



LfL

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

Neue Perspektiven für Biogas ?!



12

2008

Schriftenreihe

ISSN 1611-4159

Impressum:

Herausgeber: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)
Vöttinger Straße 38, 85354 Freising-Weihenstephan
Internet: <http://www.LfL.bayern.de>

Redaktion: Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising-Weihenstephan
E-Mail: TierundTechnik@LfL.bayern.de
Tel.: 08161/71-3450

1. Auflage November / 2008

Druck: lerchl-druck, 85354 Freising

Schutzgebühr: 15,-- €

© LfL

Die Beiträge in dieser Schriftenreihe geben die Meinung der Autoren wieder.



in Zusammenarbeit
mit dem Fachverband Biogas e. V.



Neue Perspektiven für Biogas ?!

**Landtechnische Jahrestagung am
26. November 2008 im Kloster Andechs**

Tagungsband

Inhaltsverzeichnis

Auswirkungen des EEG auf die Landwirtschaft	7
<i>J. Pellmeyer</i>	
Stellenwert von Biogas aus Sicht eines Energieversorgungsunternehmens	15
<i>M. Ritz</i>	
Verfahrenstechnische Kennzahlen der Bayerischen Biogas-Pilotbetriebe.....	23
<i>A. Lehner, M. Effenberger, R. Kissel und A. Gronauer</i>	
Ökonomische Kennzahlen der Bayerischen Biogas-Pilotbetriebe	35
<i>I. Röhling</i>	
Aspekte der Gärrestverwertung in der Landwirtschaft	45
<i>M. Wendland, F. Lichti und L. Heigl</i>	
Optimierung von Biogasfruchtfolgen unter bayerischen Anbaubedingungen - Versuchsergebnisse der LfL	51
<i>E. Sticksel, B. Eder, J. Eder, A. Aigner, G. Salzeder, G. Weber und A. Aigner</i>	
Betriebswirtschaftliche Auswirkungen des EEG.....	59
<i>U. Keymer</i>	
Tierhaltung und Biogas – Herausforderung und Chance.....	67
<i>A. Gronauer, M. Effenberger, R. Kissel und H. Bachmeier</i>	

Auswirkungen des EEG auf die Landwirtschaft

Josef Pellmeyer

Fachverband Biogas e. V., Angerbrunnenstraße 12, 85356 Freising

Zusammenfassung

Der Fachverband Biogas e.V. vertritt als größter deutscher Biogasverband auf Europäischer, Bundes- und Landesebene die Interessen von knapp 3.000 Mitgliedern. Durch seine politische Arbeit und sein Mitwirken in technischen Fachgremien sowie Arbeitsgruppen gestaltet der Fachverband Biogas die rechtlichen Rahmenbedingungen mit.

Im Gründungsjahr des Fachverbandes 1992 wurden in Deutschland rund 140 Biogasanlagen betrieben. Als im Jahr 2000 das erste Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft trat, waren bereits 1.050 Biogasanlagen in Betrieb. Aktuell (Stand August 2008) werden hierzulande 3.891 Biogasanlagen betrieben. Damit ist Biogas zu einem weiteren Betriebszweig und Standbein in der Landwirtschaft geworden.

Die im Jahre 2007 rasant gestiegenen Agrarpreise haben die gesamte deutsche Biogasbranche in eine schwere Krise gestürzt, so dass im laufenden Jahr bislang nur 180 Anlagen zugebaut wurden. Der Forderung des Fachverbandes Biogas nach einer Anpassung des NawaRo-Bonus an die veränderten Rahmenbedingungen ist die Politik in der EEG-Novelle 2008 zumindest teilweise nachgekommen. So wurde u. a. der NawaRo-Bonus bei Anlagen bis 500 kW von 6 auf 7 Cent/kWh erhöht und von einem zusätzlichen Gülle-Bonus flankiert. In Verbindung mit den derzeit sinkenden Agrarpreisen wird es in 2009 wieder zu einer Belebung des Biogasmarktes kommen. So geht der Fachverband von 780 neuen Biogasanlagen mit rund 200 MW gesamter elektrischer Leistung in 2009 aus. Es wird folglich einen neuen Schwerpunkt im unteren Leistungsbereich geben.

Für die Landwirtschaft ist Bioenergie / ist Biogas ein wichtiger Bestandteil. Die Energiepreise und damit die Bioenergie stellen auch die untere Preisgrenze für landwirtschaftliche Feldfrüchte dar. Wenn der Wert, z.B. von Weizen, unter den Wert fällt, den er im Energiesektor erzielt, so kann der Landwirt die Option der energetischen Nutzung wählen.

Die beschriebenen Sachverhalte machen deutlich, dass das EEG ein wesentlicher Zuzugewinn für die Landwirtschaft in Deutschland ist und ihr zahlreiche Chancen bietet. Viele Betriebe haben mittlerweile den Betriebszweig Biogas für sich erschlossen. Das novellierte EEG setzt über den so genannten Gülle-Bonus einen neuen Schwerpunkt auf den Inputstoff Wirtschaftsdünger. Dieser Bonus bietet zusätzliche Möglichkeiten, Biogasanlagen Gewinn bringend in viehhaltende Landwirtschaftsbetriebe zu integrieren. Aufgrund der stark gestiegenen Volatilität der Agrarpreise ist es bei bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen oberstes Gebot, wirtschaftlich sinnvolle Wärmekonzepte zu realisieren, verstärkt auf kostenlose oder kostengünstige Substrate zu setzen und die langfristig gesicherte Verfügbarkeit der notwendigen Energiepflanzen zu gewährleisten.

Der Fachverband Biogas e.V. wird sich weiterhin für stabile und positive Rahmenbedingungen für Biogasanlagen und speziell auch landwirtschaftliche Biogasanlagen einsetzen, um den Betreibern bestehender und zukünftiger Anlagen einen ökonomischen Betrieb zu ermöglichen.

1 Einführung

Der Fachverband Biogas e.V. vertritt als größter deutscher Biogasverband die Interessen von knapp 3.000 Mitgliedern auf Europäischer, Bundes- und Landesebene. Er vereint unter einem Dach gleichermaßen Herstellerfirmen, Biogasanlagenbetreiber, Planer, Wissenschaftsvertreter und Privatpersonen, die sich mit dem Thema Biogas auseinandersetzen. Durch seine politische Arbeit in Brüssel, Berlin und den Bundesländern und sein Mitwirken in technischen Fachgremien sowie Arbeitsgruppen gestaltet der Fachverband Biogas die rechtlichen Rahmenbedingungen im Sinne seiner Mitglieder mit. Über sein umfangreiches Netzwerk zum Parlament, zur Bundesregierung und zur Wissenschaft erhalten Fachverbandsmitglieder immer aktuelle Informationen, Unterstützung und spezielle Hinweise, z.B. was die Umsetzung des neuen EEG und die Einhaltung bestimmter Fristen angeht.

Im Gründungsjahr des Fachverbandes 1992 wurden in Deutschland rund 140 Biogasanlagen betrieben; damals noch auf der Grundlage des Stromeinspeisegesetzes von 1990. Als im Jahr 2000 das erste Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft trat, waren bereits 1.050 Biogasanlagen in Betrieb. Der Fachverband Biogas hat vier Jahre später zur ersten Novelle des EEG in seinen Reihen den Bonus für die ausschließliche Vergärung von nachwachsenden Rohstoffe, den so genannten NawaRo-Bonus, kreiert. Über die politische Arbeit konnte der NawaRo-Bonus in Höhe von 6 Cent/kWh im neuen EEG von 2004 verankert werden. Dieser löste in den beiden Folgejahren einen deutlichen Zuwachs an Biogasanlagen aus. Ende 2006 waren bereits 3.500 Biogasanlagen in Deutschland zu verzeichnen. Der NawaRo-Bonus hat es ermöglicht, dass gezielt Energiepflanzen zur Erzeugung von Strom aus Biogas angebaut werden können. Aktuell (Stand August 2008) werden hierzulande 3.891 Biogasanlagen betrieben. Damit ist Biogas zu einem weiteren Betriebszweig und Standbein in der Landwirtschaft allgemein und bislang konkret in zahlreichen landwirtschaftlichen Betrieben geworden.

Die im Jahre 2007 rasant gestiegenen Agrarpreise haben die gesamte deutsche Biogasbranche in eine schwere Krise gestürzt. Nachdem im Jahr 2006 rund 820 neue Biogasanlagen zugebaut worden sind, waren es im Jahr 2007 nur noch 211 und im laufenden Jahr bislang 180 Anlagen. Der Forderung des Fachverbandes Biogas nach einer Anpassung des NawaRo-Bonus an die veränderten Rahmenbedingungen ist die Politik in der EEG-Novelle 2008 zumindest teilweise nachgekommen. Der von 6 auf 7 Cent/kWh bis 500 kW erhöhte NawaRo-Bonus wird flankiert von einem zusätzlichen Gülle-Bonus, den Anlagen in Anspruch nehmen können, die mindestens 30 Masseprozent Gülle einsetzen. In Verbindung mit den derzeit sinkenden Agrarpreisen wird es nach Einschätzung des Fachverbandes Biogas in 2009 wieder zu einer Belebung des Biogasmarktes kommen. In der Landwirtschaft ist das Interesse an Biogas seit der Verabschiedung des neuen EEG im Bundestag am 6. Juni 2008 wieder merklich gestiegen. So geht der Fachverband von 780 neuen Biogasanlagen mit rund 200 MW gesamter elektrischer Leistung ($\bar{\sigma}$ 256,4 kW/Anlage) in 2009 aus. Es wird folglich einen neuen Schwerpunkt im unteren Leistungsbereich geben.

Für die Landwirtschaft ist Bioenergie / ist Biogas ein wichtiger Bestandteil. Die Energiepreise und damit die Bioenergie stellen die untere Preisgrenze für landwirtschaftliche Produkte vom Acker dar. Wenn der Wert, z.B. von Weizen, im Nahrungs- oder Futtermittelmarkt unter den Wert fällt, den sein Energieinhalt im Energiesektor erzielt, so kann der Landwirt die Option der energetischen Nutzung wählen. Die Bioenergie und Biogas als ein energetischer Verwertungspfad der Biomasse wirken somit als Netz nach unten für die mit Ackerfrüchten erzielbaren Erlöse.

2 Das neue EEG 2009

Der Bundesrat hat am 4. Juli 2008 in seiner 846. Sitzung keinen Einspruch gegen das am 6. Juni 2008 vom Bundestag beschlossene Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und damit zusammenhängender Vorschriften erhoben. Damit kann die vom Bundestag beschlossene Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2009) zum 1. Januar 2009 in Kraft treten.

Grundlegende Änderungen des EEG finden sich im Bereich der Grundvergütung und der Bonus-Vergütungen (Boni). So wurden die Voraussetzungen für den Bonus für nachwachsende Rohstoffe (NawaRo-Bonus), den KWK-Bonus und den Technologiebonus geändert. Neu wurden ein Bonus für den Einsatz von Gülle, ein Bonus für den Einsatz von Landschaftspflegematerial (Landschaftspflege-Bonus) und ein Bonus für die Einhaltung der Formaldehydgrenzwerte nach TA-Luft (Luftreinhaltebonus) geschaffen.

Mit der Neustrukturierung und der inhaltlichen Überarbeitung des EEG, im Rahmen derer das Gesetz von 21 auf 66 Paragraphen erweitert wurde, sind nicht zuletzt aufgrund der umfangreichen Übergangsbestimmungen viele offene Fragen verbunden. Hinzu kommt, dass einige Vorschriften nicht aufeinander abgestimmt sind und auch die Begründung zum Gesetz viele praxisrelevante Fragen offen lässt. Der Fachverband Biogas e. V. wirkt daher darauf hin, dass vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) mit Unterstützung des Fachverbandes eine Auslegungshilfe zum EEG herausgegeben wird. Darüber hinaus hat der Fachverband Biogas e. V. innerhalb seines Juristischen Beirats ein Projekt mit dem Ziel ins Leben gerufen, die mit der Novellierung des EEG verbundenen Fragen zu klären. Das Ergebnis dieses Projektes wird voraussichtlich Anfang 2009 in Buchform erscheinen.

Mit der Deutschen Akkreditierungs- und Zulassungsstelle für Umweltgutachter mbH (DAU) wurden Gespräche aufgenommen, um Prüfstandards für die zukünftig durch das EEG vorgeschriebenen Überprüfungen von Biogasanlagen durch Umweltgutachter zu entwickeln.

Darüber hinaus hat der Fachverband Biogas e.V. zur Bestimmung der pflanzlichen Nebenprodukte, deren Einsatz zukünftig in NawaRo-Anlagen zulässig sein soll, mit der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft Definitionen entwickelt. Diese werden veröffentlicht, sobald sie mit dem BMU abgestimmt sind.

Im Folgenden werden die einzelnen Vergütungsänderungen des EEG 2009 und ihre Auswirkungen auf die Landwirtschaft dargestellt.

Grundvergütung

Die Grundvergütung steigt für alle Anlagen – unabhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt – bis einschließlich einer elektrischen Anlagenleistung von 150 Kilowatt ab dem 1. Januar 2009 auf 11,67 Cent pro Kilowattstunde. Die Grundvergütung unterliegt auch zukünftig der Degression, die zwar auf 1 Prozent sinkt, aber nunmehr auch die Boni erfasst. In der Begründung zum EEG wird nun klargestellt, dass der Einsatz von Betriebshilfsmitteln, die der Anlagen- und Verfahrenstechnik zuzurechnen sind und aus denen selbst nachweislich keine nennenswerte Gas- bzw. Stromproduktion erfolgt, mit dem Ausschließlichkeitsprinzip vereinbar ist und nicht zum Verlust der Grundvergütung und anderer Vergütungsbestandteile führt. Die Anhebung der Grundvergütung ist ein Bestandteil der Vergütungsverbesserungen, die das neue EEG für Biogasanlagen enthält und landwirtschaftlichen

Biogasanlagen helfen wird, die gestiegenen Rohstoffpreise zumindest teilweise zu kompensieren.

NawaRo-Bonus

Der NawaRo-Bonus wird für alle Anlagen bis einschließlich einer elektrischen Anlagenleistung von 500 Kilowatt auf 7 Cent pro Kilowattstunde angehoben. Die maßgebliche Leistungsgrenze bestimmt sich dabei, wie beim Gülle-, Landschaftspflege- und Luftreinhaltungsbonus, nach der tatsächlichen Einspeiseleistung. Mit der Erhöhung des NawaRo-Bonus greift der Gesetzgeber eine zentrale Forderung des Fachverbandes Biogas auf und trägt den gestiegenen Preisen und Produktionskosten für Energiepflanzen Rechnung.

Der Anspruch auf den Bonus setzt - wie im EEG 2004 - voraus, dass ein Anspruch auf Grundvergütung besteht und auf dem Betriebsgelände, auf dem der Strom erzeugt wird, keine weiteren Biomasseanlagen betrieben werden, die Strom aus Stoffen gewinnen, die der Gewährung des NawaRo-Bonus entgegenstehen.

Die Regelung zur Bestimmung der Substrate, die als „Nachwachsende Rohstoffe“ gelten, wurde übernommen und durch eine Positiv- und eine Negativliste ergänzt, die für bestimmte landwirtschaftliche Substrate bestimmen, ob diese als nachwachsende Rohstoffe gelten oder nicht.

Die Voraussetzung, nach der der Anlagenbetreiber durch ein Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Herkunft der eingesetzten Stoffe den Nachweis zu führen hat, dass er nur NawaRo-Bonus fähige Biomasse eingesetzt hat, gilt nun für alle Anlagen. Alle Anlagenbetreiber, die den NawaRo-Bonus beanspruchen, sind daher ab dem 1. Januar 2009 verpflichtet, ein Einsatzstoff-Tagebuch zu führen.

Neu ist, dass zukünftig die in der Positivliste der rein pflanzlichen Nebenprodukte bestimmten Einsatzstoffe, die eigentlich Abfallstoffe sind, in NawaRo-Anlagen vergoren werden können, ohne dass der Anspruch auf den NawaRo-Bonus endgültig verloren geht. Allerdings wird auch weiterhin nur der Strom mit dem NawaRo-Bonus prämiert, der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt worden ist. Der Strom, der aus pflanzlichen Nebenprodukten produziert wurde, wird „nur“ mit der Grundvergütung und gegebenenfalls mit dem Luftreinhaltungs-, Technologie- und KWK-Bonus vergütet. Soweit pflanzliche Nebenprodukte eingesetzt werden, ist der Anteil des Stroms, der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt worden ist, über ein Gutachten eines Umweltgutachters nachzuweisen. Hinsichtlich der Ermittlung der Stromerträge ist dabei auf die im Gesetz angegebenen Standardgaserträge zurückzugreifen. Für NawaRo-Biogasanlagen, die lokal oder sogar im eigenen landwirtschaftlichen Betrieb über pflanzliche Nebenprodukte kostengünstig oder gar kostenfrei verfügen, kann die neue Regelung für eine gewisse Entlastung sorgen. Betreiber der NawaRo-Biogasanlagen müssen jedoch beachten, welche rechtlichen Vorgaben die Bioabfallverordnung für die einzelnen pflanzlichen Nebenprodukte macht und welche genehmigungsrechtlichen Anforderungen die Biogasanlage bei deren Einsatz erfüllen muss.

