bis August 2003 zu begründen ist. Anfang September 2003 wurde der Anteil wieder auf unter 10 % herabgesetzt. Der Variationskoeffizient liegt hier mit 21 % dennoch weitaus niedriger als bei Anlage 1.

Der elektrische Wirkungsgrad beziffert sich auf 36,6 % mit einem Variationskoeffizienten von lediglich 4,1 %. Demzufolge ist das BHKW zumeist unter Vollast gelaufen. Die Trendlinie des Wirkungsgrades steigt deutlicher als bei BHKW 1 leicht an, allerdings ist bei beiden ein geringer Wert des Bestimmtheitsmaßes ($R^2=0,11$) gegeben.

Durch die Wärmeerzeugung wird ein thermischer Wirkungsgrad von 32,9 % erreicht. Die Ausreißerwerte nach unten im Juli 2003 können auf Defekte der Wärmemengenzähler zurückzuführen sein. Es wird vermutet, dass Schmutzpartikel, die beim Verlegen der Leitungen in die Leitungen eingetragen wurden, die Messungen teils behinderten. Wenn diese Vermutung zutrifft, ist der erzielte Wirkungsgrad etwas höher zu bewerten. Der Variationskoeffizient beträgt 4,6 %. Die Trendlinie zeigt eine geringfügige Verringerung ($R^2=0,01$) des Wirkungsgrades an. Bei Anlage 2 werden bei beiden BHKW in regelmäßigen Abständen die Abgaswärmetauscher gereinigt, was zu einem leicht höheren thermischen Wirkungsgrad im Vergleich zu den anderen BHKW führt.



BHKW: Blockheizkraftwerk, R^2 : Bestimmtheitsmaß

Abb. 37: Wirkungsgrad_{el+th} und Heizölanteil (Anlage 2, BHKW 2)

Tab. 114: Wirkungsgrad_{el+th} Anlage 2, BHKW 2 (100 kW)

R: Korrelationskoeffizient, η_{th} : thermischer Wirkungsgrad, η_{el} : elektrischer Wirkungsgrad,
 n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Norm- gas | Heizöl [l/d] | CH ₄ - Gehalt [%] | Heizwert Gas [kWh/d] | Stromer- zeugung [kWh _{el} /d] | Heizöl- anteil [%] | Wirkungs- grad _{el} [%] | Wärme- erzeugung [kWh _{th} /d] | Wirkungs- grad _{th} [%] |
|------------------|---------------------|-----------------|------------------------------------|----------------------------|---|--------------------------|--|---|--|
| | [m ³ /d] | | | | | | | | |
| \bar{x} | 956 | 62,3 | 57,3 | 5474 | 2237 | 10,2 | 36,6 | 1954 | 32,9 |
| Σ | 169 | 16,2 | 2,0 | 949 | 405 | 2,1 | 1,5 | 407 | 1,5 |
| V | 17,6 | 26,1 | 3,6 | 17,3 | 18,1 | 21,0 | 4,1 | 20,8 | 4,6 |
| R zu η_{el} | -0,2 | 0,1 | 0,0 | 0,3 | 0,4 | -0,1 | | | |
| N | 516 | 516 | 516 | 516 | 516 | 516 | | | |
| P | <0,001 | <0,02 | | <0,001 | <0,001 | <0,02 | | | |
| R zu η_{th} | 0,9 | -0,1 | 0,1 | -0,1 | 0,0 | -0,1 | 0,4 | | |
| N | 516 | 516 | 516 | 516 | 516 | 516 | 516 | | |
| P | <0,001 | <0,02 | <0,02 | <0,02 | | <0,02 | <0,001 | | |

Durch einen Defekt des Wärmemengenzählers kann der thermische Wirkungsgrad wie bei BHKW 1 von Anlage 2 nicht verglichen werden. Beim 20-minütigen Messintervall ergeben sich ein niedrigerer Heizölanteil und ein höherer elektrischer Wirkungsgrad (s. Tab. 115). Der Variationskoeffizient ist für beide Parameter geringer. Beides kann durch Einstellungsänderungen verursacht worden sein.

Tab. 115: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH₄ (Anlage 2, BHKW 2)

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

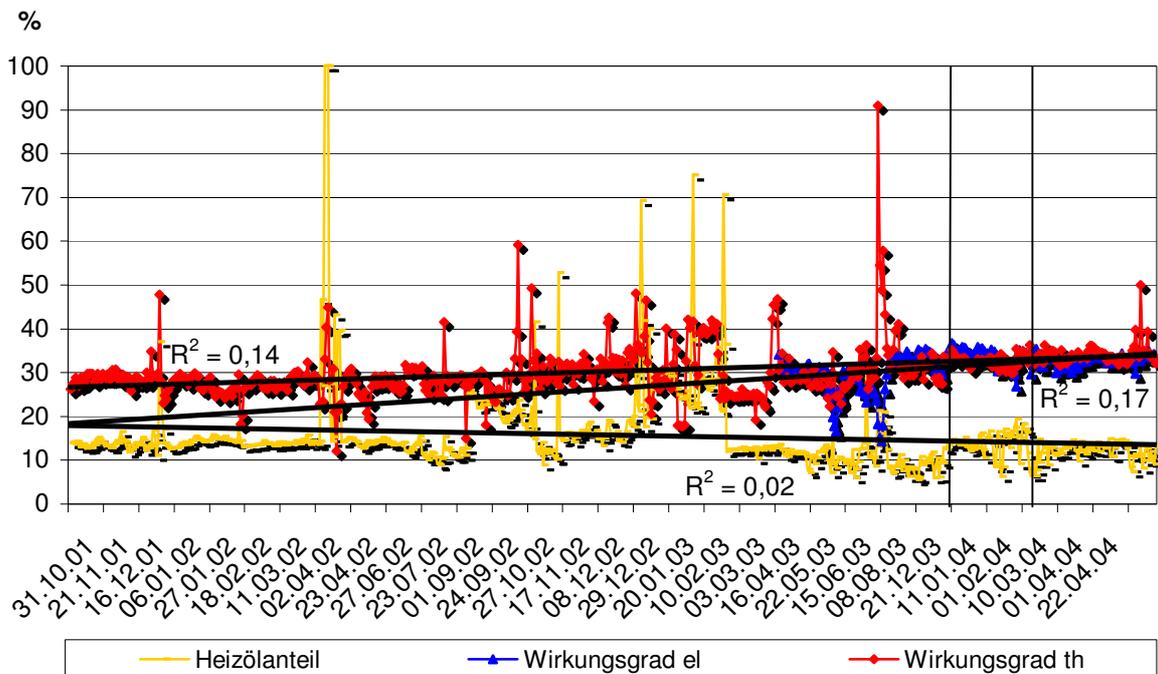
| 20 min.: 24.05.-26.06.04 | Heizölanteil [%] | | Wirkungsgrad _{el} [%] | |
|-----------------------------|------------------|--------|--------------------------------|--------|
| | 3/d | 20 min | 3/d | 20 min |
| \bar{x} | 10,3 | 8,8 | 36,5 | 38,3 |
| σ | 2,2 | 0,9 | 1,5 | 0,6 |
| V | 21,0 | 9,7 | 4,0 | 1,5 |

Anlage 3 verfügt über zwei BHKW mit einer elektrischen Leistung von jeweils 80 kW. Bei Anlage 3 kann aufgrund der nachträglich installierten Stromzähler der elektrische Wirkungsgrad bei beiden BHKW erst ab dem 28.03.03 ermittelt werden. Mit einem Anteil von 15,1 % liegt der Heizölverbrauch von BHKW 1 über dem erstrebenswerten Bereich von 10 % (s. Tab. 116). Die Ausreißer sind durch eine nicht ausreichende Gasproduktion und infolgedessen dem Betrieb des BHKW auf Heizöl zu erklären, um die Nachbarn ausreichend mit Wärme versorgen zu können (s. Abb. 38).

Der elektrische Wirkungsgrad erreicht 31,6 % mit einem Variationskoeffizienten von 11,8 %. Der niedrige Wert geht auf den kleineren Motor im Vergleich zu den 100 kW_{el}-Motoren aller

anderen Anlagen zurück (Meyer zur Strohe; mündliche Mitteilung 2004). Bei den Korrelationskoeffizienten ist ein Zusammenhang (0,7) zwischen Stromerzeugung und elektrischem Wirkungsgrad gegeben. Eine Erklärung für diesen Zusammenhang wäre, dass das BHKW nicht immer unter Volllast gelaufen ist.

Der thermische Wirkungsgrad erzielt einen Mittelwert von 30,3 % (V 18,6 %).



BHKW: Blockheizkraftwerk, R^2 : Bestimmtheitsmaß

Abb. 38: Wirkungsgrad_{el+th} und Heizölanteil (Anlage 3, BHKW 1)

Tab. 116: Wirkungsgrad_{el+th} Anlage 3, BHKW 1 (80 kW)

R: Korrelationskoeffizient, η_{th} : thermischer Wirkungsgrad, η_{el} : elektrischer Wirkungsgrad,
 n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Norm- gas | Heizöl [l/d] | CH ₄ - Gehalt [%] | Heizwert Gas [kWh/d] | Stromer- zeugung [kWh _{el} /d] | Heizöl- anteil [%] | Wirkungs- grad _{el} [%] | Wärme- erzeugung [kWh _{th} /d] | Wirkungs- grad _{th} [%] |
|------------------|---------------------|-----------------|------------------------------------|----------------------------|---|--------------------------|--|---|--|
| | [m ³ /d] | | | | | | | | |
| \bar{x} | 922 | 63,4 | 51,2 | 4757 | 1720 | 15,1 | 31,6 | 1518 | 30,3 |
| σ | 206 | 19,5 | 6,9 | 975 | 381 | 3,0 | 3,7 | 391 | 5,6 |
| V | 22,3 | 30,8 | 13,5 | 20,5 | 22,2 | 19,9 | 11,8 | 25,8 | 18,6 |
| R zu η_{el} | 0,5 | 0,3 | -0,4 | 0,4 | 0,7 | -0,2 | | | |
| N | 224 | 224 | 224 | 224 | 224 | 224 | | | |
| P | <0,001 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | <0,01 | | | |
| R zu η_{th} | -0,5 | -0,3 | -0,2 | -0,7 | -0,5 | 0,4 | -0,2 | | |
| N | 224 | 224 | 224 | 224 | 224 | 224 | 224 | | |
| P | <0,001 | <0,001 | <0,01 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | <0,01 | | |

Beim Vergleich der Messintervalle des Methangases ist ein Anstieg des Heizölanteils, des elektrischen sowie thermischen Wirkungsgrades bei 20-minütigem Messintervall zu verzeichnen (s. Tab. 117). Der Variationskoeffizient ist bei allen drei Parametern geringer.

Tab. 117: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH₄ (Anlage 3, BHKW 1)

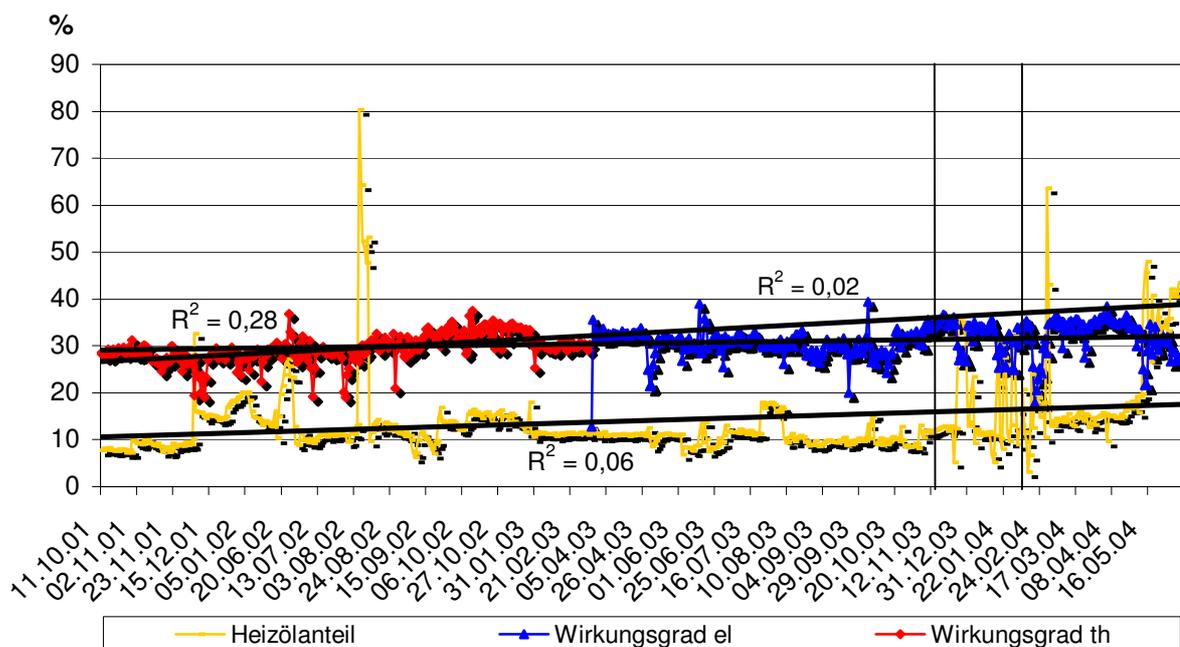
\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| 20 min.: 16.12.03-10.01.04 | Heizölanteil [%] | | Wirkungsgrad _{el} [%] | | Wirkungsgrad _{th} [%] | |
|-------------------------------|------------------|--------|--------------------------------|--------|--------------------------------|--------|
| | 3/d | 20 min | 3/d | 20 min | 3/d | 20 min |
| \bar{x} | 11,7 | 13,6 | 31,2 | 34,8 | 30,2 | 32,8 |
| Σ | 3,2 | 1,2 | 3,7 | 1,0 | 5,7 | 0,9 |
| V | 27,6 | 9,1 | 12,0 | 2,8 | 18,9 | 2,7 |

Der Heizölanteil liegt hier bei BHKW 2 von Anlage 3 ebenso wie bei BHKW 1 mit 14,1 % zu hoch, was durch den abrupten Anstieg Ende April 2003 aufgrund von Einstellungsänderungen hervorgerufen wurde (s. Abb. 39, s. Tab. 118). Er wurde mittlerweile wieder herunter reguliert.