Ebenfalls neu ist die Maßgabe, dass der Anspruch bei Anlagen, die nach dem 1. Januar 2009 in Betrieb gegangen sind, ab einer installierten Leistung von über 150 kW nur besteht, wenn unbeschadet des Einsatzes flüssiger Biomasse für die notwendige Zünd- und Stützfeuerung ausschließlich gasförmige oder feste Biomasse zu Stromerzeugung eingesetzt wird. Weiterhin bleibt es aber auch nach Auskunft des BMU möglich, bei Anlagen die vor dem 1. Januar 2007 in Betrieb gegangen sind, fossile Energieträger für die notwendige Zünd- und Stützfeuerung einzusetzen.

Zur Minderung von Methanemissionen wird der NawaRo-Bonus für Strom aus nach dem BImSchG genehmigungsbedürftigen Anlagen, die nach dem 1. Januar 2009 in Betrieb gegangen sind, nach dem EEG 2009 nur gewährt, wenn die Gärrestlager gasdicht abgedeckt und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen für eine Betriebsstörung oder für eine Überproduktion vorhanden sind. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb gegangen sind, benötigen daher auch weiterhin kein abgedecktes Gärrestlager und keine zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung, um den Bonus zu erhalten.

Im Rahmen der Diskussion um die EEG-Novelle haben die Ernährungswirtschaft und landwirtschaftliche Genossenschaftsverbände ein Umlenken bei der Bioenergieförderung gefordert. Sie hätten es begrüßt, wenn der NawaRo-Bonus abgesenkt oder gar abgeschafft worden wäre. Es wäre nicht nur kurzsichtig gewesen, den NawaRo-Bonus nicht zu erhöhen oder gar abzuschaffen. Es wäre sogar fahrlässig gewesen, weil heute kein Experte sagen kann, was in zehn Jahren auf einem Hektar Ackerland vor dem Hintergrund endlicher fossiler Energieträger, Klimawandel und steigender Weltbevölkerung produziert werden muss. Es werden höchstwahrscheinlich nicht nur Nahrungsmittel sein, sondern auch das Lebensmittel „Energie“ wird dazugehören. Es wird daher nicht um Tank oder Teller gehen, sondern um die Herausforderung Tank und Teller. Dann wird es sich auszahlen, dass der NawaRo-Bonus im EEG in Deutschland eine weltweit einmalige Entwicklung angestoßen hat: die Züchtung von speziellen Energiepflanzen, die – als Ganzpflanze genutzt – möglichst hohe Biomasseerträge und damit Energieerträge pro Hektar erzielen. Vor der Einführung des NawaRo-Bonus mit der EEG-Novelle 2004 gab es de facto nur Raps als Energiepflanze bzw. Weizen und Roggen für die Alkoholproduktion. Bei diesen Energiepflanzen wird nur das Korn energetisch genutzt. Um eine möglichst hohe Flächeneffizienz zu erreichen, ist die Nutzung der gesamten Pflanze unumgänglich. Da andere Verfahren zur energetischen Nutzung von Ganzpflanzen, wie z.B. BTL, aufgrund ihrer immensen Konversionsverluste und der hohen spezifischen Kosten kaum eine Rolle spielen werden, kommt der Biogasproduktion aus Energiepflanzen und somit dem NawaRo-Bonus eine besondere Bedeutung zu.

Derzeit ist die Vorzüglichkeit von Mais am größten. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass Mais als C4-Pflanze bislang bereits viel Biomasse bildet und bei Anbauern wie Züchtern gleichermaßen bekannt und erprobt ist. So ist es nicht verwunderlich, dass sich Pflanzenzüchter und Biogaslandwirte zunächst auf den Mais konzentriert haben, um schnelle Effizienzsteigerungen zu erzielen. Nach der Einführung des NawaRo-Bonus haben die Landwirte erst die 5. Ernte eingebracht. Daher kann nicht ernsthaft erwartet werden, dass ein Spektrum von 30 oder gar 50 Energiepflanzen und in der Praxis etablierte neue Energiefruchtfolgen zur Verfügung stehen, die gleichzeitig die Landwirtschaft hinsichtlich des Natur- und Umweltschutzes revolutionieren. Durch den NawaRo-Bonus ist diese notwendige Forschung und Entwicklung in Gang gesetzt worden. Große deutsche Saatunternehmen investieren erhebliche Mittel in die Züchtung von neuen ertragreichen Energiepflanzen, wie Hirse, Sonnenblumen und Rüben. Um die zukünftigen Bedürfnisse einer rasant wachsenden Weltbevölkerung nach Nahrung und Energie decken zu können, bedarf es der Effizienzsteigerung bei der Biomasse-Produktion für beide Märkte. Im Bereich der Nahrungsbereitstellung wird seit Jahrhunderten gezüchtet und geforscht. Bei der Energieproduktion stehen die Forschung und die Landwirtschaft erst ganz am Anfang. Die durch den NawaRo-Bonus angestoßene Entwicklung verschafft Deutschland einen entscheidenden Vorsprung auf dem Gebiet der Energieerzeugung vom Acker. Ebenso ist die konsequente Fortführung dieses Weges wichtig, um die Option Biogas als zusätzliche Einnahmequelle für Landwirtschaftsbetriebe zu verstetigen und noch vorteilhafter zu gestalten.

Gülle-Bonus

Der neu in das EEG 2009 aufgenommene Gülle-Bonus sieht bis einschließlich einer elektrischen Anlagenleistung von 150 Kilowatt eine Zusatzvergütung in Höhe von 4 Cent pro Kilowattstunde, und für den Leistungsbereich von 150 Kilowatt bis einschließlich 500 Kilowatt eine Zusatzvergütung in Höhe von 1 Cent pro Kilowattstunde vor. Anlagen mit einer darüber hinausgehenden Leistung können den Bonus anteilig geltend machen. Der Anspruch auf den Gülle-Bonus setzt voraus, dass jederzeit mindestens 30 Masseprozent Wirtschaftsdünger eingesetzt werden. Er kann für Strom aus Anlagen, die keinen Anspruch auf den NawaRo-Bonus haben oder aus Biogas, das dem Erdgasnetz entnommen wurde, nicht geltend gemacht werden. Ungeklärt ist derzeit die Frage, wie der Anteil der eingesetzten Gülle unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben praxisgerecht nachgewiesen werden kann. Die Gesetzesbegründung sieht vor, dass die eingesetzte Gülle zu wiegen ist. Dies wird aber den Gegebenheiten der Praxis nicht gerecht. Ferner ist die Frage zu klären, ob der Anspruch endgültig verloren geht, wenn der notwendige Gülleanteil, beispielsweise wegen einer Tierseuche, nicht eingehalten werden kann. Der Fachverband ist bezüglich dieser Themen in engem Kontakt mit dem BMU. Um Missbrauch und Betrugsfälle zu verhindern, ist der erforderliche Mindestanteil der Gülle bei Geltendmachung des Anspruchs durch ein Gutachten eines Umweltgutachters nachzuweisen.

Mit der Einführung des so genannten Gülle-Bonus wird bei bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen der Fokus ein Stück weit weg von nachwachsenden Rohstoffen stärker hin zur Verwendung von Gülle zur Biogasproduktion gelenkt. Mit dem Gülle-Bonus wird es möglich, dass Viehhalter an ihre Zahl der gehaltenen Großvieheinheiten angepasste Biogasanlagen errichten und somit eine zusätzliche Einnahmequelle erschließen. So ist alleine aus der Gülle von 3.000 Mastschweinen beispielsweise eine Biogasanlage mit rund 70 kW zu realisieren. Die Wärme der Biogasanlage kann zur Beheizung des Schweine- oder Geflügelstalls genutzt werden. Damit lassen sich die immer teurer werdenden fossilen Energieträger, wie Erdgas und Heizöl, ersetzen. Die Energiekosten werden für den landwirtschaftlichen Betrieb, dem Gülle innerbetrieblich zur Verfügung steht, erstmals langfristig planbar. Erst kürzlich hat es bei Erdgas Preissteigerungen von bis zu 17 % gegeben und einige Versorger haben weitere Erhöhungen für den Jahreswechsel 2008/2009 angekündigt.

KWK-Bonus

Neu ist die Gärrestaufbereitung im KWK-Bonus. Mit Inkrafttreten des neuen EEG wird der angehobene KWK-Bonus in Höhe von 3 Cent/kWh bei Nutzung der Biogasabwärme als Prozesswärme zur Aufbereitung von Gärresten zum Zweck der Düngemittelherstellung gewährt. Damit ergibt sich gerade in Regionen mit hohen Viehdichten die Chance, über die Biogastechnologie Nährstoffüberhänge zu entschärfen. Über neue Abtrenntechnologien, die in der Erprobung sind, können die Nährstoffe überwiegend in der festen Phase gehalten werden. Durch die Nutzung der Biogaswärme zur Aufkonzentrierung des separierten Gärrestes lassen sich zukünftig auch transportfähige Düngemittel erzeugen, die in Regionen mit Nährstoffmangel verbracht werden können. Somit können die Regelungen im neuen EEG eine Entschärfung des Drucks auf Flächen sowie nachwachsende Rohstoffe ermöglichen und gleichzeitig Chancen für Viehhalter und für Regionen mit hohen Viehdichten bieten.

Landschaftspflege-Bonus

Das EEG 2009 sieht unabhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage erstmalig einen Landschaftspflege-Bonus in Höhe von 2 Cent pro Kilowattstunde bis zu einer Leistung von 500 Kilowatt vor. Der Anspruch auf den Bonus setzt voraus, dass ein Anspruch auf den NawaRo-Bonus besteht und überwiegend (> 50 %) Pflanzen oder Pflanzenbestandteile eingesetzt werden, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen. Zudem muss der Anteil des Landschaftspflegematerials durch ein Gutachten eines Umweltgutachters nachgewiesen werden. Der Begriff „Landschaftspflege“ stammt aus dem Naturschutzrecht. Er findet sich schon im Titel des Gesetzes über Naturschutz und Landschaftspflege (BNatSchG). Eine verbindliche Definition des Begriffes „Landschaftspflege“ findet sich aber weder im BNatSchG noch in anderen Gesetzen. Daher, und weil sich verschiedene Vorschriften des neuen EEG widersprechen, ist höchst fraglich, welche Stoffe durch das EEG als Landschaftspflegematerial gefördert werden. Es steht aber zu befürchten, dass nur wenige Pflanzen und Pflanzenbestandteile von diesem Begriff erfasst werden. In der praktischen Umsetzung wird der Landschaftspflegebonus nach Meinung des Fachverbandes Biogas nur dort eine Relevanz entfalten, wo entsprechende Materialmengen zur Verfügung stehen und eine Einbindung in die Gärbiologie möglich ist.

Luftreinhaltungsbonus

Für Strom aus nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) genehmigungsbedürftigen Biogasanlagen, die kein Biogas aus dem Erdgasnetz entnehmen, sieht das EEG 2009 erstmalig einen Bonus in Höhe von 1 Cent pro Kilowattstunde bis zu einer elektrischen Anlagenleistung von einschließlich 500 Kilowatt vor, wenn die dem Emissionsminimierungsgebot der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) entsprechenden Formaldehydgrenzwerte eingehalten werden und die Einhaltung der Grenzwerte durch eine Bescheinigung der zuständigen Behörde nachgewiesen wird.

3 Vergütungstechnische Zusammenfassung von Anlagen nach § 19

Wenn sich mehrere Biogasanlagen auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden und innerhalb von 12 aufeinander folgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind, werden diese nach § 19 auch rückwirkend zur Ermittlung der Vergütungshöhe zusammengefasst. Der Fachverband Biogas hat sich bereits unmittelbar nach Vorlage des EEG-Regierungsentwurfs Anfang Dezember 2007 gegen diese Regelung gewandt. Mit diesem Paragraphen möchte der Gesetzgeber die nach seiner Aussage missbräuchliche Vergütungserhöhung durch Aufsplittung von großen Biogasanlagen in mehrere kleine Untereinheiten unterbinden. Nach einer Fachverbands-Umfrage unter seinen Betreibermitgliedern im Sommer 2008 könnten über 200 Anlagen von dieser Neuerung im EEG betroffen sein. Darunter sind auch solche, die nur zufällig in räumlicher Nähe stehen, z.B. Biogasanlagen von benachbarten Landwirtschaftsbetrieben, die nahe beieinander liegen. Auf Drängen des Fachverbandes hin hat das BMU eine Auslegungshilfe in Bezug auf § 19 erstellt. Diese steht auf der Homepage www.biogas.org für Mitglieder des Fachverbandes zur Verfügung. Das BMU legt in diesem Schreiben aus, dass rein zufällig in räumlicher Nähe befindliche Anlagen, die offensichtlich nicht die Degression der EEG-Vergütung für größere Anlagen umgehen, nicht von der Zusammenfassung betroffen sein sollen. Es handelt bei dieser Einschätzung „nur“ um eine Auslegung des zuständigen Bundesministeriums, so dass sie keine Rechtssicherheit bieten kann. Möglicherweise hilft

das Schreiben jedoch betroffenen Anlagenbetreibern in der Argumentation. Der Fachverband ist auch im Gespräch mit dem Verband der Energieversorger und Netzbetreiber (BDEW), um in der Umsetzung des EEG und vor allem auch von § 19 eine praxisgerechte Handhabung zu erreichen.

Stellenwert von Biogas aus Sicht eines Energieversorgungsunternehmens

Manfred Ritz

E.ON Bayern Wärme GmbH, Heinkelstraße 1, 93049 Regensburg

Bis jetzt sind in Deutschland Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1.300 MW_{el} installiert und erzeugen rund 1,5 Prozent der Bruttostromerzeugung. Insgesamt leistet Biogas momentan rund 2 Prozent des Primärenergiebedarfs. Laut einer Studie von BGW und DVGW wird in Deutschland das Potenzial von Biogas von momentan 72 TWh/a auf 166 TWh/a im Jahr 2030 steigen. Das wären mehr als 15 Prozent des heutigen Erdgasbedarfs. Zusammen mit der übrigen Biomasse könnten 2030 rund 40 Prozent des Primärenergiebedarfs auf biogener Basis bereitgestellt werden. Alleine Bayern könnte heute etwa 20 Prozent des deutschen Biogaspotenzials leisten. EON erwartet von der Biogasnutzung eine spürbare Substitution von Erdgas und damit eine deutliche Reduzierung der Importabhängigkeit. Daher engagiert sich insbesondere EON Bayern mit der Biogasoffensive in diesem Geschäftsfeld.

Als Anwender von Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung mit rund 80 Anlagen und einem Wärmeabsatz von mehr als 600 GWh/a kann EON Bayern Biogas mit sehr hohem Wirkungsgrad einsetzen. Diese ökologische Komponente der Energieerzeugung soll auch zukünftig konsequent ausgebaut werden. Zudem zeigt sich, dass sich aufgrund des Technologiestands Biogasanlagen auch für die Aufbereitung von Biogas zu Erdgas auf der Basis des Erneuerbare-Energie-Gesetzes (EEG) wirtschaftlich zu rechnen beginnen. Das ist vor allem dann der Fall, wenn Biogas in KWK-Anlagen eingesetzt wird. Es ist nicht nur ein wirtschaftliches sondern auch ein ökologisches Gebot, Biogas mit höchster Energieeffizienz einzusetzen. Dabei gibt es zwei grundsätzliche Einsatzoptionen:

- Eine Biogasanlage mit Blockheizkraftwerk (BHKW), in dem das Rohbiogas zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt wird. Voraussetzung ist hier, dass eine Wärmenutzung in unmittelbarer Nähe der Anlage gegeben ist.
- Das Rohbiogas wird zu Erdgasqualität („Bioerdgas“) aufbereitet und in ein geeignetes Gasnetz eingespeist. Das Bioerdgas kann dann optimal mit höchstmöglicher Energieeffizienz in KWK-Anlagen, im Wärmebereich mit Brennwärmtessel oder im mobilen Bereich eingesetzt werden. In allen Bereichen wird dann ein hoher ökologischer Effekt erzielt.

Die erste Option wird überall dort zum Einsatz kommen, wo es möglich ist, die Biogasanlage neben einem Wärmekunden zu installieren. Mit den ersten vier Anlagen der 700 kW_{el}-Klasse wurde dieser Anwendungstyp bereits umgesetzt.

Die zweite Option wird seit Ende 2006 in den bestehenden KWK-Anlagen von EON Bayern mit Fernwärmenetzen in Poing und Puchheim angewendet. Die entsprechende Biogasanlage hierzu steht in Pliening, 20 km östlich von München. Die Biogas-KWK Anlagen haben eine elektrische Leistung von rund 4 MW und eine thermische Leistung von rund 4,5 MW.

Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz

Die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in Erdgasnetze erscheint aufgrund der breiten Anwendung von Biogas, aufbereitet zu Bioerdgas, für die Zukunft der bedeutendere Weg zu sein. Die Technologien sind vorhanden und müssen nur noch weiterentwickelt und wirtschaftlicher eingesetzt werden. Ziel der Verfahren ist es, das im Rohbiogas enthaltene CO₂ (etwa 45 Prozent) abzutrennen, das Rohbiogas von anderen Bestandteilen zu reinigen und den CH₄-Anteil (rund 55 Prozent) auf Erdgasqualität zu steigern. Bioerdgas kann damit dort genutzt werden, wo es mit dem besten Wirkungsgrad Energie erzeugt. Bezüglich der Aufbereitungstechnologien ist momentan noch nicht klar, welche Technologie sich endgültig durchsetzen wird. Ein Durchbruch der einen oder anderen Technologie wird in den nächsten zwei bis drei Jahren erwartet. Am Standort Schwandorf ist gegenwärtig eine Bioerdgasanlage mit einer Einspeiseleistung von 10 MW_{th} (entspricht 4 MW_{el}) in der Inbetriebsetzungsphase. Mit einer stündlichen Bioerdgasmenge von 1.000 m³ kann diese Anlage 5.000 Haushalte versorgen. Sie ist zur Zeit die größte derartige Anlage in Deutschland. Das Bioerdgas wird in das Erdgasnetz eingespeist und im Wesentlichen in KWK-Anlagen genutzt.

Geschlossener Kreislauf

Der Einsatz von Pflanzen für die Biogaserzeugung stellt einen geschlossenen Kreislauf hinsichtlich CO₂ und Düngerwert dar. Das bei der Energieumwandlung entstehende CO₂ wird auch wieder für das Wachstum verbraucht. Im Gärrest (vergorene Biomasse) bleibt der Düngerwert vollständig erhalten. Er ist somit ein hochwertiger natürlicher Dünger, der wiederum auf die Felder ausgebracht werden kann.

Entscheidend für den Einsatz von Biogasanlagen, und damit auch für die zukünftige Entwicklung, ist insbesondere die gesicherte und marktgerechte Bereitstellung der Einsatzsubstrate wie Mais, Ganzpflanzen oder Gras. Dabei hat sich aufgrund der steigenden Kosten für die Substrate deutlich gezeigt, dass eine wirtschaftlich gesicherte Basis für Biogasanlagen auch nur bei einer ökologischen Nutzung, das heißt der Strom- und Wärmenutzung, gegeben ist.

Voraussetzung für den Erfolg

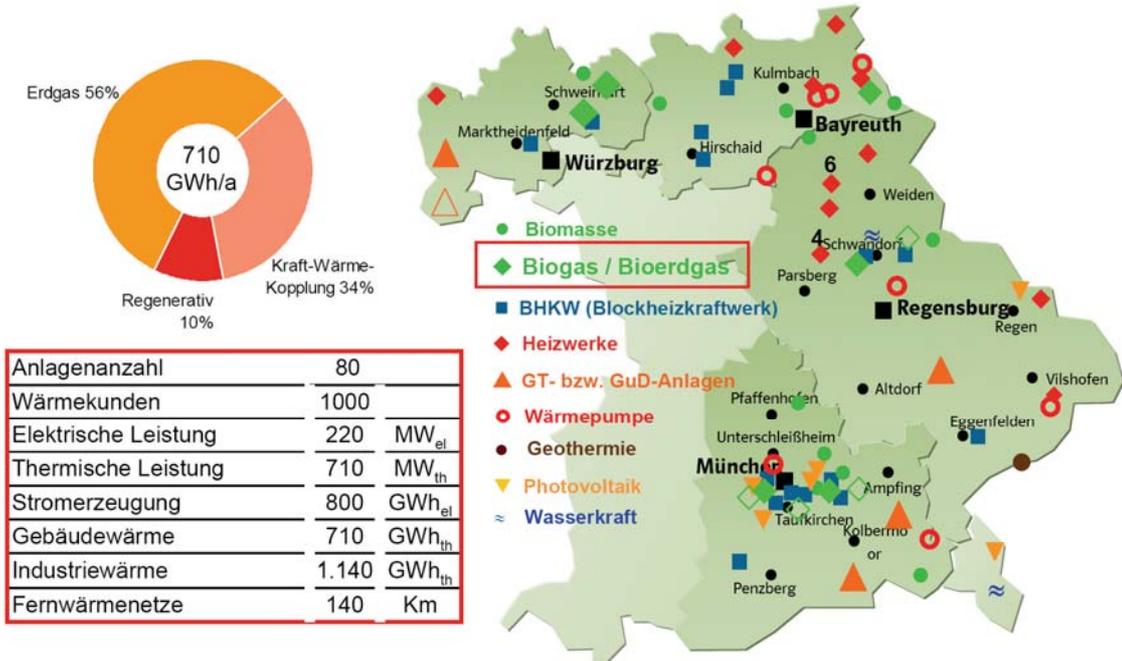
Ein wesentlicher Aspekt des Biogaseinsatzes ist neben der regionalen Energieerzeugung die Partnerschaft mit der Landwirtschaft. Die Landwirte liefern die nachwachsenden Rohstoffe und fungieren auch zum Teil als Betriebsführer der Biogasanlagen, bzw. die Landwirte liefern das Rohbiogas, das in den E.ON Bayern BHKW's zur Strom- und Wärmezeugung genutzt wird. Für die Landwirtschaft ergibt sich somit eine neue Einkommensperspektive. Mit dem momentanen Biogasengagement bindet EON Bayern mehr als 200 Landwirte in den Erzeugungsprozess ein. Diese zukunftssträchtige Partnerschaft zwischen Energie- und Landwirtschaft bietet für beide Seiten eine Win-win-Perspektive. Durch den Bau und Betrieb von regionalen, dezentralen Energieerzeugungseinheiten profitiert nicht nur die Umwelt, sondern es werden auch langfristige, qualifizierte Arbeitsplätze in der Landwirtschaft erhalten und geschaffen. Eine Entscheidung für Biogas ist somit eine Entscheidung für die Versorgungssicherheit, generiert regionales Einkommen im Inland, schafft Beschäftigung in einem Zukunftsmarkt und trägt zum Klimaschutz bei.



Herausforderungen für die Energieversorgung der Zukunft



Wärme- und Stromerzeugungsanlagen von E.ON Bayern

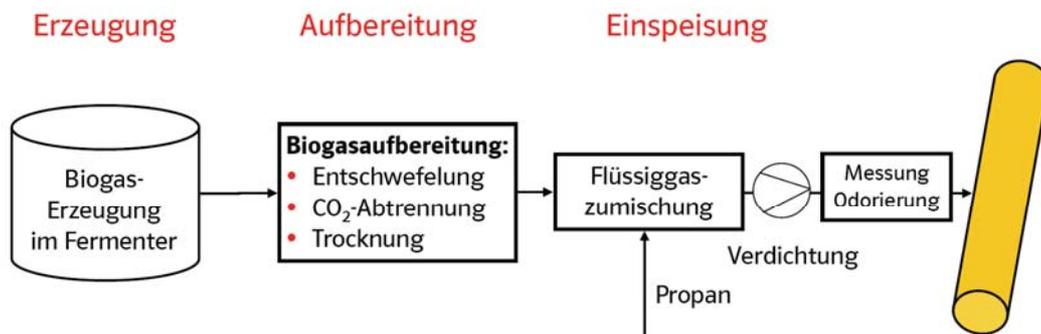


Projekt Bioerdgasanlage Schwandorf - Projektdaten -

- Gesamtinvestition: ca. 17 Mio. €
- Leistung: ca. 10 MW th (Gas)
ca. 4 MWel
- Betrieb: ca. 8.000 Volllastbetriebsstunden p. a.
ca. 90 Mio. kWh Hs Bioerdgas (biogen)
- Substrate: ca. 75.000 t/a Mais/Ganzpflanzen- und Grassilage/ZF
Anbaufläche ca. 1.600 ha
- Fläche für Anlage ca. 45.000 m²
- Termine:

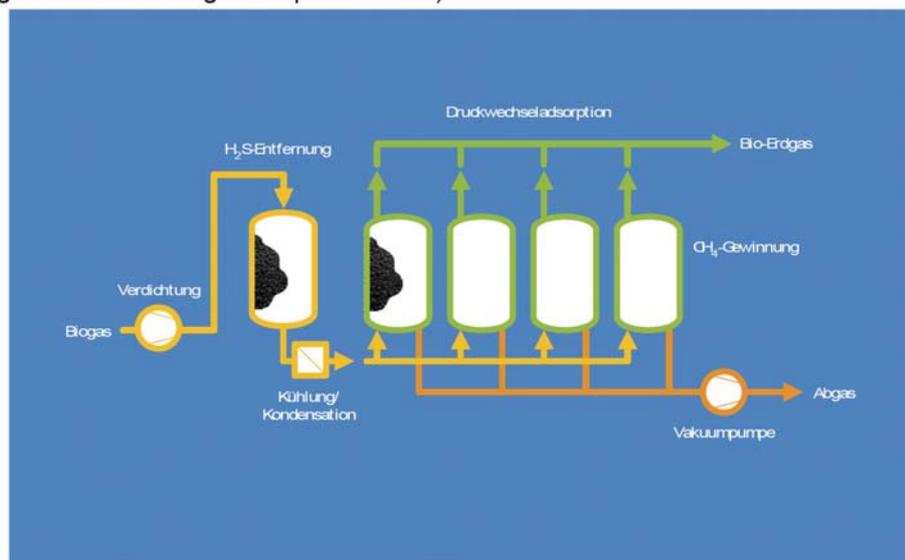
Konzeption	Okt. 2006
Genehmigungsantrag	Mär. 2007
Baubeginn	Jul. 2007
Beginn Gasproduktion	Feb. 2008
Volllast	Jul. 2008

Bioerdgas - Prozesskette



Anlagenschema Biogasaufbereitung

Druckwechseladsorptionsverfahren (DWA)
(engl. Pressure Swing Adsorption = PSA)



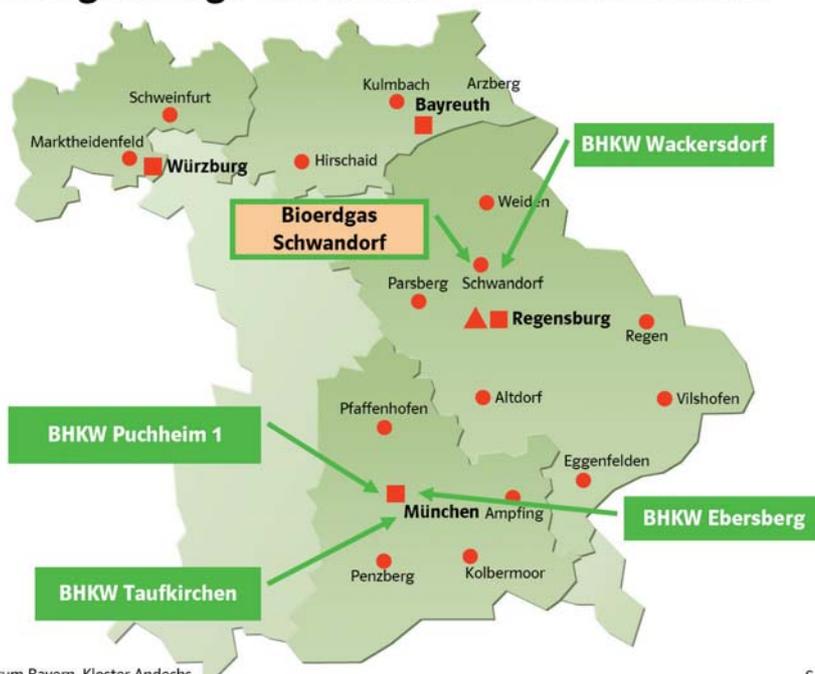
EBYW Ritz 1. Biogas Forum Bayern, Kloster Andechs

Quelle: CarboTech Engineering

Projekt	Anlagenart	Leistung		Inbetriebnahme
		kW _{el}	kW _{th}	
Schwandorf 1	Biogasanlage	717	700	05/2006
Arzberg	Biogasanlage	717	700	09/2006
Hammelburg / Fuchsstadt	Biogas - BHKW	717	700	05/2007
Bad Bocklet	Biogas - BHKW	717	700	06/2007
Schwandorf 2	Bioerdgasanlage	(4.000)	10.000	02/2008
Puchheim 1 + 2	Bioerdgas - BHKW	750 / 390	970 / 520	12/2006 ; 02/2008
Poing	Bioerdgas - BHKW	760	960	12/2006
Wackersdorf	Bioerdgas - BHKW	825	1010	02/2008
Ebersberg	Bioerdgas - BHKW	800	940	02/2008
Taufkirchen	Bioerdgas - BHKW	390	520	02/2008
INSGESAMT		ca. 6.780	ca. 14.730	

Investitionssumme 2005 - 2008 ca. 17 Mio. €

Projekt Biogasanlage Schwandorf - BHKW-Standorte -



Verfahrenstechnische Kennzahlen der Bayerischen Biogas-Pilotbetriebe

Andreas Lehner, Dr. Mathias Effenberger, Rainer Kissel und Dr. Andreas Gronauer
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung,
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising

Zusammenfassung

Zehn bayerische Biogasanlagen unterschiedlicher Technik und Konzeption wurden über einen Zeitraum von zwei Jahren nach verfahrenstechnischen Kennwerten ausgewertet und verglichen. Die Betriebsdaten der Anlagen wurden über Betriebstagebücher der Anlagenbetreiber sowie automatisiert über fest installierte Messtechnik ermittelt. Die möglichst genaue Bestimmung von Masse und Zusammensetzung der eingesetzten Substrate ist eine Voraussetzung für die Errechnung anlagenspezifischer Kennzahlen und stellte eine wesentliche Herausforderung bei der Datenerfassung dar.

In sechs der Anlagen kamen im Jahr 2007 regelmäßig Gülle bzw. Mist zum Einsatz.

Die elektrischen Ausnutzungsgrade lagen zwischen 63,1 und 98,5 % . Dabei wurden die Anlagen bei Raumbelastungen zwischen 1,43 und 3,17 kg oTS/(m³•d) betrieben. Erhebliche Unterschiede traten beim Stromeigenbedarf der Anlagen auf. Hier reichte die Spanne von 4,6 bis 17,4 % der Stromproduktion.

Die externe Abwärmeverwertung erweist sich auf vielen Biogasanlagen als problematisch. Nur in einem Fall konnten knapp 50 % der anfallenden Wärme genutzt werden, während auf mehreren Anlagen quasi keine Wärmeverwertung möglich war.

Neben der Energieeinsparung bei der Biogasproduktion stellt die sinnvolle Verwertung der anfallenden Abwärme demnach eine zentrale Herausforderung für weitere Entwicklungen in der Biogastechnologie dar.

1 Einleitung

Als die Haupttriebfeder für das enorme Wachstum der landwirtschaftlichen Biogasproduktion in den vergangenen sieben Jahren gilt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2001. Die erste Novelle dieses Gesetzes in 2004 löste mit der Einführung einer erhöhten Vergütung von Strom, der durch Vergärung nachwachsender Rohstoffe erzeugt wird, einen regelrechten Boom im Anlagenbau aus. Hauptsächlich erfolgte ein rascher Zubau von Biogasanlagen (BGA) mit einer installierten elektrischen Leistung zwischen etwa 250 und 500 kW. Besonders häufig wurden Anlagen in Betrieb genommen, die mit einer BHKW-Leistung von ca. 330 kW_{el.} gerade noch unterhalb der Grenze für eine Genehmigungspflicht nach BImSchG liegen.

Um ein BHKW dieser Leistung auszulasten, müssen im Jahr beispielsweise ca. 6.900 t Maissilage und ca. 1.100 t Milchviehgülle vergoren werden. Das Gesamt-Gärraumvolumen liegt in der Größenordnung von 2.500 m³ bis 3.000 m³, zusätzlich werden ca. 3.000 m³ Lagerkapazität für den Gärrest benötigt. Geht man von durchschnittlichen

Investitionskosten von 3.500 EUR pro kW_{el.} aus, ergibt sich für eine solche Biogasanlage eine Investitionssumme von rund 1,15 Mio. EUR.