Ebenso wie bei BHKW 1 fällt der elektrische Wirkungsgrad (31,3 %) hier niedriger aus als bei den BHKW mit 100 kW_{el}-Motoren. Der Variationskoeffizient von 10,9 % und die Stromerzeugung von 1802 kWh/d weisen auf eine hohe Betriebsstundenzahl unter Vollast hin.

Der thermische Wirkungsgrad beziffert sich auf 29,4 % und weicht im Gegensatz zum elektrischen Wirkungsgrad nicht von den Ergebnissen der 100 kW_{el}-Motoren ab.



BHKW: Blockheizkraftwerk, R^2 : Bestimmtheitsmaß

Abb. 39: Wirkungsgrad_{el+th} und Heizölanteil (Anlage 3, BHKW 2)

Tab. 118: Wirkungsgrad_{el+th} Anlage 3, BHKW 2 (80 kW)

R: Korrelationskoeffizient, η_{th} : thermischer Wirkungsgrad, η_{el} : elektrischer Wirkungsgrad,
n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Norm- gas [m ³ /d] | Heizöl [l/d] | CH ₄ - Gehalt [%] | Heizwert Gas [kWh/d] | Stromer- zeugung [kWh _{el} /d] | Heizöl- anteil [%] | Wirkungs- grad _{el} [%] | Wärmeer- zeugung [kWh _{th} /d] | Wirkungs- grad _{th} [%] |
|------------------|-------------------------------------|-----------------|------------------------------------|----------------------------|---|--------------------------|--|---|--|
| \bar{x} | 924 | 84,5 | 53,7 | 4938 | 1802 | 14,1 | 31,3 | 1635 | 29,4 |
| σ | 162 | 55,4 | 6,0 | 958 | 309 | 8,2 | 3,4 | 241 | 3,0 |
| V | 17,5 | 65,6 | 11,2 | 19,4 | 17,2 | 58,4 | 10,9 | 14,8 | 10,2 |
| R zu η_{el} | 0,0 | -0,3 | -0,1 | -0,1 | 0,4 | -0,2 | | | |
| n | 344 | 344 | 344 | 344 | 344 | 344 | | | |
| p | | <0,001 | <0,05 | <0,05 | <0,001 | <0,001 | | | |
| R zu η_{th} | -0,1 | -0,1 | -0,6 | -0,4 | | 0,0 | | | |
| n | 284 | 284 | 284 | 284 | 284 | 284 | | | |
| p | <0,05 | <0,05 | <0,001 | <0,001 | | | | | |

Der Heizölanteil und der elektrische Wirkungsgrad fallen beim 20-minütigen Messintervall geringfügig höher und der Variationskoeffizient fällt geringer aus. Auch hier ist eine weitgehende Übereinstimmung der Ergebnisse zu verzeichnen (s. Tab. 119).

Tab. 119: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH₄ (Anlage 3, BHKW 2)

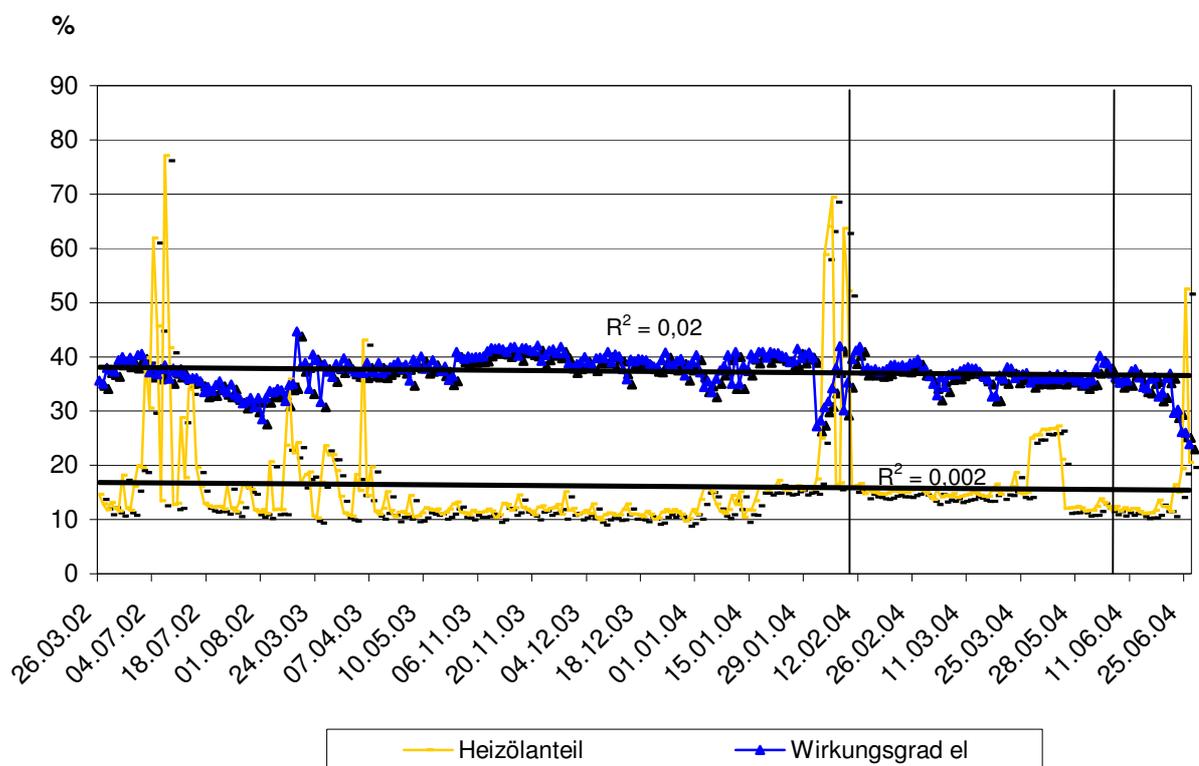
\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| 20 min.: | Heizölanteil [%] | | Wirkungsgrad _{el} [%] | |
|-----------|------------------|--------|--------------------------------|--------|
| | 3/d | 20 min | 3/d | 20 min |
| \bar{x} | 13,9 | 15,7 | 31,1 | 32,3 |
| Σ | 8,1 | 8,7 | 3,4 | 3,4 |
| V | 58,6 | 55,3 | 10,8 | 10,5 |

Der Heizölanteil liegt bei BHKW 1 von Anlage 4 mit 16,1 % deutlich zu hoch. Lediglich von April 2003 bis Januar 2004 bezieht sich der Heizölanteil auf 11,5 % (s. Abb. 40). Der Variationskoeffizient zeigt hier ebenfalls mit 60,1 % deutliche Schwankungen, die durch die Peaks verursacht werden (s Tab. 120). Teilweise sind diese durch den Zusammenbruch des biologischen Abbauprozesses und damit der Gasproduktion verursacht worden. Der BHKW-Betrieb zur Wärmeversorgung wurde derweil mit Heizöl gesichert.

Der elektrische Wirkungsgrad erzielt mit 37,4 % ein deutlich konstanteres und positiver zu beurteilendes Ergebnis als der Heizölanteil. Der Variationskoeffizient von 8,1 % zeigt, dass diese Leistung auf einem kontinuierlichen Niveau gehalten werden kann.

Die Wärmeproduktion konnte aufgrund technischer Fehler nicht erfasst werden.



BHKW: Blockheizkraftwerk, R²: Bestimmtheitsmaß

Abb. 40: Wirkungsgrad_{el+th} und Heizölanteil (Anlage 4, BHKW 1)

Tab. 120: Wirkungsgrad_{el+th} Anlage 4, BHKW 1 (100 kW)

R: Korrelationskoeffizient, η_{th} : thermischer Wirkungsgrad, η_{el} : elektrischer Wirkungsgrad,
 n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Norm- gas [m ³ /d] | Heizöl [l/d] | CH ₄ - Gehalt [%] | Heizwert Gas [kWh/d] | Stromer- zeugung [kWh _{el} /d] | Heizöl- anteil [%] | Wirkungs- grad _{el} [%] | Wärme- erzeugung [kWh _{th} /d] |
|------------------|-------------------------------------|-----------------|------------------------------------|----------------------------|---|--------------------------|--|---|
| \bar{x} | 906 | 98,4 | 57,8 | 5226 | 2332 | 16,1 | 37,4 | 1427 |
| σ | 200 | 55,8 | 4,4 | 1159 | 465 | 9,7 | 3,0 | 446 |
| V | 22,1 | 56,7 | 7,6 | 22,2 | 19,9 | 60,1 | 8,1 | 31,2 |
| R zu η_{el} | 0,3 | -0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,6 | -0,3 | | |
| N | 281 | 281 | 281 | 281 | 281 | 281 | | |
| P | <0,001 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | | |

Die Mittelwerte der unterschiedlichen Messintervalle weisen weder in Bezug auf den Heizölanteil noch in Bezug auf den elektrischen Wirkungsgrad einen signifikanten Unterschied auf (s. Tab. 121). Gleiches gilt für den Variationskoeffizient für den elektrischen Wirkungsgrad. Beim Heizölanteil ist bei dreimaliger Messung pro Tag mit 66,9 % ein sehr hoher Variationskoeffizient festzustellen.

Tab. 121: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH₄ (Anlage 4, BHKW 1)

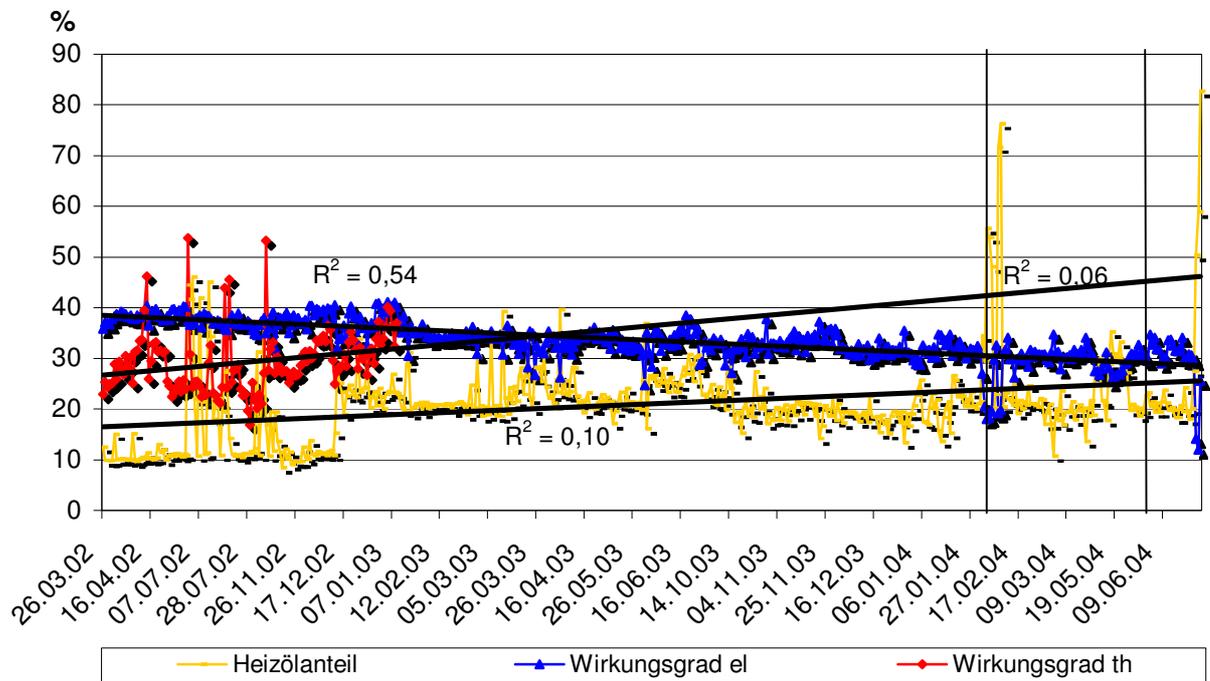
\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| 20 min.: 09.02.-07.06.04 | Heizölanteil [%] | | Wirkungsgrad _{el} [%] | |
|-----------------------------|------------------|--------|--------------------------------|--------|
| | 3/d | 20 min | 3/d | 20 min |
| \bar{x} | 16,1 | 16,4 | 37,9 | 37,0 |
| Σ | 10,8 | 5,9 | 3,0 | 1,6 |
| V | 66,9 | 36,2 | 7,9 | 4,4 |

Der Heizölanteil bei BHKW 2 von Anlage 4 ist mit durchschnittlich 21 % (V 39,3 %) der höchste beim Vergleich der acht BHKW und eindeutig zu hoch (s. Tab. 122).

Der elektrische Wirkungsgrad ist mit 33,6 % weitaus niedriger als bei den anderen 100 kW_{el}-Motoren. Die Stromproduktion ist jedoch mit 2337 kWh/d weitgehend auf Volllast basierend erfolgt, so dass Schwankungen bei der Stromproduktion nicht als Ursache für den niedrigeren Wirkungsgrad herangezogen werden können. Es ist ein Zusammenhang zwischen dem Heizölverbrauch und dem elektrischen Wirkungsgrad (R -0,7) festzuhalten. Der sinkende elektrische Wirkungsgrad und der steigende Heizölanteil sind vermutlich mit den Defekten des Motors zu erklären. Der Motor wurde im September 2004 ausgetauscht. Die Regressionsgerade zeigt dabei eine kontinuierliche Abnahme des elektrischen Wirkungsgrades, die aufgrund des Bestimmtheitsmaßes von $R^2=0,54$ noch dazu eine hohe Datensicherheit aufweist.

Der thermische Wirkungsgrad bezieht sich auf 29,3 % (V 20,5 %). Eine schwache Korrelation zeigt sich zwischen Gasverbrauch, Stromproduktion und dem thermischen Wirkungsgrad.



BHKW: Blockheizkraftwerk, R^2 : Bestimmtheitsmaß

Abb. 41: Wirkungsgrad_{el+th} und Heizölanteil (Anlage 4, BHKW 2)

Tab. 122: Wirkungsgrad_{el+th} Anlage 4, BHKW 2 (100 kW)

R: Korrelationskoeffizient, η_{th} : thermischer Wirkungsgrad, η_{el} : elektrischer Wirkungsgrad, n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Norm- gas [m³/d] | Heizöl [l/d] | CH ₄ - Gehalt [%] | Heizwert Gas [kWh/d] | Strom- erzeug. [kWh _{el} /d] | Heizöl- anteil [%] | Wirkungs- grad _{el} [%] | Wärme- erzeugung [kWh _{th} /d] | Wirkungs- grad _{th} [%] |
|------------------|------------------------|-----------------|------------------------------------|----------------------------|---|--------------------------|--|---|--|
| \bar{x} | 974 | 147,6 | 56,9 | 5535 | 2337 | 21,0 | 33,6 | 1824 | 29,3 |
| Σ | 142 | 60,5 | 4,8 | 858 | 296 | 8,3 | 3,9 | 287 | 6,0 |
| V | 14,5 | 41,0 | 8,5 | 15,5 | 12,6 | 39,3 | 11,6 | 15,7 | 20,5 |
| R zu η_{el} | 0,1 | -0,7 | -0,1 | 0,1 | 0,5 | -0,6 | | | |
| N | 478 | 478 | 478 | 478 | 478 | 478 | | | |
| P | <0,05 | <0,001 | <0,05 | <0,05 | <0,001 | <0,001 | | | |
| R zu η_{th} | -0,7 | -0,0 | 0,1 | -0,6 | -0,6 | 0,2 | 0,3 | | |
| N | 128 | 128 | 128 | 128 | 128 | 128 | 128 | | |
| P | <0,001 | | <0,05 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | <0,001 | | |

In Bezug auf den elektrischen Wirkungsgrad wird beim 20-minütigen Messintervall ein niedrigerer Wert verzeichnet, was höchstwahrscheinlich auf die stetige Abnahme des elektrischen Wirkungsgrades (s. Abb. 41) zurückzuführen ist (s. Tab. 123). Die Ergebnisse des Heizölanteils zeigen keine signifikanten Differenzen.

Tab. 123: 3/d und 20-minütiges Messintervall CH₄ (Anlage 4, BHKW 2)

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V : Variationskoeffizient

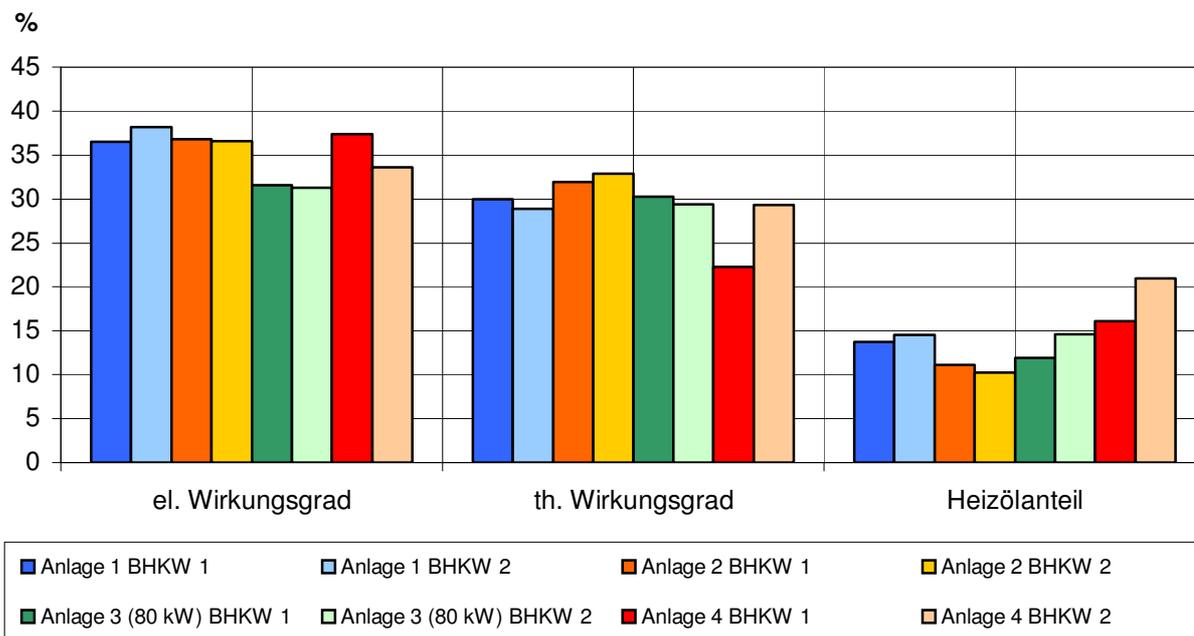
| 20 min.: 09.02.-07.06.04 | Heizölanteil [%] | | Wirkungsgrad _{el} [%] | |
|-----------------------------|------------------|--------|--------------------------------|--------|
| | 3/d | 20 min | 3/d | 20 min |
| \bar{x} | 20,8 | 22,7 | 34,2 | 30,1 |
| Σ | 8,3 | 7,9 | 3,8 | 2,4 |
| V | 40,1 | 34,6 | 11,1 | 7,9 |

Vergleich

Im Diagramm in Abb. 42 sind die Mittelwerte der einzelnen BHKW dargestellt und in Tab. 124 die Mittelwerte der sechs 100 kW_{el}-BHKW. Der elektrische Wirkungsgrad bezieht sich bei den 100 kW_{el}-BHKW im Durchschnitt auf 36,5 % und ist damit höher als die Angaben der Literatur von 30-35 % (s. Kap. 2.5.6). Lediglich Mitterleitner (2002, 32) spricht in seinen Bewertungen von einem elektrischen Wirkungsgrad bei Zündstrahlmotoren von bis zu 40 %. Doch sind die 80 kW_{el}-BHKW mit 31,4 % weniger effektiv in ihrer Leistung. Ein Zusammenhang zwischen dem Methangasgehalt und dem elektrischen oder thermischen Wirkungsgrad kann nicht festgestellt werden wie von Rode, Schneider und Ketelhake (2005, 50) dargestellt.

Stark abweichend von den herangezogenen Literaturangaben von 50-55 % sind die Ergebnisse für den thermischen Wirkungsgrad bei den Zündstrahlmotoren. Hier zeigen zwar die 80 kW_{el}-BHKW keine Unterschiede zu den Resultaten der 100 kW_{el}-BHKW auf, doch ergibt sich ein Durchschnittswert von 29,4 % inklusive der 80 kW_{el}-BHKW. Die höchsten Ergebnisse sind bei Anlage 2 aufgrund einer regelmäßigen Reinigung der Abgaswärmetauscher zu verzeichnen. Es bleibt anzumerken, dass in diesem Zusammenhang die zu berücksichtigende Reduzierung durch die Notkühler nicht herausgerechnet ist. Die Diagramme (s. Abb. 34-41) zeigen entgegen der Erwartungen keine deutlichen Unterschiede bei den Ergebnissen der Sommermonate im Vergleich zu den Ergebnissen der übrigen Monate. Da die Notkühler nur an sehr warmen Tagen und nur tagsüber eingeschaltet sind, wird das Ergebnis nicht so stark verfälscht, dass eine Herausrechnung der Reduzierung durch die Notkühler zwingend notwendig wäre, wie die folgenden Berechnungen der Sommer- und Wintermonate belegen (s. Tab. 125). Zeitweise wird während der Sommermonate sogar ein besserer durchschnittlicher thermischer Wirkungsgrad erlangt als während der Wintermonate. Dies kann unter Umständen mit dem Grad der Verrußung der Abgaswärmetauscher zusammenhängen. Für die Sommermonate

wird der Zeitraum von Mai bis einschließlich September und für die Wintermonate wird der Zeitraum von Oktober bis einschließlich April zugrunde gelegt.



BHKW: Blockheizkraftwerk

Abb. 42: Vergleich Wirkungsgrad_{el+th} und Heizölanteil aller BHKW

Tab. 124: Mittelwerte der 100 kW_{el}-BHKW [%]

BHKW: Blockheizkraftwerk

| | [%] |
|----------------------------|------|
| Wirkungsgrad _{el} | 36,5 |
| Wirkungsgrad _{th} | 29,2 |
| Heizölanteil | 14,4 |

Tab. 125: Mittelwerte thermischer Wirkungsgrad der Sommer- und Wintermonate

BHKW: Blockheizkraftwerk

| | Anlage 1 | | Anlage 2 | | Anlage 3 (80 kW) | | Anlage 4 | |
|------------|----------|--------|----------|--------|------------------|--------|----------|--------|
| | BHKW 1 | BHKW 2 | BHKW 1 | BHKW 2 | BHKW 1 | BHKW 2 | BHKW 1 | BHKW 2 |
| Sommer [%] | 30,4 | 29,4 | 32 | 33,1 | 29,6 | 29,4 | 22,4 | 26,5 |
| Winter [%] | 31,4 | 31 | 31,4 | 32,4 | 29,9 | 29,7 | 21,2 | 30,7 |

Hinsichtlich der unterschiedlichen Messverfahren mit einem 20-minütigen bzw. 3/d Messintervall von Methangas sind keine erkennbaren Differenzen festzustellen. Dies ist durch die geringen Schwankungen des Methangases im Tagesverlauf zu erklären (s. Kap. 4.1.2.2). Daraus resultiert, dass eine dreimalige Methangasmessung pro Tag ausreicht, um Aussagen über den Wirkungsgrad treffen zu können.

Bei drei der acht BHKW kann von einer abnehmenden Leistung des elektrischen Wirkungsgrades gesprochen werden. Allerdings stehen für Anlage 3 keine längeren Messreihen zur Verfügung. Ohne Berücksichtigung der BHKW von Anlage 3 ist bei der Hälfte der BHKW eine leicht abnehmende Tendenz zu erkennen. Bei Anlage 2 z. B. ist zum Teil sogar eine zunehmende Tendenz des elektrischen Wirkungsgrades zu verzeichnen. Bei dieser Anlage werden in regelmäßigen Abständen Wartungen und Inspektionen durchgeführt. Insofern ist wahrscheinlich, dass durch eine akkurate und sorgfältige Wartung sowie Kontrolle der Motoren eine Abnahme des elektrischen Wirkungsgrades verhindert werden kann. Gleiches gilt im Folgenden für den Heizölanteil.

Der Heizölverbrauch bei Anlage 1 fällt von BHKW 2 deutlich höher aus als bei BHKW 1 (s. Tab. 126). Dies wird zum einen durch den höheren Heizölanteil von BHKW 2 und zum anderen durch die höhere Stromproduktion – sprich höhere Betriebsstunden (s. Kap. 4.1.4) – bedingt.

Bei Anlage 2 ist es umgekehrt, d. h. BHKW 1 verbraucht mehr Heizöl pro Tag. Zwar liegt der Heizölanteil von BHKW 1 (11,1 %) höher als bei BHKW 2 (10,2 %), aber dafür ist auch die Stromproduktion höher (2337 zu 2236 kWh/d) und damit einhergehend auch die Betriebszeit (s. Kap. 4.1.4; 23,1 zu 21,1 h/d).

Bei Anlage 3 verbrauchen die BHKW etwa gleich viel an Heizöl, dennoch variieren Heizölverbrauch und Betriebszeit. Der fast identische Verbrauch resultiert aus dem höheren prozentualen Heizölverbrauch bei gleichzeitig niedrigerer Stromproduktion und geringerer Betriebszeit (s. Kap. 4.1.4) bei BHKW 1.