Anhand dieser Zahlen wird rasch klar, dass Bau und Betrieb einer Biogasanlage dieser Größenordnung ein beträchtliches Unternehmen darstellen. Vor allem im ersten Jahr hat der Betreiber der Anlage zudem eine enorme Lernkurve vor sich. Prozessinstabilitäten und Schadensfälle auf Grund von Planungs- und Bedienfehlern bergen ein hohes wirtschaftliches Risiko. Nicht wenige Investoren ließen sich dennoch von den garantierten Vergütungssätzen für den aus Biogas produzierten elektrischen Strom dazu verleiten, ihre Biogasanlage größer zu bauen, als es die eigene Flächenausstattung erlaubte. Konzepte für die in großen Mengen anfallende Abwärme wurden zu wenig beachtet.

Weil die Biogasproduktion einen so bedeutsamen und komplexen landwirtschaftlichen Betriebszweig darstellt, besteht ein großer Bedarf an verlässlichen und unabhängig erhobenen Daten zu ökonomischen und technischen Betriebsergebnissen in der Praxis. Um hier einen Beitrag zu leisten, wurden in Bayern zehn landwirtschaftliche Biogasanlagen einer längerfristigen intensiven verfahrenstechnischen und ökonomischen Analyse unterzogen. Im Folgenden werden wichtige verfahrenstechnische Kennzahlen dieser Pilotanlagen vorgestellt, die Anhaltspunkte für die Planung und Bewertung von Biogasanlagen geben.

2 Anlagenbeschreibung und Methodik

Die bayerischen Biogas-Pilotanlagen wurden auf Basis definierter Kriterien ausgewählt und spiegeln eine Vielfalt von Anlagenkonzepten und Standorten wider (Abbildung 1).

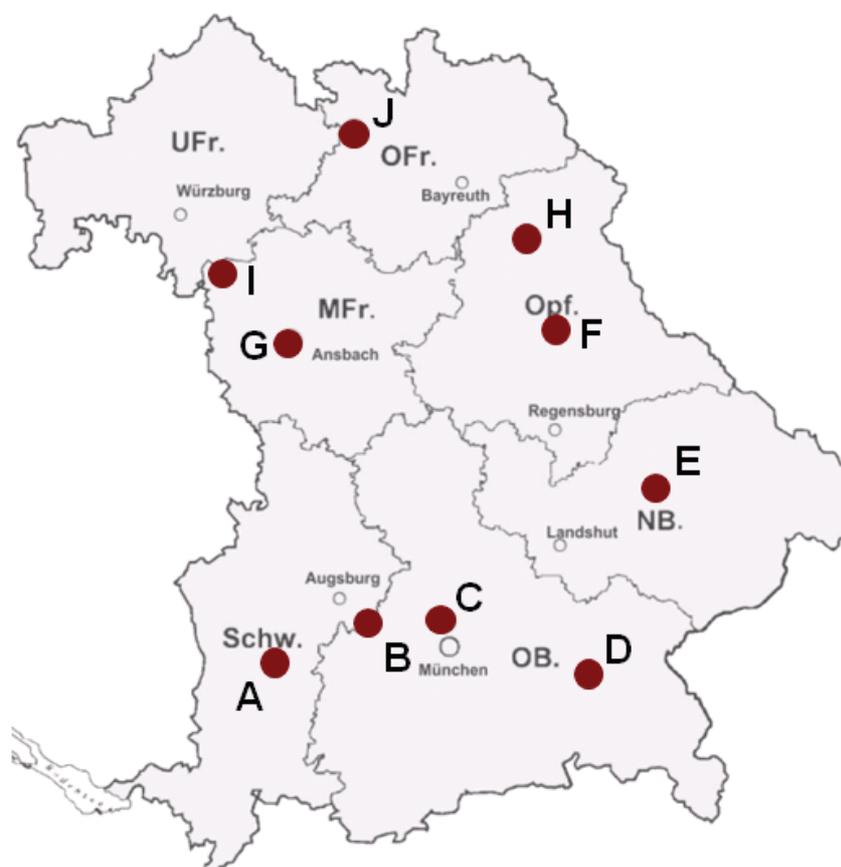


Abb. 1: Standorte der Bayerischen Biogas-Pilotbetriebe

Dabei wurden für die Auswahl ausschließlich Biogasanlagen berücksichtigt, die Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft und/oder nachwachsende Rohstoffe einsetzen. Wie groß die Lenkungswirkung der Bonusregelung für Strom aus der Vergärung nachwachsender Rohstoffe ist, wird an der Tatsache deutlich, dass lediglich drei der zehn untersuchten BGA in unmittelbarem Zusammenhang mit einer Tierhaltung errichtet wurden (Anlage E, G und J), darunter eine Anlage, die bereits vor der ersten Novellierung des EEG im Jahr 2004 in Betrieb ging (Tab. 1).

Sieben der zehn Anlagen arbeiten mit stehenden zylindrischen Gärbehältern (in der Branche auch „Grubenfermenter“ genannt) in der ersten Prozessstufe, die übrigen drei Anlagen verfügen hier über liegende quaderförmige (Anlage E und F) bzw. röhrenförmige Reaktoren (Anlage H). Die zweite und gegebenenfalls dritte Prozessstufe ist überall als stehender zylindrischer Gärbehälter ausgeführt. Das gesamte, aktiv beheizte Gärraumvolumen beträgt für die einzelnen Anlagen zwischen ca. 1.500 und 3.700 m³.

Die elektrische Nennleistung der auf den Anlagen installierten Blockheizkraftwerke (BHKW) liegt bei 250 bis 526 kW. Insgesamt waren auf den Anlagen während des in diesem Beitrag dokumentierten Jahres 2007 neun verschiedene Motortypen im Einsatz. Für die auf den verfügbaren Gärraum bezogene installierte elektrische Leistung ergibt sich eine große Bandbreite zwischen ca. 0,11 und 0,30 kW pro m³ Gärraum (Nutzvolumen).

Um die Betriebsergebnisse von BGA unterschiedlicher Größe und Konzeption korrekt bewerten und miteinander vergleichen zu können, sind ein einheitliches Datenmodell und geeignete Kennzahlen erforderlich [1]. Die im Ergebnisteil angegebenen Kennzahlen wurden als Durchschnittswerte über den jeweiligen Beobachtungszeitraum errechnet. Um die ökonomischen und verfahrenstechnischen Kennzahlen der Pilotanlagen im Zusammenhang interpretieren zu können, wurde die Auswertung auf das Jahr 2007 beschränkt. Es ergibt sich das Problem, dass sich bei Änderung der technischen Daten einer Anlage durch Umbau- oder Erweiterungsmaßnahmen Kennzahlen schlagartig ändern und diese deshalb nicht über den Zeitpunkt dieser Maßnahmen hinweg berechnet werden können. Aus diesem Grund wurde auch nicht bei allen Anlagen das gesamte Jahr ausgewertet.

Um die für eine vergleichende Bewertung erforderlichen Informationen auf den Praxisanlagen zu erfassen, wurde auf die automatisierte Aufzeichnung von Messwerten sowie zu einem großen Teil auf tägliche manuelle Aufzeichnungen der Betreiber im Betriebstagebuch zurückgegriffen. Dies bedeutet, dass die gewonnenen Daten einerseits mit Messfehlern behaftet und andererseits in ihrer Güte und Verfügbarkeit auch von der Sorgfalt des Anlagenbetreibers abhängig sind. Im Vergleich zu anderen Monitoring-Programmen wie etwa dem gerade abgeschlossenen „Bundesmessprogramm Biogas“ konnte auf den Biogas-Pilotbetrieben eine deutlich höhere Datendichte realisiert werden. So wurden etwa der Strombedarf einzelner Anlagen-Komponenten bzw. der Heizwärmebedarf der Gärbehälter über einen Zeitraum von bis zu zwei Jahren erfasst. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die erhobenen Messdaten zur Ermittlung der hier behandelten Kenngrößen. Diese stellen nur einen Teil der auf den BGA erhobenen Daten dar. Zu Beginn der Untersuchungen wurde die vorhandene Messtechnik auf den Pilotanlagen gegebenenfalls ergänzt.

Den wesentlichen Bezugspunkt und damit auch eine entscheidende Fehlerquelle für die Ermittlung von Kennzahlen stellt die Masse und Zusammensetzung der Einsatzstoffe dar. Auf eine vollständige Wägung zumindest der festen zugeführten Biomasse kann daher nicht verzichtet werden. Bei Einsatz von Gülle erfolgte meist eine volumetrische Schätzung über die Pumpenlaufzeit, wobei die Dichte der Gülle mit 1 kg/m³ angenommen wurde.

Tab. 1: Technische Daten der zehn Bayerischen Biogas-Pilotanlagen

Anlagen ID	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Jahr der Inbetriebnahme	2005	2005	2004	2004	2005	2002	2005	2004	2005	2001
Anzahl Prozessstufen	2	2	3	2	2	2	2	3	2	3
Gesamt-Gärraum*	3.015	2.605	3.676	2.290	2.487	3.740	1.540	1.778	1.095	3.413
Gesamt-Lagervolumen für Gärrest	1.146	1.294	4.029	800	2.300	4.988	3.289	739	1.791	2.688
BHKW: Motortyp	G-O ¹	G-O	G-O	G-O	G-O	G-O	ZS ²	ZS	G-O	G-O
BHKW: Anzahl Motoren	1	1	2	2	1	1	2	1	1	2
BHKW: Elektrische Nennleistung	329	333	380	420	347	526	280	250	324	380
Spezifische elektrische Nennleistung	0,109	0,128	0,171	0,180	0,140	0,141	0,182	0,141	0,296	0,111
BHKW: Thermische Nennleistung	447	232	400	n.V.	432	566	300	262	250	400
Spezifische thermische Nennleistung	0,148	0,089	0,109	n.V.	0,174	0,151	0,192	0,147	0,228	0,117

¹) Gas-Otto-Motor; ²) Zündstrahlmotor; *) Summe der Nutzvolumina aller aktiv beheizten Prozessstufen (ohne Gärrestlager); n.V.: nicht verfügbar

Auf der Ertragsseite steht zunächst das produzierte Biogas mit seiner in gewissen Grenzen schwankenden Zusammensetzung, das dann im BHKW zu elektrischer und thermischer Energie gewandelt wird. Kommt ein hydromechanisches Messverfahren für die Bestimmung des Biogasvolumens oder des Biogasvolumenstroms zum Einsatz, so müssen Druck und Temperatur des Gases gemessen werden, um auf Normbedingungen umrechnen zu können. Die Analyse der Biogaszusammensetzung erfolgte auf allen untersuchten BGA mit einem automatischen Gasanalyse-System, so dass auch Schwankungen der Gasqualität erfasst werden konnten (Tab. 2).

Tab. 2: Beschreibung der Messgrößen und der messtechnischen Ausstattung der Anlagen

Messgröße	Einheit	Messintervall	Messvorrichtung
Masse der Einsatzstoffe	kg	Tag	Wägezellen; dynamisches Wägesystem
Volumen der Einsatzstoffe	m ³	Tag	magnetisch-induktiver Durchflussmesser; Pumpenlaufzeit
Trockenrückstand der Einsatzstoffe	%	Monat	Waage, Trockenschrank
Glührückstand der Einsatzstoffe	%	Monat	Waage, Muffelofen
Biogas-Volumenstrom	m ³ /h	kontinuierlich	strömungsmechanischer Durchflussmesser
Biogastemperatur	°C	kontinuierlich	PT100
Biogasdruck	hPa	kontinuierlich	Druckmessumformer
Biogas-Massestrom	kg/h	kontinuierlich	thermischer Massestrommesser
Biogas-Methangehalt	Vol.-%	1-2 Stunden	IR- oder Wärmeleitfähigkeitssensor
Biogas-Kohlendioxidgehalt	Vol.-%	1-2 Stunden	IR-Sensor
Biogas-Sauerstoffgehalt	Vol.-%	1-2 Stunden	elektrochemischer Sensor
Brutto-Strom BHKW	kWh	kontinuierlich	Stromzähler Generatorklemmen
Brutto-Wärme BHKW	kWh	kontinuierlich	Wärmemengenzähler
Strombedarf BGA	kWh	kontinuierlich	Stromzähler Gesamtanlage oder Stromaufnahme Einzelaggregate
Wärmeabsatz	kWh	kontinuierlich	Wärmemengenzähler

Die Bilanzierung der elektrischen Energieströme erforderte eine individuelle Analyse der Stromlaufpläne, da jede BGA eine individuelle Konstellation aufwies. Die Wärmebilanz konnte nicht auf allen Anlagen ermittelt werden, da die erforderlichen Wärmemengenzähler nicht oder nicht rechtzeitig eingebaut wurden.

Da ein Wirkungsgrad im engeren Sinne das Ergebnis einer punktuellen Messung ist, wird im Folgenden von Nutzungsgrad als Ergebnis einer Langzeitbeobachtung gesprochen. Der elektrische Nutzungsgrad bezeichnet den Anteil des Brutto-Stromertrags am Brennwert des Methanertrags über den Auswertungszeitraum. Analog bezeichnet der „Netto-Nutzungsgrad Biogasenergie“ den Anteil der netto (für Fremdnutzer) bereit gestellten elektrischen und thermischen Energie am Brennwert des gemessenen Methanertrags. Der „elektrische Ausnutzungsgrad“ wurde als Verhältnis des tatsächlichen Brutto-Stromertrags am theoretisch möglichen Stromertrag bei Nennleistung über den Auswertungszeitraum berechnet.

3 Ergebnisse und Diskussion

Die für die Bayerischen Pilotanlagen ermittelten Kennzahlen wurden für die Darstellung der Ergebnisse in Kennzahlen für die Biogasproduktion (Tab. 3) und Kennzahlen für die Biogasverwertung gegliedert (Tab. 4). Die in Tab. 4 angegebenen Werte für den Energieeigenbedarf sowie die substratspezifischen Kennzahlen beziehen sich wiederum auf die gesamte Biogasanlage vom Substrateintrag bis zur Strom- und Wärmeauskopplung.

In sechs der zehn Pilotanlagen kam während des Jahres 2007 regelmäßig Gülle oder Mist in einem Masseanteil zwischen 16 und 35 % zum Einsatz (Tab. 3). Im Falle von Anlage C ist der angegebene Gülleanteil insofern etwas irreführend, als hier anlässlich einer schwerwiegenden Prozessstörung einer der Gärbehälter entleert und dann mit größeren Mengen an Gülle wieder befüllt wurde. Mittlerweile werden in diese Anlage nur noch sehr geringe Mengen an Gülle in unregelmäßigen Abständen eingebracht.

Die Ermittlung der Gesamtmasse der Einsatzstoffe erwies sich während der Untersuchungen als sehr kritisch. Die anfänglich auf Anlage D praktizierte Massenabschätzung durch Zählung von Radladerschaufeln in Verbindung mit stichpunktartigen Wägungen ist mit einem sehr großen Fehler behaftet. Der Fehler in der Massenermittlung pflanzt sich in allen auf die Einsatzstoffe bezogenen Kennzahlen fort und beeinträchtigt so eine verlässliche Anlagenbewertung (Tab. 3).

Der durchschnittliche Trockensubstanz (TS)-Gehalt der Einsatzstoffe variiert vor allem durch den Anteil von Gülle oder Mist. Drei der zehn Anlagen weisen hier einen Wert von deutlich über 30 % (Anlage I) bis 40 % auf (Anlage E und F). Bei letzteren beiden Anlagen resultiert dies aus dem Einsatz relativ trockenen Hähnchenmistes. Um dieses heterogene Material funktionssicher verarbeiten zu können, haben sich liegende Reaktoren bewährt, wie sie auch in diesen beiden Anlagen zum Einsatz kommen. Im Falle von Anlage I ist der relativ hohe TS-Gehalt der Einsatzstoffe in dem großen Anteil an Getreideschrot und Getreide-Maische begründet (Tab. 3).

Die errechneten Werte der Gesamt-Raumbelastung der Pilotanlagen erstrecken sich von 1,43 bis 3,17 kg oTS/(m³·d). Werte von knapp 3 oder darüber werden nur von den Anlagen mit den überdurchschnittlich hohen TS-Gehalten erreicht (Anlage E, F, I). Auffällig ist hier noch Anlage G, die bei „konventioneller“ Verfahrenstechnik (2 Grubenfermenter in Reihe) und hohem Gülleanteil eine Gesamt-Raumbelastung von 2,71 kg oTS/(m³·d) erreicht. Allerdings ist hierbei zu berücksichtigen, dass diese Anlage über ein vergleichsweise großvolumiges Gärrestlager mit Gaserfassung verfügt. Insbesondere Anlage C hat auf Basis der Gesamt-Raumbelastung noch deutliche Kapazitätsreserven (Tab. 3).