Bei Anlage 4 ist die Stromproduktion kongruent und der differierende Heizölverbrauch in l/d resultiert aus dem niedrigeren prozentualen Heizölverbrauch von BHKW 1 (16,1 zu 21 % bei BHKW 2).

Im Durchschnitt liegt der Heizölverbrauch der einzelnen Anlagen bei 84,6 l/d pro BHKW. Für jede Anlage beziffert sich der mittlere Verbrauch auf 169,1 l/d und damit auf 61722 l/a. Diese Berechnungen beziehen die 80 kW_{el}-BHKW von Anlage 3 mit ein. Der Verbrauch von Anlage 3 ist in etwa deckungsgleich zu dem von Anlage 2. Anlage 1, 3 und 4 benötigen weitaus zu viel Heizöl für den Betrieb der Motoren. Der Verbrauch schwankt zwischen minimal 23870 und maximal 42872 l/a für ein 100 kW_{el}-BHKW. Da 117,5 l/d für 100 kW_{el}-Motoren nicht den Erwartungen entspricht, wird empfohlen, eine Anlage mit 100 kW_{el} installierter Leistung mit 80 l/d sprich 29200 l/a zu kalkulieren. Der Heizölanteil der acht BHKW inklusive 80 kW_{el}-Motoren beziffert sich im Durchschnitt auf 13,6 %. Das Ergebnis bestätigt die Aussage von Mitterleitner (2002, 33) sowie weitere in der Literatur zu findende Aussagen (s. Kap. 2.5.6), dass der Heizölanteil in der Praxis häufig 10 % überschreitet. Der Heizölanteil der Anlagen ist somit als zu hoch zu beurteilen.

Tab. 126: Durchschnittlicher Heizölverbrauch der Anlagen

BHKW: Blockheizkraftwerk, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | BHKW 1 [l/d] | BHKW 2 [l/d] | Summe [l/d] | Summe [l/a] |
|---------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| Anlage 1 | 83 | 100,1 | 183,1 | 66832 |
| Anlage 2 | 76,9 | 65,4 | 142,3 | 51940 |
| Anlage 3 | 70,6 | 69,7 | 140,3 | 51210 |
| Anlage 4 | 93,3 | 117,5 | 210,8 | 76942 |
| $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | 84,6 | | 169,1 | 61722 |
| σ | 17,9 | | 34,1 | 12436 |
| V | 21,2 | | 20,1 | 20,1 |

4.1.7 Arbeitszeitbedarf für die Anlagenbetreuung

Hinsichtlich des Arbeitszeitaufwandes für den Betrieb einer Biogasanlage werden in der Literatur sowie von den Anlagenbetreibern aus der Praxis sehr unterschiedliche Angaben gemacht. Für die Planung einer Anlage ist die Arbeitszeit aus ökonomischer Sicht relevant, und ein Landwirt muss kalkulieren können, wie die zusätzliche Arbeitsbelastung realisiert werden kann.

Die vier an dem Projekt beteiligten Landwirte wurden gebeten, über drei Monate hinweg die benötigte Arbeitszeit für den Betrieb ihrer Anlage schriftlich festzuhalten. Dabei wurde zwischen Zeitbedarf für Betrieb/Fütterung und Wartung/Reparatur unterschieden (s. Abb. 43).

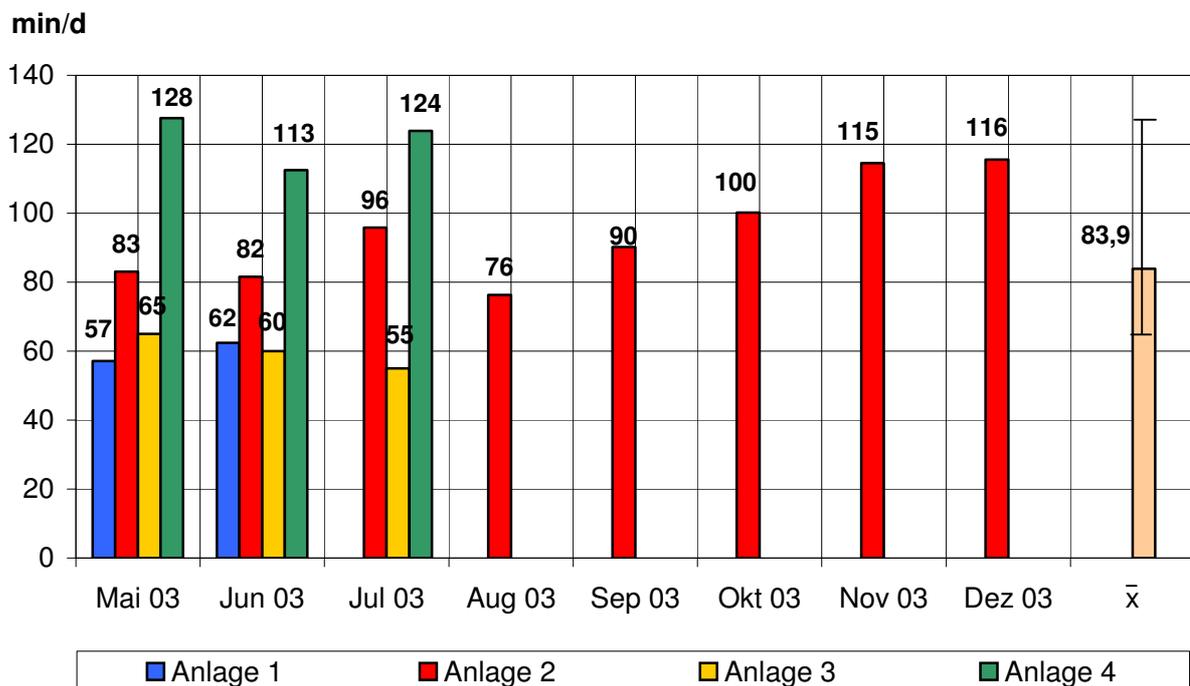
Der Betreiber von Anlage 1 erfasste die Arbeitszeit lediglich für einen Zeitraum von zwei Monaten, während der Betreiber von Anlage 2 die Arbeitszeit sogar für einen Zeitraum von acht Monaten festhielt.

Für Anlage 1 wurde während der zwei Monate ein Arbeitsaufwand von im Durchschnitt nur 60 min/d benötigt, davon entfielen 17 % (10,2 min/d) auf Wartung/Reparatur. Hier liegen jedoch Wartungsverträge mit dem BHKW-Hersteller vor.

Für Anlage 3 wurde ein ebenfalls geringer Aufwand von 63 min/d registriert. Bei dieser Anlage wurden allerdings 50 % der Zeit für Wartung/Reparatur aufgewendet, was aus den häufigen Störungen der BHKW, der Güllepumpe sowie des Gasspeicherdaches resultierte. Der geringe Arbeitszeitaufwand ist hier auf die gute Funktionsfähigkeit des Feststoffdosierers in Form eines Futtermischwagens zurückzuführen (s. Kap. 4.1.5.3).

Der Betrieb von Anlage 2 erforderte im Mittel 85 min/d und der von Anlage 4 121 min/d. Bei beiden Anlagen entfiel etwa ein Drittel der veranschlagten Arbeitszeit auf Wartung/Reparatur.

Im Durchschnitt benötigen die vier Anlagen 85 min/d für Kontrolle, Wartung, Reparatur, Kosubstratannahme und Fütterung. Da eine Anlage täglich betreut werden muss, entspricht das einer Arbeitszeit von 518,3 h/a. Hinzuzufügen ist jedoch, dass die Arbeitszeiten von den Landwirten unterschiedlich exakt festgehalten wurden. Die Angaben des Betreibers von Anlage 1, die nur für einen Zeitraum von zwei Monaten vorliegen, sind nach Einschätzung der Verfasserin eher als zu niedrig einzustufen. In Anbetracht dessen ist der errechnete Arbeitsaufwand insgesamt vermutlich etwas zu gering angesetzt, so wie auch Literaturangaben, die sich auf weniger als eine Stunde täglich belaufen (s. Kap. 2.4.), anzuzweifeln sind. Bei der Befragung eines Anlagenbetreibers einer 300 kW-Anlage in NRW gab dieser z. B. 1 Arbeitskraft (über 2000 h/a) an, ebenso wie der Betreiber einer 450 kW-Anlage ebenfalls in NRW.



\bar{x} : Mittelwert

Abb. 43: Arbeitszeitbedarf zur Anlagenbetreuung

4.2 Prozessanalyse

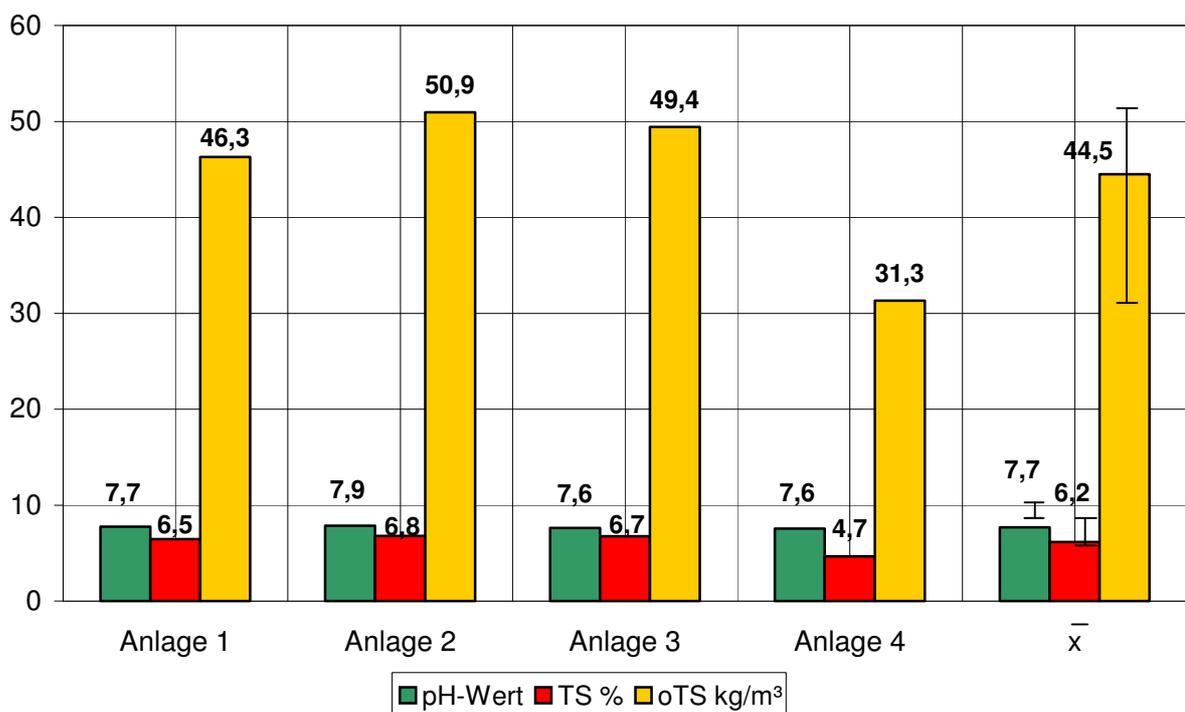
Im Folgenden werden die Laboranalysergebnisse dargestellt und diskutiert.

4.2.2 Substratanalysen

Im Diagramm in Abb. 44 sind die durchschnittlichen Werte der Laboranalysergebnisse der Fermenter von pH-Wert, Trockensubstanzgehalt (TS) in % und organischer Trockensubstanzgehalt (oTS) in kg/m³ dargestellt. Der pH-Wert beläuft sich bei den Anlagen im Mittelwert auf 7,7, der TS-Gehalt auf 6,2 % und der oTS-Gehalt auf 44,5 kg/m³. Der geringe Variationskoeffizient des pH-Wertes von 1,8 % veranschaulicht die geringe Abweichung zwischen den Anlagen (s. Tab 127). In der Literatur wird von einem optimalen

pH-Wert von 6,4-8 gesprochen (s. Kap. 2.3.3.2). Bei dem TS- sowie oTS-Gehalt liegt der Variationskoeffizient jedoch mit 16,4 % und 20,2 % höher. Bei Betrachtung der Ergebnisse ist zu beobachten, dass dies auf die Analyseergebnisse von Anlage 4 zurückzuführen ist. Mit einem Trockensubstanzgehalt von 4,7 % und einem oTS-Gehalt von 31,3 kg/m³ liegen die Werte weit unter denen von Anlage 1-3, welche ohne Anlage 4 einen Mittelwert von 6,7 % und 48,9 kg/m³ erzielen. Die Erklärung hierfür ist in der unterschiedlichen Betreuung der Anlagen zu vermuten. Bei Anlage 4 lässt der Anlagenbetreiber die Bildung hoher Schwimmschichten zu, die sich nach Aussagen des Betreibers nach einigen Tagen abbauen, ohne dass die Prozessstabilität gestört wird. Hierdurch sammelt sich die Trockensubstanz samt organischer Trockensubstanz in der oberen Schwimmschicht, und das sich darunter befindende Gärsubstrat weist dementsprechend weniger Trockensubstanz und organische Trockensubstanz auf. Bei der Probenziehung können die Anteile der Schwimmschicht nicht mit erfasst werden. Die Erhaltung der Schwimmschichten hat geringere Laufzeiten der Rührwerke (s. Kap. 4.1.5.1) und damit auch einen geringeren Stromverbrauch der Anlage zur Folge (s. Kap. 4.1.5).

%; kg/m³



\bar{x} : Mittelwert, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

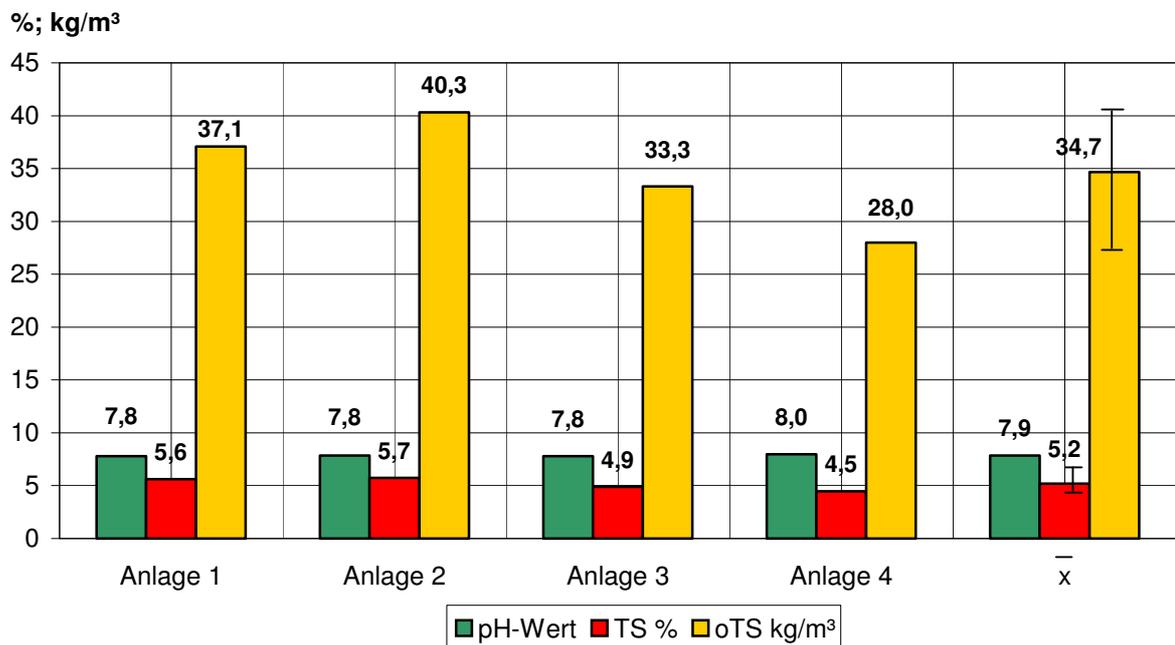
Abb. 44: Laboranalysenvergleich des Gärsubstrates der Fermenter der Anlagen

Tab. 127: Prozessanalyse der Gärsubstrate (Fermenter) der Anlagen

oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | pH-Wert | TS [%] | oTS [kg/m ³] |
|---------------------|---------|--------|--------------------------|
| $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | 7,7 | 6,2 | 44,5 |
| $\sigma_{1,2,3,4}$ | 0,1 | 1,0 | 9,0 |
| $V_{1,2,3,4}$ | 1,8 | 16,4 | 20,2 |

Der Variationskoeffizient des pH-Wertes im Nachgärer der Anlagen von 1,0 mit einem Mittelwert von 7,9 spiegelt die geringe Abweichung zwischen den Anlagen wider (s. Tab. 128). Wie bei der Prozessanalyse ergibt der Variationskoeffizient in Bezug auf TS in % und oTS in kg/m³ einen höheren Wert. Die Abweichungen sind hier erneut auf Anlage 4 und teils auf Anlage 3 zurückzuführen (s. Abb. 45). Die niedrigen Werte bei Anlage 4 sind vermutlich wie bei dem Fermenter durch die Schwimmschichtbildung zu erklären. Bei Anlage 3 werden die niedrigeren Werte von TS und oTS wahrscheinlich durch das große Volumen des Nachgärs (2500 m³) hervorgerufen. Clemens, Rieger, Weiland et al. (2001, 44) ermittelten in ihren Untersuchungen einen pH-Wert der Biogasgülle von 7,6 und einen TS-Gehalt von 4,7 %.



\bar{x} : Mittelwert, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

Abb. 45: Laboranalysenvergleich des Gärsubstrates der Nachgärer der Anlagen

Tab. 128: Bilanzierungsanalyse des Gärsubstrates (Nachgärer) der Anlagen

oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung,
V: Variationskoeffizient

| | pH-Wert | TS [%] | oTS [kg/m ³] |
|---------------------|---------|--------|--------------------------|
| $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | 7,9 | 5,2 | 34,7 |
| $\sigma_{1,2,3,4}$ | 0,1 | 0,6 | 5,3 |
| $V_{1,2,3,4}$ | 1,0 | 11,6 | 15,3 |

4.2.2.1 Trockensubstanz, Verweilzeit und pH-Wert

Die Tab. 129 zeigt die durchschnittlichen Verweilzeiten des Gärsubstrates der einzelnen Anlagen und ihrer jeweiligen Gärbehälter in Tagen. Im Anschluss daran werden die gesamten Verweilzeiten in den Anlagen mit Hilfe eines Diagramms verglichen (s. Abb. 46). Die Verweilzeiten sind abhängig von der Menge des zugeführten Substrates sowie dem vorhandenen Gärvolumen (s. Kap. 4.1.1).

Das Endlager (1276 m³) ist im Sinne einer größtmöglichen Effizienz bei Anlage 1 ebenfalls luftdicht mit einem Gasspeicher abgedeckt (s. Kap. 4.1.2.5). Insofern kann der Gärprozess nach dem Fermenter (610 m³) und dem Nachgärer (1182 m³) hier weiter fortgesetzt werden. Damit beträgt die gesamte Verweilzeit des Substrates, bevor es auf das Feld ausgebracht wird, 154,1 Tage.

Bei Anlage 2 ist noch ein Endlager (1200 m³) vorhanden, das aber nicht mit einem Gasspeicher ausgestattet ist und insofern nicht in die Verweilzeit mit einbezogen werden kann. Daher kann nur die Verweilzeit von 74,7 Tagen von Fermenter (905 m³) und Nachgärer (1100 m³) errechnet werden.

Anlage 3 erzielt ebenfalls aufgrund des großen Nachgärers (2500 m³, Fermenter: 905 m³) und der geringen installierten Leistung mit 156,9 Tagen eine lange Verweilzeit.

Bei Anlage 4 existieren noch zwei Endlager (1300 m³, 1000 m³), die allerdings wie bei Anlage 2 nicht mit einem Gasspeicher ausgerüstet sind. Fermenter (571 m³) und Nachgärer (905 m³) erzielen lediglich eine Verweilzeit von 48,1 Tagen. Die Anlage verfügt über das kleinste Gesamtgärvolumen und über den höchsten Substratinput pro Tag, wodurch die kurze Verweilzeit zustande kommt. Bei Anlage 4 wurde im Mai 2003 ein drittes BHKW installiert. In der Tab. 129 werden die daraus resultierenden veränderten Verweilzeiten aufgezeigt. Durch den erhöhten Gasbedarf wurden der Anlage im Mittel 9,1 m³/d mehr an Substrat zugeführt. Hierdurch resultiert eine Verkürzung der Verweilzeit von 48,1 auf 37,2 Tage für Fermenter und Nachgärer insgesamt.

Tab. 129: Verweilzeiten der Anlagen

| | Anlage 1[d] | Anlage 2 [d] | Anlage 3 [d] | Anlage 4 [d] (2BHKW) | Anlage 4 [d] (3 BHKW) |
|-----------|-------------|--------------|--------------|-------------------------|--------------------------|
| Fermenter | 30,6 | 33,7 | 41,7 | 18,6 | 14,4 |
| Nachgärer | 59,4 | 41,0 | 115,2 | 29,5 | 22,8 |
| Endlager | 64,1 | | | | |
| Gesamt | 154,1 | 74,7 | 156,9 | 48,1 | 37,2 |

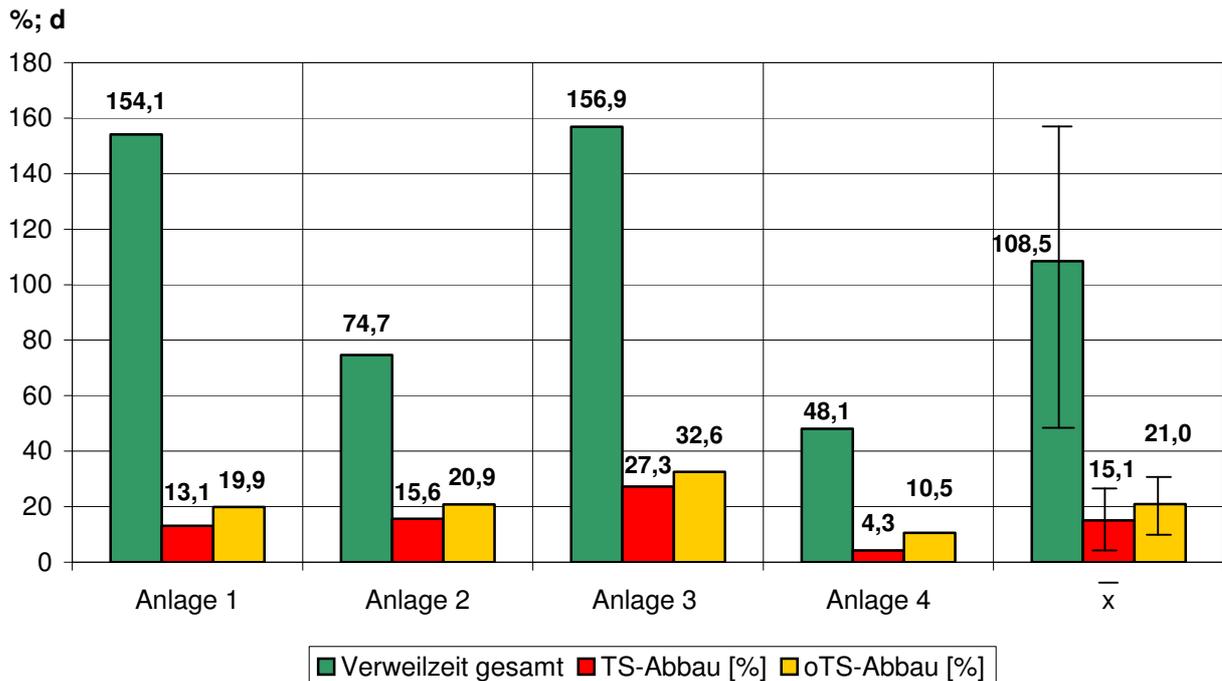
Vergleich

Im Diagramm in Abb. 46 sind die Verweilzeiten nur für die gasdicht abgedeckten Gärbehälter (grün), die TS- sowie die oTS-Abbauraten der Anlagen dargestellt. Anlage 1 und 3 verfügen über die doppelte bis zum Teil dreifache Verweilzeit, was durch die luftdichte Abdeckung der Endlager erreicht wird. Bei einer derart hohen Verweilzeit ist von einer starken Geruchsreduzierung auszugehen und von einem geringen Anteil von TS und oTS in dem Restsubstrat. Das zugeführte Substrat kann durch die hohe Verweilzeit fast vollständig ausgasen und das Energiepotenzial optimal genutzt werden. Des Weiteren können wenig klimaschädliche Gase an die Atmosphäre entweichen (s. Kap. 4.1.2.5). Die Verweilzeiten im Fermenter der vier Anlagen entsprechen mit Ausnahme von Anlage 3 den Angaben von Dissemond, Eilmsteiner, Nowak et al. (1993, 20) von 18-35 Tagen. Die durchschnittliche Verweilzeit in den Fermentern beziffert sich bei den vier Anlagen auf 31,2 Tage und die in den Nachgärern auf 61,3 Tage.

Weiland et al. (2004, 11) gibt nach Praxisuntersuchungen im Rahmen eines bundesweiten Messprogramms der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) Gesamtverweilzeiten bei 55 % der Anlagen im Durchschnitt von 60-120 Tage an. Damit liegen die vier Biogasanlagen mit der Verweilzeit von 108,5 Tagen im Durchschnitt der untersuchten Biogasanlagen der FAL.

Der durchschnittliche Trockensubstanzabbau in Prozent von den Fermentern zu den Nachgärern wird in Abb. 46 mit den roten Säulen dargestellt. Der Trockensubstanzabbau ist wiederum abhängig von der Verweilzeit. Da Anlage 3 über einen großen Nachgärer verfügt, erfolgt hier mit 27,3 % die höchste Abbaurate, gefolgt von Anlage 1 (13,1 %) und 2 (15,6 %). Anlage 4 verfügt mit Abstand über die geringste Abbaurate. Dies ist zum einen durch die geringe Verweilzeit (s. o.) und zum anderen durch die hohen Schwimmschichten in den Gärbehältern zu erklären die verhindern, dass die tatsächlichen TS-Gehalte erfasst werden.