Betrachtet man die Biogausausbeute bezogen auf die Frischmasse der eingesetzten Stoffe, so fällt auf, dass mit Ausnahme von Anlage I alle Anlagen mit Einsatz von Gülle einen Wert von deutlich unter 200 Nm³/t erreichen. Anlage I erreicht mit dem großen Anteil an Getreidekörnern die zweithöchste Biogausausbeute von 231 Nm³/t. Leider werden die Werte für die Biogausausbeute wie oben erwähnt in hohem Maße von dem Fehler bei der Massenermittlung beeinträchtigt. Rasch erkennbar wird dies vor allem an der oTS-spezifischen Biogausausbeute: Werte von 800 Nm³/kg oTS sind unplausibel hoch (Tab. 3).

Ist die Biogas- bzw. Methanausbeute ein Kennwert für die Ausgärung der Einsatzstoffe in der Biogasanlage, so liefert die Biogas- bzw. Methanproduktivität ein Maß für die „Leistungsdichte“ des Gärraums. Anlage I erreicht hier den mit Abstand höchsten Wert von 1,46 Nm³/(m³·d). Bleibt Anlage D wegen der stark fehlerbehafteten Massenermittlung

außen vor, so fällt noch Anlage G mit einem guten Wert der Methanproduktivität von $1,00 \text{ Nm}^3/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$ auf (Tab. 3). Die Zahlen zeigen, dass für die ausgewerteten Anlagen die Methanproduktivität weniger von der Verfahrenstechnik als von den Einsatzstoffen bestimmt wird.

Bei Betrachtung der auf den Gärraum bezogenen elektrischen Leistungsabgabe des BHKW ergibt sich auf Grund der unterschiedlichen ermittelten elektrischen Nutzungsgrade eine veränderte Reihung im Vergleich zur Methanproduktivität. Anlage G und H rücken hier wegen der vergleichsweise hohen Nutzungsgrade der Zündstrahlmotoren nach vorne. Der errechnete Nutzungsgrad für Anlage J ist für Gas-Otto-Motoren dieser Leistungsklasse unplausibel hoch und resultiert vermutlich aus zu geringen Biogasmengen (Tab. 4).

Der Unterschied zwischen der erreichten spezifischen Leistungsabgabe und der installierten elektrischen Leistung enthält natürlich die gleiche Information wie der elektrische Ausnutzungsgrad. Hier erreicht nun Anlage I den mit Abstand schlechtesten Wert und muss bezüglich des Gärraums als unterdimensioniert gelten, zumindest für den eingesetzten Substratmix. Ebenfalls unterdimensioniert erscheint der Gärraum von Anlage D. Die schlechte Auslastung war in beiden Fällen zu einem gewissen Teil in Prozessinstabilität begründet. In diesem Zusammenhang ist es bemerkenswert, dass auch ein niedriges Belastungsniveau nicht in allen Fällen zu einer guten Auslastung führte, wie an Anlage B und C erkennbar (Tab. 4). Hier traten funktionale Mängel bzw. Prozessinstabilität auf.

Der Anteil des Stromeigenverbrauchs der Pilotanlagen zeigt eine große Bandbreite von 4,6 bis 17,4 % (Tab. 4). Den ungünstigsten Wert weist Anlage B auf, die zum einen über ein „energiehungriges“ kontinuierlich betriebenes Zentralrührwerk im Fermenter und zum anderen über eine Substratzerkleinerung verfügt. Bezogen auf die Frischmasse der Einsatzstoffe ergibt sich für die einzelnen Anlagen ein spezifischer Stromverbrauch von 16,4 bis 57,0 kWh/t.

Noch wesentlich größere Unterschiede als beim Strombedarf zeigen sich – soweit verfügbar – beim Heizwärmebedarf der zehn Anlagen (Tab. 4). Dieser variiert um einen Faktor von nahezu 14, wobei bauliche Faktoren den Einfluss der Substratzusammensetzung dominieren. Anlage B profitiert hier von einem sehr gut gedämmten und günstig dimensionierten Fermenter, während im Fall von Anlage D die Gärbehälter in den Grundwasserstrom eintauchen und hierdurch große Wärmeverluste entstehen.

Die eingangs erwähnte problematische Situation bei der Verwertung der in den Blockheizkraftwerken anfallenden Abwärme wird deutlich, wenn man die gemessenen Anteile der externen Wärmenutzung auf den Pilotanlagen betrachtet (Tab. 4). Nur auf einer Anlage (F) wurde im Mittel des ausgewerteten Jahres etwas mehr als die Hälfte der Abwärme verwertet. Immerhin drei weitere Anlagen erreichten Nutzungsgrade von ca. 40 %. Auf zwei der Anlagen blieb hingegen praktisch die gesamte Abwärme ungenutzt. Bei einem Wärmeeigenbedarfsanteil von im ungünstigsten Fall knapp 25 % besteht auf allen Anlagen ein erhebliches Potenzial an auskoppelbarer Wärme.

Natürlich spiegelt sich eine geringfügige Wärmenutzung auch direkt im Netto-Nutzungsgrad der Biogasenergie wider (Tab. 4 u. Abb. 2). In Summe erreichte hier die beste Anlage (F) einen Wert von knapp 60 %, während am anderen Ende der Reihe Anlage B nicht einmal ein Drittel der Biogasenergie für eine externe Nutzung zur Verfügung stellte.

Tab. 3: Kennzahlen für die Biogasproduktion in den Bayerischen Pilotanlagen

Anlagen ID	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
Auswertungszeitraum	d	365	365	304	365	365	364	275	364	364	
Einsatzstoffe (Massenanteile, %), ohne Wasser		R-Gülle (16) MS (60) GS (18) Sonst. (6)	KGS (84) MS (12) Sonst. (4)	R-Gülle (16) MS (56) GS (15) GPS (9) Sonst. (4)	MS (57) GS (10) GPS (33)	MS (74) H-Mist (25) Sonst. (1)	MS (53) GPS (16) H-Mist (17) Schrot (8) Sonst. (6)	S-Gülle (27) MS (53) GS (5) GPS (10) Sonst. (5)	MS (65) GPS (35) MS (20) Schrot (23) GM (23) Sonst. (9)	R-Gülle (32) MS (20) Schrot (23) GM (23) Sonst. (2)	R/S-Gülle (35) MS (40) GS (9) GPS (7) Sonst. (9)
Gesamtmasse der Einsatzstoffe*(ohne Wasser)	t	9.970	7.490	6.490	6.950	6.720	6.570	3.980 ¹⁾	3.810	9.560	
Durchschnittlicher TS- Gehalt der Einsatzstoffe	%	23,5	24,7	24,6	26,9	39,4	23,4	24,2	33,1	25,7	
Gesamt-Raumbelastung ²⁾	kg oTS/(m ³ •d)	2,13	1,95	1,43	2,24	2,95	2,71	1,97	3,17	1,98	
Biogausbeute	Nm ³ /t	153	171	180	218	237	164	167	231	136	
Methanausbeute	Nl/kg oTS	653	692	732	809	595	700	713	698	530	
Methanproduktivität	Nm ³ /t	80	90	94	112	121	86	88	153	74	
	Nl/kg oTS	342	364	383	415	304	368	366	462	288	
	Nm ³ /(m ³ •d)	0,73	0,71	0,55	0,93	0,90	1,00	0,72	1,46	0,57	

*) *Kirriviv* gedruckte Werte sind auf Grund fehlerhafter Wägung nicht verlässlich. ¹⁾ Laut Angabe des Betreibers wurde auch Rasenschnitt eingesetzt, dessen Masseanteil jedoch nicht ermittelt werden konnte. ²⁾ bezogen auf den Gesamt-Gärraum (s. Tab. 1); R-Gülle: Rindergülle; S-Gülle: Schweinegülle; H-Mist: Hähnchenmist; P-Mist: Putenmist; MS: Maissilage; LKS: Lieschkolbensilage; GS: Grassilage; KGS: Kleegrassilage; GPS: Getreide-Ganzpflanzensilage; GM: Getreide-Maische

Tab. 4: Kennzahlen für die Biogasverwertung in den Bayerischen Pilotanlagen

Anlagen ID	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Auswertungszeitraum	d	365	365	304	365	365	364	275	364	364
Elektrischer Nutzungsgrad	%	35,5	36,6	36,3	35,6	35,9	38,2	42,3	30,7	42,0
Mittlere elektr. Leistungsabgabe	kW	324	280	304	315	333	268	225	204	340
Spezifische elektr. Leistungsabgabe	kW/m ³	0,11	0,11	0,08	0,14	0,13	0,17	0,13	0,19	0,10
Substrat spezifische Stromausbeute	kWh/t	285	328	342	396	434	356	372	468	310
Substrat spezifischer Strombedarf	kWh/t	25,7	57,0	20,4	25,1	33,1	16,4	39,2	46,6	17,4
Elektrischer Ausnutzungsgrad	%	98,5	84,2	80,0	74,9	96,0	95,6	89,8	63,1	89,4
Anteil Stromeigenverbrauch	%	9,0	17,4	6,0	6,3	7,6	4,6	10,5	10,0	5,6
Mittlere therm. Leistungsabgabe	kW	440	235	320	368	415	247	235	151	358
Externe verwertete therm. Leistung	kW	11	5	125	82	173	39	41	65	50
Substrat spezifischer Wärmebedarf	kWh/t	36,7	8,3	n.v.	113,7	n.v.	63,3	n.v.	54,8	n.v.
Anteil Fermenterheizung	%	9,5	3,0	n.v.	24,5	n.v.	15,1	n.v.	15,8	n.v.
Anteil externer Wärmenutzung	%	1,9	2,1	39,0	22,4	41,8	15,9	17,5	42,9	14,1
Fortwärmanteil	%	88,7	94,9	n.v.	53,1	n.v.	64,1	n.v.	41,3	n.v.
Netto-Nutzungsgrad Biogasenergie*	%	33,4	30,9	49,1	42,6	51,9	42,1	45,6	37,4	45,9

*) Netto-Nutzungsgrad Biogasenergie = (Brutto-Stromertrag – Stromeigenbedarf + Externe Wärmenutzung) * 100 % / Brennwert Methanertrag
 n.v.: nicht verfügbar

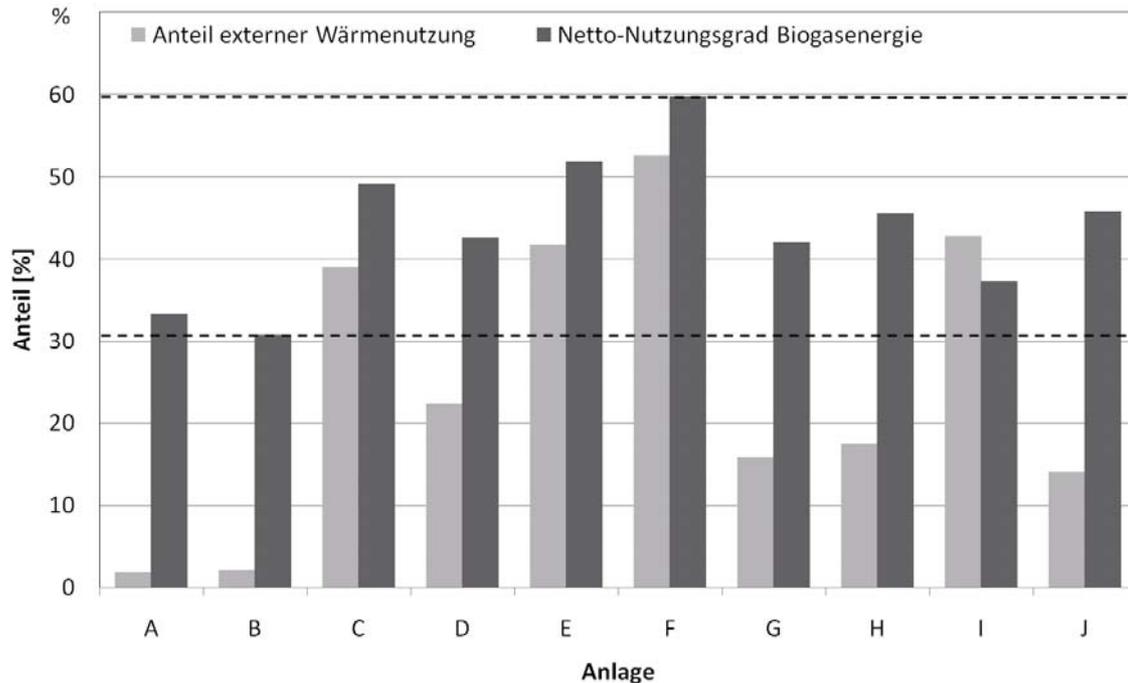


Abb. 2: Netto-Nutzungsgrad der Biogasenergie

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die detaillierte Analyse der zehn Bayerischen Pilotanlagen spiegelt sehr wahrscheinlich die Bandbreite der Kennzahlen von Biogasanlagen mittlerer Größe gut wider. Daneben sind vereinzelt systematische Fehler bei der Gasmengenmessung nicht auszuschließen.

Bei der Biogasausbeute und -produktivität überwog der Einfluss des theoretischen Ertragspotenzials der Substrate, d. h. es wurde eine gute bis sehr gute Ausfäulung erreicht. Für zwei Anlagen ergaben sich im Auswertungszeitraum deutliche Kapazitätsreserven. Vier der zehn BGA erzielten einen unbefriedigenden elektrischen Ausnutzungsgrad von unter 85 %, was auf Prozessinstabilität, funktionale Mängel oder Überdimensionierung des BHKW zurückzuführen war. Prozessinstabilität war hierbei nicht notwendigerweise mit dem Belastungsniveau verknüpft.

Konzeptbedingt ergaben sich erhebliche Unterschiede beim Stromeigenbedarf der Biogasanlagen. Eine mangelhafte Abstimmung der Rühr- und Fördertechnik auf die Substrate wirkte sich hier sehr ungünstig aus. Beim Heizwärmebedarf dominierten bauliche über substratbedingte Einflüsse. Demnach bestehen erhebliche Potenziale zur Energieeinsparung bei Biogasanlagen. Dass diese Potenziale bisher kaum genutzt wurden, liegt vor allem an der mangelhaften Abwärmeverwertung, die ein Problem des Standortes von Biogasanlagen ist. In Summe lag damit der Netto-Nutzungsgrad der Biogasenergie in den untersuchten Anlagen zwischen lediglich ca. 30 und knapp 60 %. Aus den hier dargestellten Beobachtungen auf den Bayerischen Biogas-Pilotanlagen lassen sich folgende Prioritäten für die Entwicklung der Biogastechnologie ableiten:

1. Verbesserung der Abwärmeverwertung (und/oder Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades)
2. Energieeinsparung bei der Biogasproduktion
3. Steigerung der Biogasausbeute.

In allen Fällen ist für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb die Vermeidung von Prozessinstabilität durch kontinuierliche Prozessüberwachung grundlegend.

Voraussetzung für die Ermittlung möglichst exakter Kennzahlen ist eine zuverlässige und genaue Erfassung der Massenströme, was auf Praxisanlagen nicht immer ohne erheblichen Aufwand zu realisieren ist.

Literatur

STROBL, M. UND U. KEYMER (2006): Technische und ökonomische Kennzahlen landwirtschaftlicher Biogasanlagen. *Landtechnik* 5/2006: 266-267

Ökonomische Kennzahlen der bayerischen Biogas-Pilotbetriebe

Ines Röhling

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Ländliche Strukturentwicklung, Betriebswirtschaft und Agrarinformatik, Menzinger Straße 54, 80638 München

Zusammenfassung

In einem Zeitraum von zwei Jahren wurden in Bayern zehn Biogasanlagen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit untersucht. In diesem Beitrag werden die Ergebnisse von 2007 dargestellt. Die Ermittlung der Anschaffungskosten und der daraus resultierenden Festkosten gestaltet sich als machbar, war aber relativ zeitaufwändig, da alle Belege (im Durchschnitt 680 Stück mit den dazugehörigen Positionen 1.960 Stück pro Biogasanlage) erfasst und ausgewertet werden mussten. Das gleiche gilt auch für die Betriebskosten der Biogasanlage, die nicht immer sofort von für den Bau noch notwendigen Aufwendungen zu unterscheiden waren. Eine Berechnung der exakten Kosten für das eingesetzte Substrat gestaltete sich als nahezu unmöglich, es konnten nur Näherungswerte ermittelt werden. Die Einnahmen über den Stromverkauf sind anhand der Abrechnungen des Energieversorgungsunternehmens eindeutig festzustellen.

In die komplette Biogasanlage der Pilotanlagen wurde im Durchschnitt 3.225 €/kW_{el} investiert. Wobei hier eine erhebliche Schwankung zwischen 1.941 bis 3.859 €/kW_{el} auftritt.

Im Kalenderjahr 2007 erhielten die Pilotanlagen im Schnitt eine Einspeisevergütung (ohne KWK-Bonus) von 17,45 Cent/kWh_{el}. Inklusiv KWK-Bonus und sonstiger Einnahmen betragen die Leistungen 18,21 Cent/kWh_{el}. Die Ausgaben für die Festkosten beliefen sich auf 5,15 Cent/kWh_{el} und die der Betriebskosten auf 2,86 Cent/kWh_{el}. Für das eingesetzte Substrat errechneten sich im Jahr 2007 Kosten im Schnitt von 6,36 Cent/kWh_{el}. Somit verblieb im Mittel ein Gewinn von 3,84 Cent/kWh_{el}, wobei hier eine Spanne von -4,49 bis 7,10 Cent/kWh_{el} auftrat.

1 Bayerische Biogas-Pilotanlagen

Im Rahmen des „Aktionsprogramms Biogas in Bayern“ wurden von Anfang 2006 bis 2008 zehn Biogasanlagen wissenschaftlich begleitet und bewertet. Aus diesen Daten soll eine fundierte und unabhängige Informationsgrundlage geschaffen sowie Optimierungspotenziale für die Planung, die Verfahrenstechnik und den Betrieb von Biogasanlagen ermittelt werden.

Die Biogasanlagen sollen leistungsfähige, innovative und zukunftsweisende Biogasanlagenkonzepte, welche als Demonstrationsanlagen für Praxis und Öffentlichkeitsarbeit dienen, repräsentieren. Sie liefern einen Querschnitt durch unterschiedliche Verfahrenskonzepte zur Verwertung von Wirtschaftsdüngern und/oder nachwachsenden Rohstoffen.

Bei der Auswahl der Anlagen wurde die Standortvielfalt der bayerischen Regionen berücksichtigt.

Für gesicherte Aussagen zur Wirtschaftlichkeit wurden die Pilotbetriebe komplett erfasst (Faktorausstattung, Organisation, Erträge und Aufwendungen, Arbeitswirtschaft) und analysiert. Betriebsbegleitende Aufwendungen und Erträge, einschließlich der im vor- und nachgelagerten Bereich anfallenden Kosten und Leistungen, wurden detailliert erfasst, als Metadaten gespeichert und verrechnet. Arbeitswirtschaftliche Erhebungen runden die Datenbasis ab. Zur Ergänzung werden verfahrenstechnische Werte vom Institut für Landtechnik und Tierhaltung der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) bereitgestellt (Beitrag Lehner et al. S. 21). Im vorliegenden Beitrag handelt es sich um Werte vor Abschluss des Projektes.

2 Anschaffungskosten

Zur Ermittlung der genauen Anschaffungskosten ist zunächst die exakte Abgrenzung zu den laufenden Kosten des Betriebes, unter Einbeziehung eines geeigneten Bezugstages, notwendig. Der Tag der Inbetriebnahme der Anlage erscheint hierbei als ungeeignet, da der Anlagenbetreiber immer bestrebt ist, die Anlage so früh es geht ans Netz zu bringen. Dies ist möglich, sobald die hierzu notwendigen technischen Vorrichtungen fertiggestellt sind. Zu diesem Zeitpunkt sind erfahrungsgemäß aber kostenintensive Baugruppen, wie z. B. Außenanlagen, die einen erheblichen Beitrag zu den Anschaffungskosten leisten, noch nicht fertiggestellt. Daraus folgt, dass die Investition in eine Biogasanlage erst dann beendet ist, wenn alle Bauobjekte vollständig fertiggestellt sind. Dieser Zeitpunkt ist dann erreicht, wenn die Anlage dem genehmigten Bauplan entspricht.

Ein weiteres Problem bei der Summenermittlung der Anschaffungskosten tritt auf, wenn die Baufirmen ihre Rechnungen bis zu einem Jahr nach der erbrachten Leistung stellen. Dies ist zwar ein Nachteil für die Ermittlung der Anschaffungskosten, jedoch ein erheblicher Vorteil für die Liquidität des Betriebes.

Die genauen Anschaffungskosten einer Anlage können somit oft erst bis zu einem Jahr nach der Fertigstellung ermittelt werden.

Die angegebenen Zahlen im vorliegenden Bericht sind zur besseren Vergleichbarkeit alle ohne Mehrwertsteuer.

Die Betreiber der **zehn** Pilotanlagen investierten insgesamt (mit Gärrest- und Substratlager) bis zum 31. Dezember 2007 einen Betrag von durchschnittlich 1.232.000 € in ihre Biogasanlage. Bei einer durchschnittlich installierten elektrischen Leistung von 382 kW_{el} beliefen sich die spezifischen Anschaffungskosten im Durchschnitt auf 3.225 €/kW_{el}.

Bei der Betrachtung der Anschaffungskosten im Einzelnen fällt die erhebliche Spanne der Kosten von 815.000 € bis 1.880.000 € auf. Hierauf hat die installierte elektrische Leistung, welche zwischen 250 und 680 kW_{el} liegt, einen erheblichen Einfluss. Weitere Gründe sind jedoch, dass einige Biogasanlagen auf bereits bestehende Bausubstanzen des landwirtschaftlichen Betriebes oder auf vorhandene Maschinen zur Entnahme und Beschickung der Biogasanlage mit pflanzlichem Substrat zurückgreifen können.

Zur besseren Vergleichbarkeit der Biogasanlagen ist es wichtig, eine gleiche Basis zu schaffen, da einige Biogasanlagen in landwirtschaftliche Betriebe integriert sind und somit oft bestehende Bausubstanzen wie ein bereits vorhandenes Güllelager für die Gärrestlagerung oder ein bereits bestehendes Grundfutterlager für die Substratlagerung nutzen können. Daher werden die Kosten für die Substrat- und Gärrestlager gesondert betrachtet. Da die Anschaffungskosten für eine Maschine zur Entnahme und Beschickung im Vergleich

zur Gesamtinvestition meist nicht erheblich sind, werden diese in den Vergleich mit eingeschlossen.

Die Anschaffungskosten für die Biogasanlagen ohne Gärrest- und Substratlager betragen im Mittel 1.024.000 € bzw. 2.682 €/kW_{el}. Der Abstand zwischen den niedrigsten und höchsten Anschaffungskosten verringert sich jedoch lediglich um rund 74.000 € und liegt nun bei 647.000 € bis 1.638.000 €. Als Grund hierfür ist die extrem variierende Anlagentechnik aufzuführen.

Da die einzelnen Bauteile einer Biogasanlage eine unterschiedlich lange Nutzungsdauer aufweisen, ist es für die Ermittlung der Abschreibungen unablässig, die Investition der Biogasanlage in verschiedene Baugruppen einzuteilen. Die Einteilung erfolgt in folgende Bereiche: BHKW, technische Anlagen, bauliche Anlagen, Beratung-Planung-Genehmigung, Eigenleistung und Maschinen & Geräte. Für diese Betrachtung können im Folgenden aber nur **neun** der zehn Pilotanlagen herangezogen werden. Grund dafür ist, dass von einem Hersteller nur eine Gesamtrechnung für die Kompletanlage ausgestellt wurde. Es war nicht möglich von dieser Firma eine Aufschlüsselung der Kosten zu erhalten.

Bauliche Anlagen

Den größten Kostenanteil stellen mit 48 % die baulichen Anlagen dar. Hierfür wurden im Schnitt 1.042 €/kW_{el} ausgegeben. Auf Grund der unterschiedlichen Bauform und Anzahl der Gärbehälter sowie Ausführung der Einhausung entsteht eine Spanne von 526 bis 1.545 €/kW_{el}. So hat eine Anlage beispielsweise für ihre Gärbehälter (ohne Rührtechnik) lediglich 88 €/m³¹ ausgegeben, eine andere hingegen rund das Dreifache bei gleicher Anlagenleistung. Im Durchschnitt kostet ein Kubikmeter Nutzvolumen 82 €/m³ bei der Anschaffung. Der Vollständigkeit halber sollen hier noch die Anschaffungskosten für die Gärrest- und Substratlager erwähnt werden. Im Schnitt kostete ein Gärrest-Lager 38 €/m³ bzw. 233 €/kW_{el} und ein Substratlager 35 €/m² bzw. 251 €/kW_{el}. Somit lägen die Gesamtkosten bei 1.527 €/kW_{el}.

Technische Anlagen

In die technischen Anlagen, bestehend u. a. aus Feststoffeintrag, Rührtechnik der Gärbehälter, gasführendes System, Messtechnik, Prozesssteuerung usw. wurden zwischen 457 und 839 €/kW_{el} investiert. Dieser Unterschied kommt vor allem durch die unterschiedliche Ausführung des Feststoffeintrags und der installierten Rührtechnik zustande. Im Durchschnitt gaben die Anlagenbauer 638 €/kW_{el} für die technischen Anlagen aus. Nur sechs der neun Betriebe verfügen über Rührtechnik im Gärrest-Lager, hierfür gaben sie im Schnitt 57 €/kW_{el} aus.

BHKW

Die Anschaffungskosten für das BHKW sind nach der Motorbauart zu unterscheiden. So kostet bei den Pilotanlagen das BHKW mit Gas-Otto-Motor zwischen 367 bis 523 €/kW_{el}, mit Zündstrahlmotor zwischen 430 bis 686 €/kW_{el}. Die Kosten für ein im Containersystem integriertes BHKW mit Gas-Otto-Motor betragen zwischen 693 und 1.200 €/kW_{el}. Wird die installierte elektrische Leistung durch mehrere BHKW erreicht, erhöhen sich die spezifischen Kosten pro Kilowatt.

¹ Bezugsgröße Nutzvolumen [m³]

Beratung, Planung und Genehmigung

Als ein eigenständiger Bestandteil der Anschaffung werden die Kosten für die Beratung, Planung und Genehmigung betrachtet. Ein signifikanter Unterschied in den Kosten ist zunächst nicht zu vermuten. Es hat sich aber gezeigt, dass dieser Bereich, von der Herstellerfirma durchgeführt, Kosten im Schnitt von 62 €/kW_{el} verursacht. Wird dieses jedoch vom Bauherren selbst bzw. einem externen Planungsbüro übernommen, betragen diese um die 91 €/kW_{el}.

Maschinen & Geräte

Bei acht von zehn Pilot-Biogasanlagen wurde eine Maschine zur Beschickung der Biogasanlage mit pflanzlichem Substrat angeschafft. Die Ausgaben hierfür betragen zwischen 19 und 196 €/kW_{el}. Bei diesen beiden Werten handelt es sich jedoch um zwei Ausnahmen, da hier zum einen ein älterer Radlader und zum anderen ein neuer Schlepper gekauft wurde. Bei den übrigen Anlagen betragen die Kosten rund 145 €/kW_{el}.

Fremdlohn Bau

Ein Teil der Arbeiten, die zur Erstellung der Anlage nötig waren, wurden über Betriebs Helfer vom Maschinenring oder durch die Herstellerfirma erledigt. Bei den Betrieben, bei denen es möglich war, diese Kosten herauszurechnen, lagen sie im Schnitt bei 78 €/kW_{el}. Betriebe, die hier einen geringeren Wert aufweisen, haben meist sehr viel Eigenleistung erbracht.

Eigenleistung

Abschließend wird noch die aufgewendete Eigenleistung durch den Anlageneigentümer betrachtet. Hierzu werden die kalkulatorischen Kosten für die erbrachten Arbeitsstunden und die Kosten des eingesetzten Diesels zusammengeführt. Die eingesetzten Maschinen werden entweder über Belege abgerechnet oder sind im Besitz der Biogasanlage. Bei zwei Biogasanlagen stellten die Eigentümer ihre erbrachten Leistungen der Biogasanlage in Rechnung. Die restlichen Anlagenbauer haben geschätzte 1.600 bis 6.500 Arbeitsstunden für den Bau aufgewendet. Setzt man für die erbrachten Stunden den zum Bauzeitpunkt durchschnittlich bezahlten Stundenlohn des Maschinenrings für Bauhelfer von 13 €/h an, so bewegen sich die Lohnkosten für die Arbeitsstunden zwischen 20.800 und 84.500 €. Dies ergibt spezifische Kosten zwischen 60 bis 220 €/kW_{el}. Die Kosten für die eingesetzten Dieselmengen liegen im Schnitt lediglich bei 5 €/kW_{el}. Im Durchschnitt sind 131 €/kW_{el} für die erbrachte Eigenleistung anzusetzen.

Die Tabelle 1 gibt einen Überblick über die durchschnittlich absoluten und spezifischen Anschaffungskosten der kompletten Biogasanlage der neun auswertbaren Pilot-Biogasanlagen.

Tab. 1: Übersicht durchschnittliche absolute und spezifische Anschaffungskosten (inkl. Substrat- und Gärrestlager) von **neun** Pilot-Biogasanlagen zum 31. Dezember 2007 ohne MwSt.

Anlagenteil	Anschaffungskosten		
	absolut [€]	spezifisch [€/kW _{el}]	Anteil [%]
BHKW	243.037	613	19
Technische Anlagen	267.763	675	21
Bauliche Anlagen	605.411	1.527	48
Genehmigung, Beratung, Planung	29.872	75	2
Fremdlohn Bau	30.875	78	2
Eigenleistung	52.146	131	4
Maschinen & Geräte	32.702	82	3
Summe	1.261.804	3.182	100

3 Finanzierung

Die Finanzierung der Pilot-Biogasanlagen erfolgt bei fast allen über Fremd- und Eigenkapital. Nur eine Anlage wurde vollständig aus Fremdkapital finanziert. Bei den übrigen liegt der Fremdkapitalanteil zwischen 48 % und 97 %, im Mittel beträgt er 77 %.

Eine Förderung durch ein zinsverbilligtes Darlehen über das Agrarinvestitionsförderprogramm (AFP) erhielten drei Betriebe, im Rahmen des KfW-Programms „Erneuerbare Energien“ zwei Betriebe und durch ein ERP-Darlehen im Rahmen des Umwelt- und Energiesparprogramms ein Betrieb.

4 Leistungen und Kosten des Betriebs

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage ist es unabdingbar, alle Leistungen und Kosten des Betriebes zu betrachten. Bei der Kostenbetrachtung sind die Fixkosten (Abschreibung, Zinsbelastung, Versicherung und Pacht & Miete), die Betriebskosten (Reparatur & Wartung, Prozessenergie, Betriebsstoffe, Prozessoptimierung, Verwaltung) und die Lohnkosten zu prüfen. Zuletzt erfolgt eine Betrachtung der Substratkosten. Zur Gewinnermittlung werden diesen Kosten die Leistungen des Biogasbetriebes gegenübergestellt.

Da die Dokumentation der Daten nicht auf allen Pilot-Biogasanlagen gleichzeitig begonnen werden konnte, sind nur für das Jahr 2007 alle Betriebskosten vollständig für alle Betriebe verfügbar und damit vergleichbar. Daher wird im Beitrag nur auf die Leistungen und Kosten des Jahres 2007 eingegangen.

Im Folgenden treten erhebliche Schwankungen bei den Leistungen und den Kosten der Betriebe auf. Diese kommen hauptsächlich durch die unterschiedlich installierte elektrische Leistung zwischen 250 und 526 kW_{el} (Schnitt: 357 kW_{el}) und die unterschiedlich hohe Arbeitsausnutzung zustande. Bei den Anschaffungskosten wird eine Leistungsspanne von 250 bis 680 kW_{el} angegeben. Der Unterschied ist dadurch gegeben, dass bei der Be-

trachtung der Leistungen und Kosten im Bezug auf das Jahr 2007 die Leistungserhöhung einer Anlage nicht berücksichtigt wurde, da diese erst im Dezember 2007 stattfand und daher kaum Auswirkungen auf diesen Punkt hat.

4.1 Leistungen

Stromeinspeisung Biogasanlage

Bis auf eine Ausnahme wird von allen Pilot-Biogasanlagen die produzierte elektrische Arbeit (Strom) zu fast 100 % eingespeist. Lediglich ein Betrieb nutzt einen Teil der produzierten elektrischen Arbeit als Prozessenergie und speist nur die überschüssige elektrische Arbeit ein.

Die Arbeitsausnutzung² der Pilot-Biogasanlagen lag im Jahr 2007 in einer Spanne zwischen 63,1 % und 98,5 %, durchschnittlich bei 86,6 %.

Auf Grund der großen Spanne bei der Arbeitsausnutzung liegen auch die Einnahmen der Betriebe, die durch den Stromverkauf (ohne Boni) erzielt werden, sehr weit auseinander. So verdiente im Jahr 2007 eine Anlage gerade mal 590 €/kW_{el}, wohingegen eine andere 879 €/kW_{el} einnahm. Die durchschnittlichen Einnahmen durch den Stromverkauf (ohne Boni) lagen bei 780 €/kW_{el}.