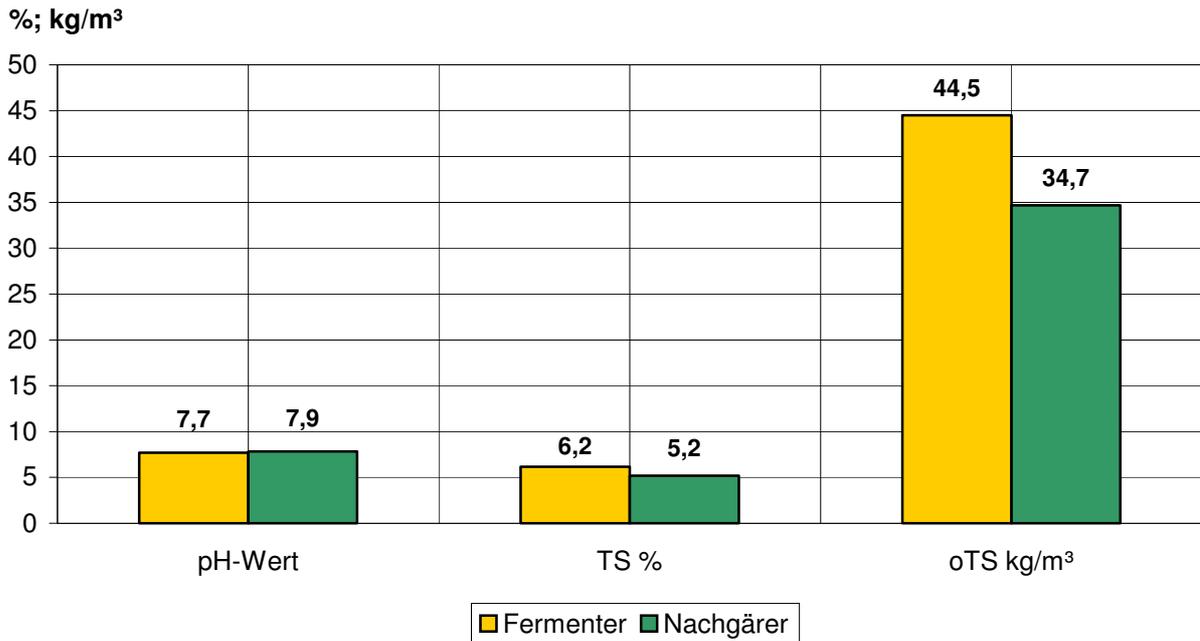
Die gelben Säulen in Abb. 46 veranschaulichen die durchschnittlichen Abbauraten der organischen Trockensubstanz von Fermentern zu Nachgärern. Die Abbauraten verhalten sich ähnlich wie die der Trockensubstanz und liegen zwischen 10,5 und 32,6 %.



\bar{x} : Mittelwert, oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

Abb. 46: Gesamte Verweilzeit und durchschnittlicher Trockensubstanzabbau von Fermenter zu Nachgärer

Der Vergleich der Laboranalysenergebnisse (Mittelwert) der vier Anlagen von Fermenter und Nachgärer zeigt eine leichte Erhöhung des pH-Wertes im Nachgärer (s. Abb. 47). Der Anteil der Trockensubstanz wird von 6,2 auf 5,2 % reduziert. Dies ergibt einen Abbau von 16 %. In der Literatur sind diesbezüglich keine Vergleichswerte zu finden. Die Literaturangaben beziehen sich auf den Abbau des frisch zugeführten Substrates, bevor es in den Fermenter gelangt. Gleiches gilt für den Abbau der organischen Trockensubstanz. Eine Reduktion von 44,5 auf 34,7 kg/m³ ergibt einen Abbau von 22,1 % (s. Abb. 47). In der Literatur wird angemerkt, dass der Trockensubstanzgehalt im Fermenter 5-15 % (Jäkel, Mau 2003, 12) bzw. wegen der Erhaltung der Pumpfähigkeit 12 % (Fischer 2002, Weiland 1998 b) nicht überschreiten sollte (s. Kap. 2.3.3.7). Die Messergebnisse der FAL (2004) ergeben einen TS-Gehalt von 5,4 % und 3,8 kg oTS/t im Gärrückstand und weisen hiermit ähnliche Werte wie die der vier Anlagen auf.



oTS: organische Trockensubstanz, TS: Trockensubstanz

Abb. 47: Laboranalysenvergleich durch Mittelwerte von Substraten des Fermenter und Nachgärer

4.2.2.6 Nährstoffe im Nachgärer

Die Werte im Diagramm in Abb. 48 und Tab. 130 zeigen die Nährstoffe des Nachgärers, dessen Substrat als Dünger auf die Felder ausgetragen wird. Die Werte sind jeweils abhängig vom Substratinput. Der Gesamtstickstoff der Anlagen beläuft sich im Durchschnitt auf 4,3 kg/m³ mit einem niedrigen Variationskoeffizienten von 3,5 %. Bei Ammonium (NH₄) beziffert sich die Inhaltsmenge auf 2,3 kg/m³ und der Variationskoeffizient liegt mit 4,6 % ähnlich niedrig wie beim Gesamtstickstoff. Die Messergebnisse der FAL (2004) ergeben einen Durchschnitt von 3,69 kg/m³ Ammonium. Clemens, Rieger, Weiland et al. (2001, 44) ermittelten bei ihren Untersuchungen einen Ammonium-Gehalt von 1,3 mg g⁻¹. Boxberger, Amon und Weber (2002, 11) sprechen von einem Anstieg des Ammoniumanteils von 2,9 auf 3,7 kg/m³. Die Ergebnisse zeigen, dass der Ammonium-Gehalt zwischen den vier Anlagen wenig variiert, jedoch zu den Literaturangaben stärkere Abweichungen zu erkennen sind.

Hinsichtlich Phosphor und Kalium weichen die Werte der Anlagen etwas stärker voneinander ab, allerdings immer noch in geringem Maß. Bei Phosphor liegt der Durchschnittswert bei 1,5 kg/m³ und der Variationskoeffizient bei 10,3 %. Die leicht höheren Phosphor-Werte bei Anlage 2 sind durch die Zufuhr von Sonnenblumenöl, Pflanzenöl und überlagerte Lebensmittel zu erklären.

Die Ergebnisse für Kalium belaufen sich bei Anlage 1 und 4 auf 3,4 kg/m³, bei Anlage 3 auf 4,2 kg/m³ und bei Anlage 2 auf 4,5 kg/m³. Bei Anlage 2 verursachten Hühnermist, Maissilage, Zuckerrübenwurzelspitzen und überlagerte Lebensmittel den im Vergleich zu

Anlage 1 und 4 höheren Kaliumwert. Bei Anlage 3 sind vermutlich Kokosfett, Mandelschalen und Trester die Verursacher für die höheren Kaliumwerte.

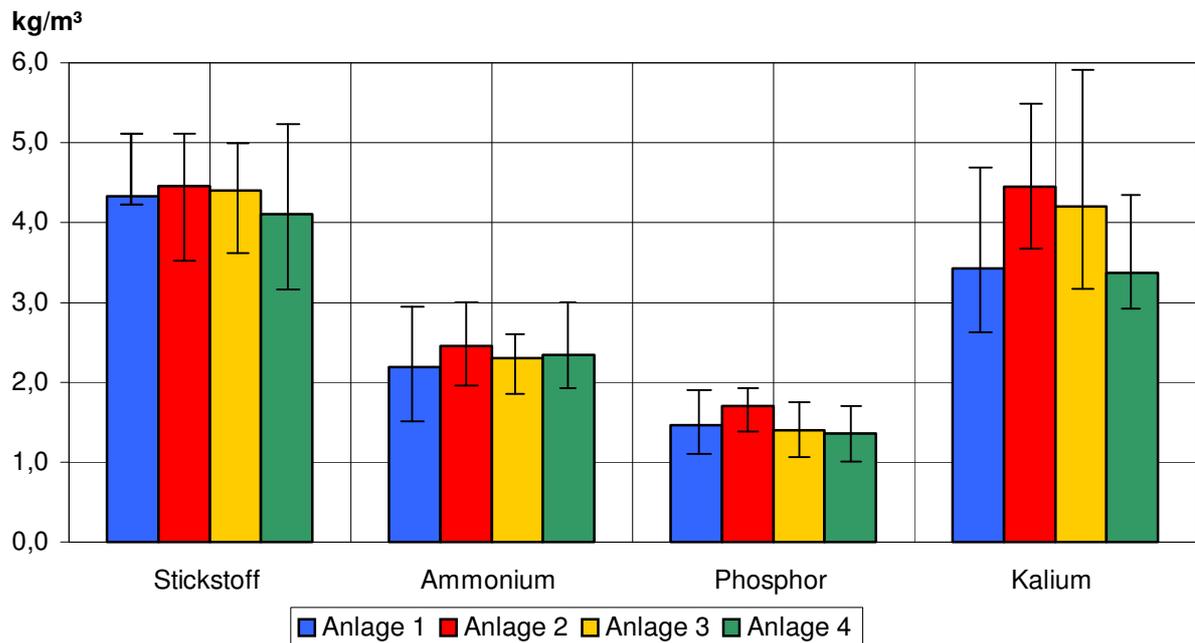


Abb. 48: Laboranalysenvergleich der Nährstoffe im Nachgärer

Tab. 130: Bilanzierungsanalyse (Nachgärer) [kg/m³] der Anlagen

\bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V : Variationskoeffizient

| | Stickstoff | Ammonium | Phosphor | Kalium |
|---------------------|------------|----------|----------|--------|
| Anlage 1 | 4,3 | 2,2 | 1,5 | 3,4 |
| Anlage 2 | 4,5 | 2,5 | 1,7 | 4,5 |
| Anlage 3 | 4,4 | 2,3 | 1,4 | 4,2 |
| Anlage 4 | 4,1 | 2,3 | 1,4 | 3,4 |
| $\bar{x}_{1,2,3,4}$ | 4,3 | 2,3 | 1,5 | 3,9 |
| $\sigma_{1,2,3,4}$ | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,5 |
| $V_{1,2,3,4}$ | 3,5 | 4,6 | 10,3 | 14,1 |

4.2.2.8 Fettsäuren

Die Fettsäureanalysen sind ein Überwachungsparameter für die Prozessstabilität im Fermenter. Steigt der Gehalt an Fettsäuren, so ist dies ein Anzeichen dafür, dass der biologische Abbauprozess Störungen aufweist und daher die Fettsäuren von den Bakterien nicht mehr ausreichend abgebaut werden (s. Kap. 2.3.2, 2.3.3.3). In Tab. 131 sind die Mittelwerte der gesamten Laboranalysenergebnisse sowie die maximalen Werte aufgezeigt. Die minimalen Werte liegen für alle drei Bereiche und bei allen vier Anlagen bei 0,1 g/l und werden daher nicht explizit aufgenommen. Anlage 3 zeigt zwar den höchsten Wert in Bezug auf den Essigsäureäquivalent, doch erfolgte bei der Anlage kein deutlicher Einbruch der Biogasproduktion. Hingegen waren bei Anlage 1, 2 und 4 trotz der niedrigeren Werte

Gasproduktionseinbußen im Hinblick sowohl auf Qualität als auch auf Quantität zu verzeichnen. Dies verdeutlicht den individuellen Verlauf eines jeden fermentativen Abbauprozesses. Bei Anlage 1 und 4 waren jedoch negative Veränderungen der Gasproduktion während der erhöhten Propionsäurewerte festzustellen, was die Aussagen von Wellinger (1997, 4; s. Kap. 2.3.3.3) bestätigt. Der Prozess konnte aber bei beiden Anlagen durch Umpumpen des Substrates von Fermenter zum Nachgärer und umgekehrt relativ schnell nach ca. einer Woche wieder stabilisiert werden. Durch das Umpumpen konnten bestehende Bakterienstämme aus dem Nachgärer dem Fermenter wieder zugeführt werden. Gleichzeitig fand ein Fütterungsstopp statt. Nach Möglichkeit wird dem Nachgärer bei Störungen des Abbauprozesses im Fermenter frisches Substrat zugeführt und die Temperatur auf ca. 40 °C erhöht, damit die erforderliche Gasproduktion zur Speisung der BHKW hier weiter erfolgen kann. Bei Anlage 2 besteht die Möglichkeit des Umpumpens nicht, so dass es hier trotz Fütterungsstopp fast drei Wochen dauerte, bis sich der biologische Abbauprozess regeneriert hatte.

Tab. 131: Fettsäureanalysen der Anlagen

\bar{x} : Mittelwert, MAX: maximaler Messwert

| | Essigsäureäquivalent [mg HAc/l] | | Essigsäure [g/l] | | Propionsäure [g/l] | |
|----------|---------------------------------|------|------------------|-----|--------------------|-----|
| | \bar{x} | max | \bar{x} | max | \bar{x} | max |
| Anlage 1 | 2,1 | 6,6 | 1,1 | 5 | 0,8 | 5,9 |
| Anlage 2 | 1,9 | 10,3 | 1,2 | 7,2 | 0,6 | 3,4 |
| Anlage 3 | 4,7 | 14,4 | 2 | 7,5 | 1,4 | 3,9 |
| Anlage 4 | 2,5 | 13,3 | 1,9 | 9,2 | 1,4 | 6,7 |

Ein Problem bei der Prozessüberwachung durch das Fettsäurespektrum ist, dass sich die Zusammensetzung im Fermenter sehr schnell ändern kann, und sich der Zustand im Fermenter beim Eintreffen der Probe im Labor i. a. R. bereits geändert hat (Lipp 2001, 60). Dies kann durch die gesammelten Erfahrungen bei den Untersuchungen, die dieser Dissertation zugrunde liegen, bestätigt werden. Durch die Notwendigkeit des Einschickens einer Substratprobe ist eine kontinuierliche Überprüfung nicht möglich. Ist ein Fermenter jedoch „umgekippt“, so kann ein Fettsäurespektrum einen Anhaltspunkt dahingehend geben, ob sich der Fermenter bereits regeneriert hat.

5. LITERATURVERZEICHNIS

Anzer, T., S. Pechtl, R. Schneider, J. Winter, C. Graf zu Eltz, M. Faulstrich (2003): Erfahrungen bei der thermophilen Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen und Substraten mit hohem Stickstoffgehalt. Biogas Journal Nr. 2. Freising

Balsen, E. (2002): Rührwerke in volldurchmischten Reaktoren. Erneuerbare Energien in der Land(wirt)schaft (2002/2003): 62-63. Verlag für land(wirt)schaftliche Publikationen, Zeven

Becker, H. (2004): Mündliche Mitteilung. PlanET Biogastechnik GmbH, Vreden

Biogas Fachverband (2000): Biogas Lehrfahrt NRW. Biogas in der Landwirtschaft, Freising

Block, K. (2002): Neue Einbringtechniken von Feststoffen in den Fermenter. Tagungsbericht 11. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 81-91, Freising

Boxberger J., T. Amon, A. Weber (2002): Biogasnutzung im Kontext von Agrar-, Umwelt- und Energiepolitik. Tagungsbericht 11. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 7-17, Freising

Brandau, E. (2002): Möglichkeiten der Gasanalyse in der Biogastechnik. Erneuerbare Energie in der Land(wirt)schaft 2002/2003: 75-89, Zeven

Brückner, C. (1997): Energie - nachhaltig und raumverträglich. Handlungsmöglichkeiten der Landesentwicklungsplanung in Nordrhein-Westfalen, Dortmund

Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk (C.A.R.M.E.N.) (1998): Landwirtschaftliche Biogasanlagen. Energie aus organischen Stoffen, Würzburg

Christmann, N. (2002): Mündliche Mitteilung. Novatech GmbH Gesellschaft für umweltschonende Technologie Biogas-Fotovoltaik-Solar, Vellberg-Tahlheim

Clemens, J., C. Rieger, P. Weiland, R. Vandr , I. Schumacher, S. Wulf (2001): Eigenschaften, Verwendung und Umgang mit Biogasgülle. Tagungsbericht 10. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 44-51, Freising

Clemens, J., M. Trimborn, P. Weiland, B. Ammon (2005): Mitigation of Greenhouse Gas Emissions by Anaerobic Digestion of Cattle Slurry. *Agiculture, Ecosystems and Environment* (accepted)

Danner, W. (2003): Praktische Erfahrungen aus der Projektentwicklung für Biomassevergasung in Südasien. Biogas International Konferenz: 115-141, Augsburg

Dessel, S., H. Martelock, C. Mostofizadeh, A. Turkowsky (1997): Bioabfallverwertung in einer kombinierten Aerob-/Anaerobanlage. Ergebnisse von Untersuchungen an Laboranlagen. Energie Praxis, Heft 3: 18-22

Dissemond, H., W. Eilmsteiner, H. Nowak, C. Sedlar, M. Rauchenberger (1993): Biogasnutzung aus der Landwirtschaft, Wien

Doll, C., D. Henninghaus (1998): Bioabfall. Planung, Bau und Inbetriebnahme der Bioabfallvergärungsanlage Münster/Westfalen. Abfallwirtschaftsjournal (4): 20-24

Drescher, B. (2004): Rentabler Einsatz von Nachwachsenden Rohstoffen in Biogasanlagen. Biogas Journal Nr. 1: 24-28

Dürkop, J. (1998): Umweltrechtliche Genehmigung von Biogasanlagen. Tagungsbericht 7. Jahrestagung Fachverband Biogas e.V.: 18-38, Kirchberg

Eichert, H. (1998): Emissionsbestimmungen an biogasbetriebenen Blockheizkraftwerken. Tagungsbericht 7. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 116-140, Kirchberg

Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe (FNR) (2004): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, Gülzow

Fachinformationszentrum Karlsruhe (FIZ) (1998): Biogas. Grundlagen, Einsatz, Entwicklung, Bonn

Fischer, T. (1998): Kleine Geschichte der Biogastechnik. Energie Praxis 5: 69-71

Fischer, T. (2004): Mündliche Mitteilung. Krieg & Fischer Ingenieure GmbH. Planung und Konstruktion von Biogasanlagen, Göttingen

Fischer, T., A. Krieg (2002): Warum bauen wir eigentlich so schlechte Biogasanlagen. Tagungsbericht 11. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 58-70, Freising

Gers-Grapperhaus, C. (2002): Die richtige Technik für Ihre Biogasanlage. In: Biogas – Strom aus Gülle und Biomasse, Top Agrar Fachbuch: 26-31, Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup

- Gottfried, H. P., R. Rother, T. Warecka (2002):** Verschenken Sie die Abwärme nicht. In: Biogas – Strom aus Gülle und Biomasse, Top Agrar Fachbuch: 98-100, Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup
- Gottmar, A. (2004):** Mündliche Mitteilung. Blockheizkraftwerk Hersteller, 2G Energietechnik GmbH, Heek
- Graf, W. (2003):** Erhöhte Einspeisetarife in Österreich – Neuer Trend zu Anlagengrößen und Einsatzsubstraten. Tagungsbericht Biogas International Konferenz: 79-83, Augsburg
- Greß, H.-W., R. Zimpfer (1997):** Biogastechnologie. In: Bürger-Information Neue Energietechniken (Hrsg.): Hessen Energie, Bonn
- Grotholt, C. (2003):** Mündliche Mitteilung. Blockheizkraftwerk Hersteller, 2G Energietechnik GmbH, Heek
- Gutterer, B. (1997):** Umweltorientierte Energiepolitik im ländlichen Raum und nachhaltige Technologieverbreitung. Eine beispielhafte Analyse umweltgerechter Innovationsförderung in Entwicklungsländern, Baden-Baden
- Hartmann, H., A. Strehler (1995):** Die Stellung der Biomasse, Münster
- Hauer, I. (1993):** Biogas-, Klärgas- und Deponiegasanlagen im Praxisbetrieb. Landtechnische Schriftenreihe (192). Österreichisches Kuratorium für Landtechnik, Wien
- Heiermann, H., H. Schelle, M. Plöchl (2002):** Biogas und Energielandwirtschaft – Potenzial, Nutzung, Grünes GasTM, Ökologie und Ökonomie. In: Bornimer Agrartechnische Berichte (Heft 32): 15-22, Potsdam-Bornim
- Innovation & Energie (2001):** Biomasse: Energieumwandlung im Naturkreislauf. Nr. 3: 5-9
- Jäkel, K. (2000):** Grundlagen der Biogasproduktion. Bauen für die Landwirtschaft Biogas. Nr. 3: 3-8, Verlag Bau + Technik Düsseldorf
- Jäkel, K. (2004):** Mündliche Mitteilung. Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, Leipzig
- Jäkel, K., S. Mau (2003):** Biogaserzeugung und -verwertung. Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft (Hrsg.), Dresden
- Janzing, B. (2003):** Chaotische Gesetzeslage. In: Neue Energie Nr.3: 56-58

Kabasci, S. (1997): Biogas - Erzeugung und Nutzung, Oberhausen

Kaltschmitt, M. (1992): Technisch nutzbare Biogaspotenziale der Nutztierhaltung in der Bundesrepublik Deutschland. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Kosten landwirtschaftlicher Biogaserzeugung. Arbeitspapier 185: 11-22, Darmstadt

Kaltschmitt, M., F. Kuhn, H. Döhler (1993): Biogas - Potentiale und Kosten. Möglichkeiten und Grenzen einer Biogaserzeugung aus Reststoffen der landwirtschaftlichen Tierhaltung in der Bundesrepublik Deutschland. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Arbeitspapier 178, Darmstadt

Kampmann, H.-J. (2002): Gas-Otto-Motor oder Zündstrahl-Gas-Motor für Nutzungsmöglichkeiten und deren Einordnung. Tagungsbericht 11. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 109-116, Freising

Keymer, U. (2002): So rechnet sich Mais für die Biogasanlage. In: Biogas – Strom aus Gülle und Biomasse, Top Agrar Fachbuch: 31-32, Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup

Keymer, U., Schilcher, A. (2000): Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen. Bauen für die Landwirtschaft Biogas Nr. 3: 20-24, Düsseldorf

Kohrt, J. (2001): Strom und Wärme aus Biogas. Energetische Optimierung von Biogasanlagen. Tagungsbericht 10. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 91-95, Freising

Koster, I. (1989): Toxicity in anaerobic digestion. With emphasis on the effect of ammonia, sulfide and long-chain fatty acids on methanogenesis, Wageningen

Köttner, M. (2002): Neues Energie-Gesetz ist die treibende Kraft. In: Biogas – Strom aus Gülle und Biomasse, Top Agrar Fachbuch: 12-15, Münster-Hiltrup

Köttner, M. (2003): Biogaspotenziale, Rahmenbedingungen und zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten. Tagungsbericht Biogas International Konferenz: 9-25, Augsburg

Krieg, A. (2002): Vom Futterwert auf den Gasertrag schließen. In: Biogas – Strom aus Gülle und Biomasse, Top Agrar Fachbuch: 90-91, Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup

Krieg, A. (2002): Mündliche Mitteilung. Krieg & Fischer Ingenieure GmbH. Planung und Konstruktion von Biogasanlagen, Göttingen

Kuhn E., H. Döhler (1993): Bewertung ökologischer Aspekte der Biogasgewinnung. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Kosten landwirtschaftlicher Biogaserzeugung. Arbeitspapier 185: 99-106, Darmstadt

Kühner, H. (1998): Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Kofermentation. Arbeitspapier 249, Darmstadt

Langhans, G. (1998): Bioabfallvergärung oder Cofermentation - eine schwere Entscheidung. Rechtliche, verfahrenstechnische und betriebliche Einflussgrößen, diskutiert an der Projektentwicklung ausgeführter Anlagen. Energie Praxis (3): 26-31

Langhans, G. (1999): Stoffströme in die Umwelt - der Output von Vergärungsanlagen. Energie Praxis (1-2): 27-34

Linke, B., G. R. Vollmer (2002): Kofermentation: Gemeinsame Vergärung von Gülle und pflanzlichen Biomassen in kontinuierlichen Laborversuchen. In: Bornimer Agrartechnische Berichte (Heft 32): 31-37, Potsdam-Bornim

Lipp, R. (2001): Energie aus Biomasse. Die regenerative Energie. Neue Energie Nr. 3: 59-61

Lutzenberger, J. (1998): Biogasgülle: Dünger und Pflanzenschutzmittel vom eigenen Hof. Kurzfassung einer Forschungsarbeit im Auftrag der Schweinfurtstiftung. Fachverband Biogas e.V. (Hrsg.)

Matthias, J. (2000): Planung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage. Bauen für die Landwirtschaft Biogas 3/2000

Matthias, J. (2002): Energiepflanzen steigern den Gasertrag. In: Biogas – Strom aus Gülle und Biomasse, Top Agrar Fachbuch: 86-89, Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup

Meliß, M. (1993): Erneuerbare Energien verstärkt nutzen. Bundesministerium für Wirtschaft (Hrsg.), Bonn

Meyer zur Strohe, J. (2002): Mündliche Mitteilung. PlanET Biogastechnik GmbH, Vreden

Meyer zur Strohe, J. (2004): Mündliche Mitteilung. PlanET Biogastechnik GmbH, Vreden

Mitterleitner, H. (2002): Zündstrahler oder Gasmotor: Welches BHKW kommt in Frage? In: Biogas – Strom aus Gülle und Biomasse, Top Agrar Fachbuch: 32-35, Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup

Mitterleitner, H. (2002): Mündliche Mitteilung. Bayerische Landesanstalt für Landtechnik. Institut für Technik, Bauwesen und Umwelttechnik, Freising-Weihenstephan

Mitterleitner, H. (2003): Feststoffe in die Biogasanlage – aber wie? Land & Forst (37): 26-29

Müller, I. (1998): Gülle - lukrativer Mist. Umwelt Magazin (8): 54-55

Neumann, H. (2004): Biogas: Störungen kosten richtig Geld. Top Agrar Nr. 6: 124-128, Münster

Oechsner, H. (1996): Gemeinsame Vergärung von Gülle und Speiseabfälle. Tagungsbericht 5. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 1-9, Kirchberg

Oechsner, H. (1998): Biogasanlagen in Baden-Württemberg – Evaluierung. Tagungsbericht 7. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 43-54, Kirchberg

Oechsner, H., A. Gosch (1998): Vergärbare Stoffe. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Kofermentation. Arbeitspapier 249, Darmstadt

Oechsner, H. (2000): Erfahrungen mit Biogas in Baden-Württemberg. Bauen für die Landwirtschaft Biogas Nr. 3: 16-20

Oechsner, H. (2002): Mündliche Mitteilung. Universität Hohenheim. Landesanstalt für Landwirtschaftliches Maschinen- und Bauwesen, Stuttgart