Im Jahr 2007 erhalten neben der gesetzlichen Vergütung für den Stromverkauf alle Biogasanlagen den NawaRo-Bonus und weitere vier Anlagen den Technologie-Bonus. Aufgrund der Degression der Einspeisevergütung, die jährlich je nach eingespeister elektrischer Arbeit neu berechnet wird, liegt in diesem Jahr die durchschnittliche Vergütung bei 17,45 Cent/kWh_{el}, bei einer Spanne von 16,38 bis 19,10 Cent/kWh_{el}. Durchschnittlich wurden 2.614.816 kWh_{el} an elektrischer Arbeit in das öffentliche Netz eingespeist und dafür wurden 456.308 € eingenommen. Die Spanne der Einnahmen der Pilot-Biogasanlagen lag zwischen 291.932 bis 804.315 € bei 1.711.022 bis 4.368.212 kWh_{el}.

Abwärme der Biogasanlage

Neun der zehn Pilotanlagen konnten 2007 Wärme verwerten und somit zusätzlich Einnahmen durch den KWK-Bonus und die Wärmebereitstellung erzielen. Die Erlöse durch den KWK-Bonus betragen im Durchschnitt der neun Anlagen 40 €/kW_{el}, je Kilowattstunde eingespeisten Strom werden somit durchschnittlich 0,55 Cent/kWh_{el} eingenommen.

Einnahmen durch den Wärmeverkauf werden nur von einer Anlage erzielt. Diese veräußerte insgesamt 948 MWh_{therm} zum Preis von rund 45 €/MWh_{therm}, dies bedeutet pro eingespeiste Kilowattstunde Strom Einnahmen von 1,64 Cent/kWh_{el}. Die restlichen Betriebe nutzen die Wärme entweder nur im eigenen Betrieb oder stellen sie an Dritte unentgeltlich zur Verfügung.

Sonstige Einnahmen

Von den Unternehmen werden neben den Einnahmen durch die Stromeinspeisung der Biogasanlage und der Veräußerung der Abwärme noch vereinzelt Erlöse durch die Stromeinspeisung einer dazugehörigen Wasserkraftanlage, Zinseinnahmen, Öffentlichkeitsarbeit und den Verkauf des Gärrestes erzielt. Diese sind jedoch so marginal, dass sie hier nicht näher erläutert werden.

² Verhältnis der produzierten Kilowattstunden und dem Produkt aus BHKW-Nennleistung und Nennzeit BHKW

Sondereinnahmen

Unter die Kategorie Sondereinnahmen fallen Einnahmen, die außerordentlich anfallen, wie z. B. Einnahmen durch Versicherungsleistungen. Im Jahr 2007 erhielten zwei der Pilotbetriebe eine Zahlung durch die Versicherung auf Grund eingetretener Schäden an der Biogasanlage. Diese Zahlung betrug im Schnitt 8.469 € bzw. 0,34 Cent/kWh_{el}. Diese Einnahmen waren jedoch zur Behebung des Schadens an der Biogasanlage nötig.

Summe Leistungen

An Einnahmen konnten die Pilot-Biogasanlagen in der Summe im Jahr 2007 zwischen 309.991 bis 838.807 € verbuchen. Ursache für diesen beträchtlichen Unterschied sind zum einen die unterschiedlich hohe Arbeitsausnutzung, sowie die installierte elektrische Leistung und, ob die Anlage über eine Wärmeverwertung verfügt. Im Durchschnitt betrugen die Einnahmen 476.205 € je Unternehmen. Je eingespeiste Kilowattstunde Strom konnten im Schnitt 18,21 Cent/kWh_{el} erzielt werden, wobei die Einnahmen zwischen 16,55 und 19,76 Cent/kWh_{el} bei den Pilotbetrieben schwankten.

4.2 Feste Kosten

Abschreibungen

Die Ermittlung der Abschreibungen der Pilot-Biogasanlagen erfolgte in Anlehnung an die Abschreibungssätze der Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen, die durch die DLG definiert sind (DLG, 2006, S. 19). Es stellte sich heraus, dass die Anlagen im Schnitt über 13 Jahre abgeschrieben werden, wobei die Abschreibungsdauer zwischen neun und 17 Jahren schwankt. Diese Schwankung kommt durch die unterschiedlich hohen Anteile (zwischen 39 und 67 %) der Anschaffungskosten der baulichen Anlagen (längere Abschreibungsdauer) an den Gesamtkosten zustande. Die Abschreibungen bewegen sich zwischen 54.409 und 122.918 € im Jahr 2007, im Durchschnitt liegen sie bei 92.939 €.

Zinsen

An Zinszahlungen wurden für die Pilot-Biogasanlagen nur die zu leistenden Fremdkapitalzinsen ermittelt. Es wurde kein kalkulatorischer Zinsansatz für das eingebrachte Eigenkapital berechnet. Im Durchschnitt beträgt der Zinssatz für das aufgenommene Fremdkapital 4,8 %. Auf Grund des unterschiedlich hohen Fremdkapitalanteils und der Finanzierungsdauer liegt im Jahr 2007 die Zinsbelastung zwischen 14.010 und 50.949 € und durchschnittlich bei 34.770 €.

Versicherungen

Für Versicherungen werden von den Anlagenbetreibern zwischen 1.250 und 10.359 € im Jahr 2007 ausgegeben. Die durchschnittliche Belastung durch Versicherungen beträgt 6.147 €. Bei dem Betrag von 1.250 € pro Jahr handelt es sich um eine Ausnahme, hier wurde lediglich eine Feuerversicherung abgeschlossen. Die restlichen Risiken sind ohne Mehrkosten durch die Versicherungen des landwirtschaftlichen Betriebs abgedeckt.

Mieten & Pachten

Vier der zehn Unternehmen sind zusätzlich noch durch Pachtzahlungen für die Einhausung des BHKW, den Grund, auf dem sich die Anlage befindet, eine Güllegrube zur Gärrestlagerung und ein Substratlager belastet. Im Durchschnitt geben die vier Anlagen hierfür 1.801 € aus.

Summe Festkosten

In der Summe betragen die Festkosten der Pilot-Biogasanlagen im Mittel 134.576 € im Jahr 2007. Dies bedeutet Kosten von durchschnittlich 377 €/kW_{el} oder 5,15 Cent pro Kilowattstunde eingespeisten Strom.

4.3 Betriebskosten

Reparaturen & Wartungen

Die Kosten für Reparatur & Wartung stellen innerhalb der Betriebskosten den größten Ausgabenposten dar und bewegen sich zwischen 7.200 und 77.822 €. Bei diesen beiden Werten handelt es sich jedoch um Ausnahmen. Die durchschnittlichen Kosten der übrigen Pilot-Biogasanlagen liegen bei 27.219 €. Die Hälfte der zehn Unternehmen verfügt über einen Wartungsvertrag für das BHKW. Die Kosten hierfür liegen zwischen 12 und 88 €/kW_{el}. Grund für diesen erheblichen Preisunterschied ist das umfassende Leistungsangebot des Vertrages.

Elektrische Prozessenergie

Der Stromverbrauch der Pilotbetriebe schwankt zwischen 5 und 18 %. Dieser Strombedarf wird nur bei der Hälfte der Pilotanlagen zu 100 % vom externen Stromnetz, bei den restlichen wird ein Teil der elektrischen Prozessenergie durch Eigenstrom gedeckt. Eine Pilot-Biogasanlage wird sogar zu 100 % durch Eigenstrom versorgt. Folglich variieren die Kosten für die zugekaufte elektrische Prozessenergie erheblich zwischen 8.587 bis 47.870 €. Eine bezogene Kilowattstunde Strom vom Energieversorgungsunternehmen kostet zwischen 11 bis 21 Cent/kWh_{el}. Im Durchschnitt wurden für den Zukauf der Prozessenergie 21.496 € im Jahr 2007 ausgegeben.

Betriebsstoffe

Für die Betriebsstoffe wie Diesel, Zündöl und Motoröl wurden zwischen 4.935 und 26.462 € ausgegeben, durchschnittlich 13.521 €. Den größten Kostenfaktor bildet der Dieserverbrauch der Maschinen zur Substratvorlage. Hierfür werden zwischen 2.200 bis 6.700 Liter, je nach Verbrauch der Maschine, pro Jahr von den Betrieben benötigt.

Prozessoptimierung

Die Biogasanlagenbetreiber bezahlen für die Optimierung des Biogasprozesses, bestehend aus Analysekosten und Gärhilfsstoffen, im Schnitt 7.755 €. Die Kosten der Prozessoptimierung schwanken je nach Einsatzmenge und Art an Gärhilfsstoffen jedoch erheblich zwischen 195 und 32.524 €.

Verwaltung

In den Kosten für die Verwaltung sind u. a. Mitgliedsbeiträge für Verbände, Gebühren für Buchführung, Telefon, Büromaterial usw. enthalten. Die Ausgaben für diesen Kostenpunkt schwanken zwischen 1.000 und 13.180 €, im Durchschnitt wurden 4.812 € ausgegeben. Die erheblichen Unterschiede kommen durch die nur teilweise enthaltenen Kosten bei den Biogasanlagen zustande, die als Betriebszweig innerhalb des landwirtschaftlichen Betriebs geführt werden. Hier konnten nicht alle Kosten aufgeteilt werden. Es hat sich gezeigt, dass die Verwaltungskosten für die Biogasanlagen, die in den landwirtschaftlichen Betrieb integriert sind, im Jahr 2007 bei durchschnittlich 3.121 €, die der Gewerbebetriebe mit ca. 3.906 € nur geringfügig darüber liegen und die der Gesellschaft des bürgerlichen Rechts mit etwa 9.070 € fast dreimal höher sind.

Lohnkosten

Nur bei einer der Pilot-Biogasanlagen erfolgt die Auszahlung eines Geschäftsführergehaltes, über welches alle Arbeiten an der Anlage vergütet sind. Bei den restlichen Pilotbetrieben erfolgt nur teilweise eine Abrechnung von Fremdarbeitskräften. Eine Entlohnung des Geschäftsführers erfolgt nicht. Es können daher keine durchschnittlichen Lohnkosten für die Pilot-Biogasanlagen ausgewiesen werden.

Summe Betriebskosten

Die Gesamtbelastung durch die Betriebskosten (ohne Lohnkosten) im Jahr 2007 beträgt mit durchschnittlich 74.829 € etwas mehr als die Hälfte der Festkosten. Dies bedeutet Kosten im Schnitt von 230 €/kW_{el} bzw. 2,86 Cent pro Kilowattstunde eingespeisten Strom.

4.4 Substratkosten

Die Ermittlung der genauen Substratkosten für das eingesetzte pflanzliche Substrat im Jahr 2007 gestaltet sich als äußerst schwierig. Als Gründe sind hier zu nennen:

- keine Erfassung der Erntemengen;
- die Abrechnung erfolgt meist über Flächenangaben;
- nur teilweise Abrechnung der Erntekosten (Familienarbeitskräfte und eigene Maschinen werden nicht entlohnt) und
- auf Grund der Vegetationsperioden kommt es zur Vermischung der Substrate aus mehreren Erntejahren.

Rechnet man die durch die Pilotbetriebe geernteten Flächen über angenommene Ernteträge hoch und addiert die verworgenen Getreidemengen dazu, so wurden im Jahr 2006 in etwa zwischen 1.600 und 12.000 t Frischmasse pflanzliches Substrat und 2007 rund 1.800 bis 9.000 t eingelagert. Der durchschnittliche Preis pro Tonne Frischmasse betrug 2006 24 €/t und 2007 29 €/t, wobei es sich bei diesen Preisen um einen Mischpreis aus Silagen und Getreidekörnern handelt.

Die Einsatzmengen der Pilot-Biogasanlagen für pflanzliche Substrate schwanken im Jahr 2007 zwischen 1.800 t und 8.800 t, davon sind im Durchschnitt 92 % Silagen. Durch die Mischkalkulation der Erntejahre betragen die durchschnittlichen Kosten für eine Tonne eingesetztes pflanzliches Substrat im Jahr 2007 31 €/t. Für eine eingespeiste Kilowattstunde Strom bedeutet dies im Schnitt eine Belastung von 6,36 Cent/kWh_{el}. Hierbei variieren die Werte jedoch erheblich zwischen 3,26 und 11,06 Cent/kWh_{el}. Diese Varianz kommt durch den Einsatz eines verschieden hohen Anteiles an Wirtschaftsdüngern zustande.

5 Gewinn- und Verlustrechnung

Betrachtet man nun abschließend die Differenz zwischen den Leistungen und den Kosten der Biogasanlagen, so wird ersichtlich, dass im Mittel ein Gewinn von 82.044 €, bzw. in Bezug auf eine eingespeiste Kilowattstunde Strom von 3,84 Cent/kWh_{el} erwirtschaftet wurde. Auf Grund der erheblichen Unterschiede bei den Leistungen und Kosten der Pilot-Biogasanlagen wurde ein Verlust von bis zu -4,49 und ein Gewinn bis zu 7,10 Cent/kWh_{el} von den Einzelanlagen erreicht.

Es wird darauf hingewiesen, dass von diesem Geld noch der Geschäftsführer bzw. die anderweitigen Arbeitskräfte zu entlohnen sind. Die Tabelle 2 fasst die Leistungen und Kosten, welche die Pilot-Biogasanlagen im Jahr 2007 aufweisen, nochmals zusammen.

Tab. 2: Übersicht Leistungen und Kosten der Pilot-Biogasanlagen im Durchschnitt für das Jahr 2007

	Leistungen und Kosten		
	absolut [€]	spezifisch [€/kW _{el}]	spezifisch [Cent/kWh _{el}]
Leistungen	476.205	1.334	18,21
Festkosten	-134.576	-377	-5,15
Betriebskosten	-74.829	-230	-2,86
Substratkosten	-184.756	-466	-6,36
Gewinn/Verlust	82.044	261	3,84

Literatur

Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft e. V. (DLG), 2006: Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen. Arbeiten der DLG / Band 200, ISBN: 3-7690-3156-3, Frankfurt am Main

Aspekte der Gärrestverwertung in der Landwirtschaft

Dr. Matthias Wendland, Fabian Lichti und Lorenz Heigl
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Agrarökologie,
Ökologischen Landbau und Bodenschutz, Lange Point 12, 85354 Freising

Zusammenfassung

Gärreste entstehen aus den verschiedensten Ausgangssubstanzen, die während des Gärprozesses in Abhängigkeit von der Verweildauer, der Temperatur und dem Mischungsverhältnis unterschiedlichen Abbauraten unterliegen. Sie werden auf landwirtschaftliche Flächen zur Nährstoffversorgung der Kulturen ähnlich des Wirtschaftsdüngers Gülle ausgebracht. Sind die Gärreste aus der Vergärung von pflanzlichen Materialien aus landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben (auch gemischt mit tierischen Ausscheidungen) entstanden, werden sie als Wirtschaftsdünger betrachtet. Werden andere Stoffe (z. B. Bioabfälle) mitvergoren, handelt es sich nach der Düngemittelverordnung um organische Düngemittel. Durch den Gärprozess entstehen jedoch qualitative und quantitative Veränderungen, die eine angepasste fach- und umweltgerechte Ausbringung erfordern. Die Nährstoffe in den Gärresten unterliegen in Abhängigkeit von den Einsatzstoffen und der Gärbedingungen starken Schwankungen, eigene Untersuchungen sind daher unerlässlich. Erste Untersuchungen separierter Gärückstände zeigen, dass auch in der festen Phase noch ein hoher Anteil schnell verfügbaren Ammoniumstickstoffes vorhanden ist. Alle Gärrestarten eignen sich, wenn sie zeitnah zum Bedarf der Pflanzen und mit verlustarmer Technik ausgebracht werden, gut zur Nährstoffversorgung aller landwirtschaftlicher Kulturen. In ausgeprägten Biogasfruchtfolgen, in denen der gesamte Aufwuchs von den Feldern abgefahren wird, muss ergänzend zur Ausbringung der Gärreste durch eine entsprechende Fruchtfolgegestaltung der Humushaushalt ausgeglichen werden. Die Höhe der Gärrestausbringung sollte sich dabei an den Nährstoffkreisläufen orientieren, wobei nicht nur die Stickstoff-, sondern auch die Phosphatfracht begrenzend wirken kann. Die gute fachliche Praxis für die Ausbringung der Gärreste richtet sich auch nach den Vorgaben der Düngeverordnung.