Oechsner, H., A. Lemmer, C. Neuberg (2003): Versuche zur Gärbiologie und Prozesstechnik bei der Vergärung von Energiepflanzen. Biogas International Konferenz: 49-54, Augsburg

Oheimb, R. von (1993): Entwicklung, Stand und Perspektiven landwirtschaftlicher Biogaserzeugung in der Bundesrepublik Deutschland. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Kosten landwirtschaftlicher Biogaserzeugung. Arbeitspapier 185, Darmstadt

Oheimb, R. von (1997): Strukturanalyse der landwirtschaftlichen Biogasanlagen für die Bundesrepublik Deutschland. Tagungsbericht 6. Jahrestagung Fachverband Biogas e.V.: 1-13, Kirchberg

Oheimb, R. von (1998): Ergebnisse einer Strukturanalyse. In: Bürger-Information Neue Energietechniken (Hrsg.): Betriebserfahrungen mit Biogasanlagen in der Landwirtschaft, Bonn

- Osteroth, D. (1992):** Biomasse: Rückkehr zum ökologischen Gleichgewicht. Berlin, Heidelberg
- Ott, M. (2002):** Prozess-Biologie und Wirtschaftlichkeit. Tagungsbericht 11. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 43-50, Freising
- Ott, M. (2002):** Mündliche Mitteilung. Schmack Biogas AG und Vizepräsident Fachverband Biogas e.V., Freising
- Pesta, G., R. Meyer-Pittroff (2002 a):** Gärprozess: Bakterien lieben es warm und nicht zu sauer. In: Biogas – Strom aus Gülle und Biomasse, Top Agrar Fachbuch: 16-20, Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup
- Pesta, G., R. Meyer-Pittroff (2002 b):** Kofermentate: So vermeiden Sie Fütterungsfehler. In: Biogas – Strom aus Gülle und Biomasse, Top Agrar Fachbuch: 78-83, Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup
- Pfirter, A. (1998):** Ziele, Möglichkeiten und Grenzen der Abfallvergärung, Baden
- Philipp, W., E. Kuhn (1998):** Hygiene und Umweltaspekte. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Kofermentation. Arbeitspapier 249, Darmstadt
- Pott, J. (2001):** Wirkungsgrade verschiedener Motorentypen. Tagungsbericht 10. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 51-54, Freising
- Rettich, S. (1993):** Die Biogastechnik. Sonderausdruck aus: Solarzeitalter 2. In: Bürger-Information Neue Energietechniken (Hrsg.): Energiepolitik Biomasse, Bonn
- Rilling, N. (2001):** Wirtschaftlichkeit der Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen. Tagungsbericht 10. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 39-44, Freising
- Rode, M., C. Schneider, G. Ketelhake, D. Reißhauer (2005):** Naturschutzverträgliche Erzeugung und Nutzung von Biomasse zur Wärme- und Stromgewinnung. BfN-Skripten 136, Bonn
- Roost, G. (2002):** Co-Vergärung: in der Praxis bewiesen – in der Zukunft ein Boom. Global-Biogas Newsletter AD-nett Nr. 1 : 4-6
- Schaaf, H. (2002):** Biogasgülle als aufgewerteter Wirtschaftsdünger für den landwirtschaftlichen Betrieb. Tagungsbericht 11. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 50-57, Freising

Schnell, R. (2002): Vergärung pflanzlicher Rohstoffe. In: Bornimer Agrartechnische Berichte (Heft 32): 51-58, Potsdam-Bornim

Schulz, H. (1996): Biogas. Praxis – Grundlagen – Planung – Anlagenbau – Beispiele, Stufen

Schulz, H. (1997): Entwicklungsstand beim Biogasverfahren. Tagungsbericht 6. Fachverband Biogas e.V. Tagung: 1-18, Kirchberg

Schulz, H., H. Mitterleitner (1991): Erfahrungen mit landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Sonnenenergie & Wärmepumpe 16 (1): 35

Schulz, H., M. Winkler (1998): Betriebliche Aspekte. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Kofermentation. Arbeitspapier 249, Darmstadt

Sedlmeier, J. (2003): Biogener Abfall contra landwirtschaftliche Energiepflanzen – Wirtschaftlichkeit und Gasausbeuten. Tagungsbericht Biogas International Konferenz: 43-49, Augsburg

Tamm, D. (2003): Strom aus der Brennstoffzelle. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow

Tentscher, W. (2002): Was brauchen wir zur Reinigung/Ausbreitung von Biogas zu Erdgasqualität? Tagungsbericht 11. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 117-122, Freising

Trösch, W. (2002): Prozessdynamik im Anaerobreaktor – Mikrobiologie und Prozesstechnik. Tagungsbericht 11. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.: 41-43, Freising

Trösch, W., P. Weiland (1998): Verfahrenstechnik der Kofermentation. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Kofermentation. Arbeitspapier 249, Darmstadt

Vollmer, G.-R., G. Gronbach (1998): Anforderungen an Substrat- und Produktqualität. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Kofermentation. Arbeitspapier 249, Darmstadt

Weber, R. (1986): Erneuerbare Energien 2. Energieformen – Nutzungsformen – Umwelteinflüsse, Vaduz

Weber, W., J. Hutter (1993): Kosten landwirtschaftlicher Biogaserzeugung – Fazit aus ökonomisch-technischer Sicht. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Kosten landwirtschaftlicher Biogaserzeugung. Arbeitspapier 185: 106-118, Darmstadt

Weiland, P. (1995): Biogastechnik – Verfahrenstechnische Grundlagen, Anwendungsmöglichkeiten und Entwicklungstendenzen. Der Tropenlandwirt (53): 153-170

Weiland, P. (1997 a): Biomasse zur Wärme und Stromerzeugung im kommunalen Umfeld. Mitvergärung von kommunalen und industriellen organischen Abfallstoffen in Biogasanlagen. Forum für Zukunftsenergien 42: 168-177

Weiland, P. (1997 b): Potentiale und Vorschriften bei der Cofermentation. Tagungsbericht 6. Jahrestagung Fachverband Biogas e.V.: 1-16, Kirchberg

Weiland, P. (1998 a): Einleitung. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Kofermentation. Arbeitspapier 249, Darmstadt

Weiland, P. (1998 b): Technik anaerober Prozesse. Abfallverwertung durch Kofermentation – Anforderungen, Einsatzmöglichkeiten und Anwendungsgrenzen, Hamburg

Weiland, P (2002): Mündliche Mitteilung. Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft. Institut für Technologie und Biosystemtechnik, Braunschweig

Weiland, P (2004): Biogas – eine neue Einkommensquelle für die Landwirtschaft. In: Forschungsreport. Verbraucherschutz – Ernährung – Landwirtschaft. Agrartechnik. (Heft 29): 16-19

Wellinger, A. (1997): Biogasprozess: Mögliche Probleme von A bis Z. Tagungsbericht 6. Jahrestagung Biogas e.V.: 1-8, Kirchberg

Willenbrink, B. (2002): Einsatz von Micro-Gasturbinen zur Biogasnutzung. Erneuerbare Energien in der Land(wirt)schaft 2002/2003: 69-70. Verlag für land(wirt)schaftliche Publikationen, Zeven

Wulf, S., P. Jäger, H. Döhler (2002): Ökologischer und ökonomischer Vergleich verschiedener Maßnahmen bei der Verwertung von Bioabfall durch Kofermentation mit Gülle. In: Bornimer Agrartechnische Berichte (Heft 32): 129-133, Potsdam-Bornim

6. ANHANG

Tab. 132: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 1, BHKW 1)

n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, R: Korrelationskoeffizient, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Heizölanteil [%] | Wirkungsgrad _{el} [%] | Biogas [kWh/m ³] | Biogas + Heizöl [kWh/m ³] |
|--------------------------------|---------------------|-----------------------------------|---------------------------------|--|
| \bar{x} | 13,7 | 36,5 | 2,1 | 2,4 |
| Σ | 4,9 | 2,3 | 0,2 | 0,2 |
| V | 36,1 | 6,4 | 9,2 | 7,9 |
| R zu kWh/m ³ Biogas | -0,6 | 0,8 | | |
| N | 297 | 297 | | |
| P | < 0,001 | < 0,001 | | |

Tab. 133: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 1, BHKW 2)

n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, R: Korrelationskoeffizient, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Heizölanteil [%] | Wirkungsgrad _{el} [%] | Biogas [kWh/m ³] | Biogas + Heizöl [kWh/m ³] |
|--------------------------------|---------------------|-----------------------------------|---------------------------------|--|
| \bar{x} | 14,5 | 38,2 | 2,2 | 2,6 |
| Σ | 5,9 | 2,5 | 0,2 | 0,2 |
| V | 40,7 | 6,6 | 9,0 | 8,9 |
| R zu kWh/m ³ Biogas | -0,4 | 0,8 | | |
| N | 225 | 225 | | |
| P | < 0,001 | < 0,001 | | |

Tab. 134: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 2, BHKW 1)

n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, R: Korrelationskoeffizient, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Heizölanteil [%] | Wirkungsgrad _{el} [%] | Biogas [kWh/m ³] | Biogas + Heizöl [kWh/m ³] |
|--------------------------------|---------------------|-----------------------------------|---------------------------------|--|
| \bar{x} | 10,8 | 36,8 | 2,1 | 2,4 |
| Σ | 3,6 | 1,6 | 0,1 | 0,2 |
| V | 33,7 | 4,2 | 5,2 | 9,4 |
| R zu kWh/m ³ Biogas | -0,2 | 0,6 | | |
| N | 587 | 587 | | |
| P | < 0,001 | < 0,001 | | |

Tab. 135: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 2, BHKW 2)

n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, R: Korrelationskoeffizient, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Heizölanteil [%] | Wirkungsgrad _{el} [%] | Biogas [kWh/m ³] | Biogas + Heizöl [kWh/m ³] |
|--------------------------------|---------------------|-----------------------------------|---------------------------------|--|
| \bar{x} | 10,2 | 36,6 | 2,1 | 2,3 |
| Σ | 2,1 | 1,5 | 0,1 | 0,2 |
| V | 21,0 | 4,1 | 5,4 | 6,3 |
| R zu kWh/m ³ Biogas | 0,2 | 0,8 | | |
| N | 516 | 516 | | |
| P | < 0,001 | < 0,001 | | |

Tab. 136: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 3, BHKW 1)

n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, R: Korrelationskoeffizient, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Heizölanteil [%] | Wirkungsgrad _{el} [%] | Biogas [kWh/m ³] | Biogas + Heizöl [kWh/m ³] |
|--------------------------------|---------------------|-----------------------------------|---------------------------------|--|
| \bar{x} | 11,9 | 31,6 | 1,6 | 1,9 |
| Σ | 3,1 | 3,7 | 0,2 | 0,3 |
| V | 26,2 | 11,8 | 14,1 | 13,6 |
| R zu kWh/m ³ Biogas | -0,3 | 0,6 | | |
| N | 224 | 224 | | |
| P | < 0,001 | < 0,001 | | |

Tab. 137: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 3, BHKW 2)

n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, R: Korrelationskoeffizient, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Heizölanteil [%] | Wirkungsgrad _{el} [%] | Biogas [kWh/m ³] | Biogas + Heizöl [kWh/m ³] |
|--------------------------------|---------------------|-----------------------------------|---------------------------------|--|
| \bar{x} | 14,6 | 31,3 | 1,7 | 2,0 |
| Σ | 8,5 | 3,2 | 0,3 | 0,3 |
| V | 58,1 | 10,4 | 15,1 | 15,0 |
| R zu kWh/m ³ Biogas | -0,4 | 0,6 | | |
| N | 343 | 343 | | |
| P | < 0,001 | < 0,001 | | |

Tab. 138: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 4, BHKW 1)

n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, R: Korrelationskoeffizient, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Heizölanteil [%] | Wirkungsgrad _{el} [%] | Biogas [kWh/m ³] | Biogas + Heizöl [kWh/m ³] |
|--------------------------------|---------------------|-----------------------------------|---------------------------------|--|
| \bar{x} | 15,7 | 38,4 | 2,2 | 2,7 |
| Σ | 10,0 | 6,6 | 0,5 | 0,9 |
| V | 64,1 | 17,1 | 20,7 | 33,6 |
| R zu kWh/m ³ Biogas | -0,1 | 0,9 | | |
| N | 110 | 110 | | |
| P | < 0,1 | < 0,001 | | |

Tab. 139: Stromproduktion pro Kubikmeter Biogas (Anlage 4, BHKW 2)

n: Fallzahl, p: Signifikanzniveau, R: Korrelationskoeffizient, \bar{x} : Mittelwert, σ : Standardabweichung, V: Variationskoeffizient

| | Heizölanteil [%] | Wirkungsgrad _{el} [%] | Biogas [kWh/m ³] | Biogas + Heizöl [kWh/m ³] |
|--------------------------------|---------------------|-----------------------------------|---------------------------------|--|
| \bar{x} | 19,7 | 35,5 | 2,0 | 2,5 |
| Σ | 6,8 | 3,5 | 0,2 | 0,3 |
| V | 34,5 | 9,7 | 11,7 | 10,5 |
| R zu kWh/m ³ Biogas | -0,6 | 0,5 | | |
| N | 325 | 325 | | |
| P | < 0,001 | < 0,001 | | |