1 Einleitung

In Biogasanlagen werden Wirtschaftsdünger, nachwachsende Rohstoffe und in einigen Fällen auch Bioabfälle verschiedener Herkunft vergoren. Die Gärreste werden auf landwirtschaftliche Flächen zur Nährstoffversorgung der Kulturen ähnlich des Wirtschaftsdüngers Gülle ausgebracht. Durch den Gärprozess entstehen jedoch qualitative und quantitative Veränderungen, die im Hinblick auf eine fach- und umweltgerechte Ausbringung beschrieben werden.

2 Stoffliche Zusammensetzung des Gärrestes

Im Verlauf des anaeroben Gärprozesses wird organische Trockenmasse abgebaut, folglich liegt der Trockenmassegehalt des vergärten Materials deutlich unter dem des Eingangsmaterials. In der Praxis werden häufig TS-Gehalte von 4 bis 6 % gemessen.

Der Nährstoffgehalt der Gärreste ist von der Zusammensetzung der Eingangssubstrate, deren Nährstoffgehalte und den Gärbedingungen abhängig. Ergebnisse der Gärrestuntersuchungen von Praxisbetrieben zeigen, dass die TS- und Nährstoffgehalte stark schwanken (Tab. 1). Daher können keine allgemein gültigen Tabellenwerte abgeleitet werden. Für eine pflanzenbaulich und umweltgerechte Verwertung des Gärsubstrates sind betriebsspezifische Untersuchungen der Gärreste unerlässlich und in Anbetracht der gestiegenen Düngemittelpreise anzuraten. Nach der Düngeverordnung muss bei Eigenverwertung mindestens eine Gärrestuntersuchung vorliegen. Für die Abgabe von Gärresten gelten die Vorschriften der Düngemittelverordnung mit Untersuchungen zu den Hauptabgabeterminen. Die Werte der Tabelle 1 können daher lediglich als Anhaltspunkt dienen.

Tab. 1: Analyse von Gärsubstraten (Praxisbetriebe), Anhaltswerte

	TS (in %)	N ges. (kg/m ³)	NH ₄ (kg/m ³)	P ₂ O ₅ (kg/m ³)	K ₂ O (kg/m ³)
Min.	2,9	2,4	1,5	0,9	2,0
Max.	13,2	9,1	6,8	6,0	10,6
Ø	6,7	5,4	3,5	2,5	5,4

Die absoluten Nährstoffgehalte in der Frischsubstanz ändern sich durch die Vergärung nur unwesentlich. Von besonderer Bedeutung ist der durch den Abbau organischer Substanz steigende pflanzenverfügbare Stickstoff, der sich in einem höheren Ammoniumanteil am Gesamtstickstoff zeigt. Während dieser sofort wirksame Stickstoff z. B. in Rindergülle einen Anteil von 40 bis 50 % des Gesamtstickstoffes einnimmt, werden in Gärresten in Abhängigkeit von den Einsatzstoffen und des Gärprozesses Werte von 50 bis 80 % erreicht.

Beim Gärprozess wird nur die leicht abbaubare organische Masse abgebaut, es bleibt hauptsächlich schwerer abbaubare, relativ stabile organische Substanz zurück, in der der restliche Stickstoff gebunden ist. Ein kleiner Teil davon wird relativ schnell mineralisiert (ca. 10 %) und zusammen mit dem Ammoniumstickstoff als im Anwendungsjahr verfügbarer Stickstoff (N_{schnell}) bezeichnet. Der verbleibende Stickstoff wird sehr langsam mineralisiert, je nach Witterung und Bodenbearbeitungsintensität ist mit Freisetzungsraten von 1 bis 3 % des Gesamtstickstoffes pro Jahr zu rechnen.

Viele Biogasanlagen gehen auch dazu über, die anfallenden Gärreste zu separieren. Es entsteht eine flüssige und relativ feste Phase. Erste Untersuchungen zeigen, dass auch in der festen Phase ein hoher schnell pflanzenverfügbarer Anteil von Ammoniumstickstoff verbleibt (Tab. 2). Auch die feste Phase darf daher nicht in der von der Düngeverordnung vorgegebenen Sperrfrist ausgebracht werden. Untersuchungsergebnisse über die pflanzenbauliche Wirkung der separierten festen Gärreste stehen noch aus, aufgrund der stofflichen Zusammensetzung ist eine der Rindergülle ähnliche oder etwas langsamere, dafür länger anhaltende Stickstoffwirkung zu erwarten.

Die in allen Arten von Gärresten enthaltenen Phosphat- und Kalimengen sind in ihrer Wirkung langfristig denen der Mineraldünger gleichwertig und können in der Düngeplanung voll angesetzt werden.

Tab. 2: Durchschnittliche Analyseergebnisse von separierten Gärresten, Anhaltswerte

	TS (in %)	N ges. (kg/m ³)	NH ₄ (kg/m ³)	P ₂ O ₅ (kg/m ³)	K ₂ O (kg/m ³)
flüssige Phase	5,7	4,9	3,0	2,3	6,2
feste Phase	24,3	5,8	2,7	5,0	5,8

Bei Kenntnis der Menge der eingesetzten Substrate, deren TS-Gehalte und der daraus resultierenden Methanbildung kann der TS-Gehalt des Gärrestes durch verschiedene Berechnungsverfahren abgeschätzt und damit Rückschlüsse auf notwendige Lagerkapazitäten und Ausbringeigenschaften gezogen werden.

Resultierend aus dem Abbauprozess steigt der pH-Wert des Gärrestes. Schwermetalle unterliegen keinem biologischen Abbau, sie konzentrieren sich daher in der verbleibenden Trockenmasse des Gärrückstandes. Da die tolerierbaren Schwermetallgehalte (z. B. Bio-AbfV, DüMV) in mg/kg Trockenmasse angegeben werden, kann es in manchen Fällen zu Grenzwertüberschreitungen kommen, obwohl die Gesamtfrachten gleich bleiben.

3 Pflanzenbauliche Bewertung des Gärrestes

Der üblicherweise reduzierte TS-Gehalt der Gärreste führt zu einer höheren Fließfähigkeit und zu einem schnelleren Ablaufer der Gärreste von den Pflanzen. Weniger Pflanzenverschmutzung und schnellerer Bodenkontakt sind die Folge, wodurch Gärreste vor weiteren gasförmigen Verlusten geschützt sind.

Wie aus Versuchen der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft hervorgeht, ist der durch den Gärprozess gestiegene Ammoniumanteil am Gesamtstickstoff sofort pflanzenverfügbar und kann in seiner Wirkung mit Mineraldünger verglichen werden (Abb. 1). Im Durchschnitt mehrerer Jahre wurde durch den Einsatz von 26 m³ Gärrest ohne mineralische Ergänzung ein Ertrag von 69 GE/ha erzielt, die gleiche Menge wie mit ca. 53 kg Stickstoff aus der mineralischen Düngung. Gärreste eignen sich daher gut zur Bestandesführung, erfordern jedoch auch einen gezielten Einsatz zeitnah zum Bedarf der Pflanzen.

Der höhere Ammoniumanteil in Verbindung mit den steigenden pH-Werten birgt die Gefahr von Verlusten in Form von Ammoniak während der Ausbringung des Gärrestes. Bei steigenden pH-Werten nimmt der Ammoniakanteil zu und der Ammoniumanteil entsprechend ab. Hohe Temperaturen beschleunigen diesen Vorgang. Die Risiken lassen sich durch eine verlustarme Ausbringung und sofortige Einarbeitung minimieren. Bei Kopfdüngung oder auf Grünland ist eine bodennahe, großtropfige Ausbringung bei bedecktem Himmel oder in den Abendstunden zu empfehlen.

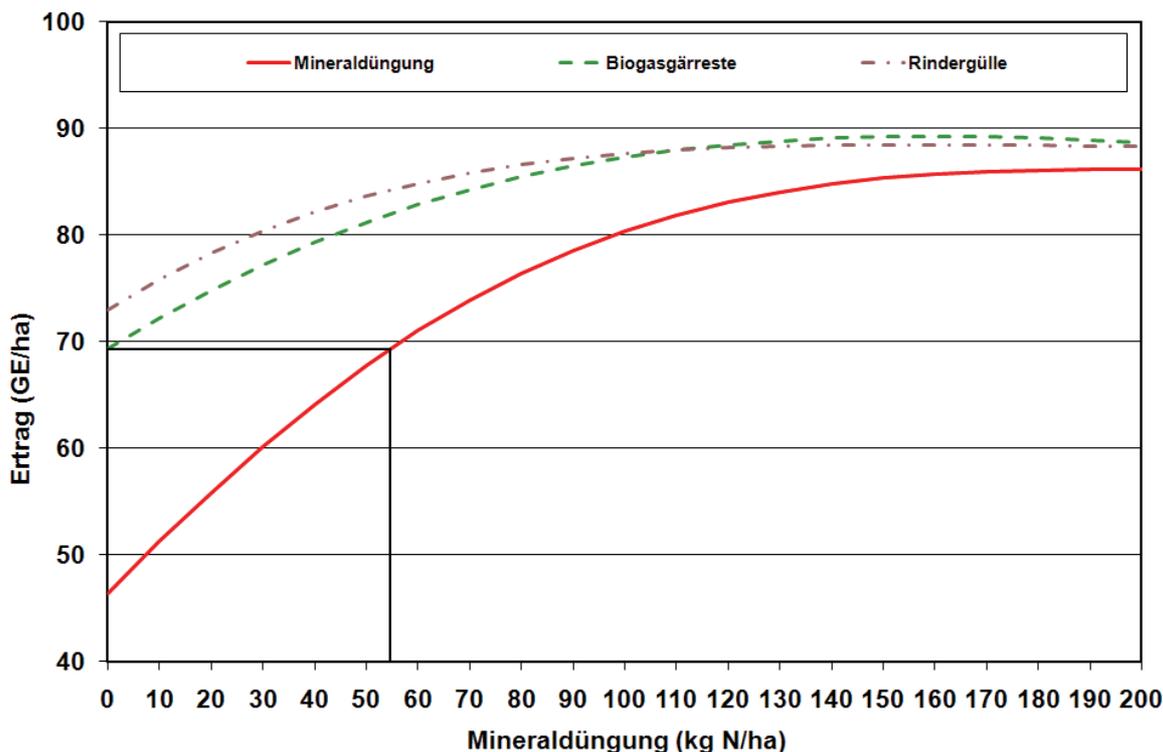


Abb. 1: N-Ertragskurven verschiedener organischer Dünger mit mineralischer Ergänzung (nach BOGUSLAWSKI & SCHNEIDER), Ertragsmittel aus 1999 bis 2006, Puch

4 Humuswirkung von Biogasgärresten

Humus nimmt als Gesamtheit der organischen Substanz des Bodens eine grundlegende Funktion in Sachen Bodenfruchtbarkeit und Ertragsbildung ein. Dies gilt sowohl für den ökologischen als auch den integrierten Landbau. Zwar ist der Humusgehalt vorwiegend durch die Bodenart bestimmt, dennoch kann auch die ackerbauliche Nutzung Einfluss auf den Humusgehalt haben. Entscheidende Parameter sind Fruchtfolgegliederung, Art und Intensität der Bodenbearbeitung und Qualität der organischen Düngung.

Zur Erhaltung der organischen Substanz und zum Schutz der Bodenstruktur müssen bestimmte Anforderungen erfüllt sein, welche im Rahmen von Cross Compliance (CC) vorgegeben werden. Hierbei ist entweder der Humusgehalt der Ackerflächen zu ermitteln oder auf betrieblicher Ebene eine Humusbilanz zu erstellen. Beispielhaft ist in Tabelle 3 eine Humusbilanzierung nach CC für Silomais aufgeführt.

Tab. 3: Humuswirkung nach Cross Compliance (CC) für Silomais

Kultur	Humuswirkung nach CC	N-Entzug (kg N/ha)	Gärrest (m ³)	Humuswirkung Gärrest
Silomais	- 560	220	40	360

Bei den Berechnungen wurde ein Biogasgärrest mit 7 % TS angesetzt. Wie aus Tabelle 3 hervorgeht, werden durch die Abfuhr von Silomais dem Boden 560 kg Humus-C entzogen. Im Gegenzug werden mit der Ausbringung der Gärreste 360 kg Humus-C zurückgeführt. Um nun eine ausgeglichene Humusbilanz zu erreichen, müssen humusmehrende Fruchtarten in die Fruchtfolge aufgenommen werden. Ein Humusbilanzausgleich durch höhere Gärrestdüngung ist aufgrund der Stickstofffrachten meist limitiert. Im Rahmen einer Biogasfruchtfolge kommt als Humusmehrer insbesondere den Zwischenfrüchten eine wichtige Rolle zu.

5 Nährstoffkreislauf im landwirtschaftlichen Betrieb

Ziel der Betrachtung des Nährstoffkreislaufes ist es, einen Überblick über die Summe der Nährstoffzu- und -abflüsse im Betrieb oder auf der Fläche zu gewinnen. Ein unausgeglichener Nährstoffsaldo kann einerseits zu Umweltbelastungen führen, andererseits den Abbau von Vorräten bedeuten. Mit sogenannten Nährstoffbilanzierungen ist es möglich, dies durch die Quantifizierung von Zu- und Abfuhr, bezogen auf einzelne Schläge oder auf die Gesamtflächen des Betriebes, zu beurteilen. Besonders für Biogasbetriebe, die Substrate zukaufen, ist es wichtig auf einen ausgeglichenen Nährstoffsaldo zu achten. Das Beispiel der Abbildung 2 verdeutlicht den Nährstoffkreislauf auf einer Fläche, die intensiv zum Anbau von Substraten für die Biogasanlage genutzt wird.

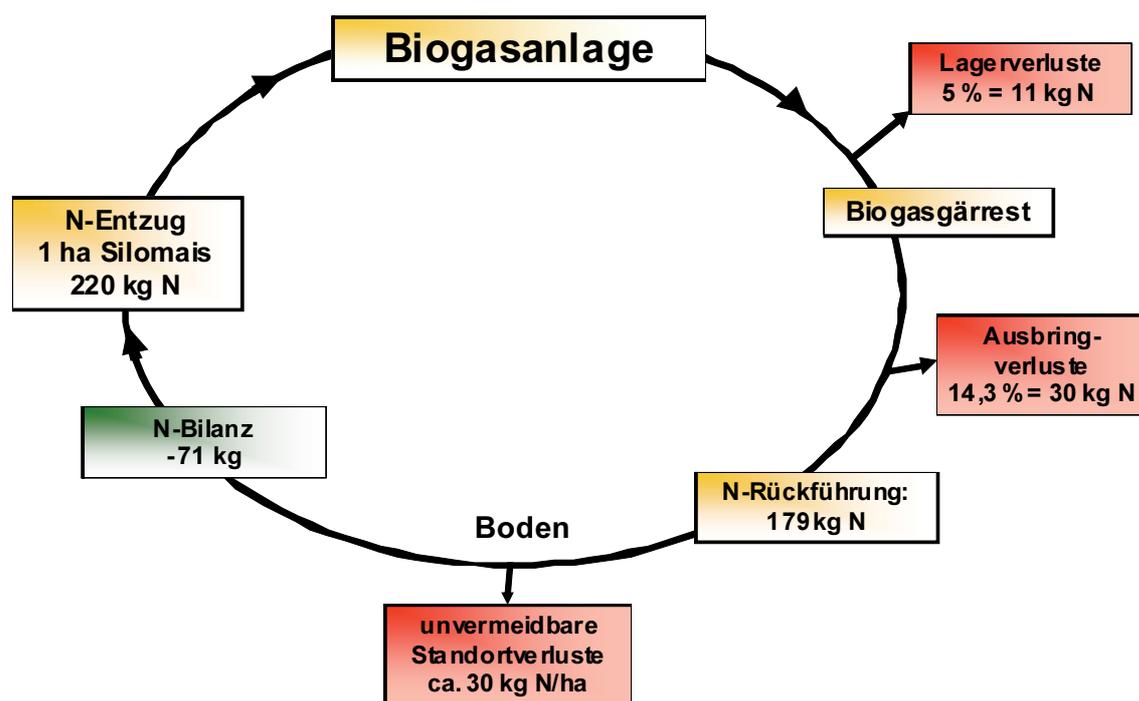


Abb. 2: Beispiel eines Nährstoffkreislaufes

Eine intensive Fruchtfolge für Biogasanlagen entzieht ca. 280 kg Stickstoff/ha und Jahr. Dieser mit dem Pflanzenmaterial der Biogasanlage zugeführte Stickstoff geht im Laufe des Gärprozesses, abgesehen von Lagerverlusten in Höhe von 5 %, nicht verloren. Die bei der Ausbringung entstehenden Verluste können bis zur Höhe von 14,3 % berücksichtigt werden und sind durch die Anwendung einer verlustarmen Technik zu minimieren. Rech-

nerisch gelangen somit 228 kg Stickstoff mit dem Gärsubstrat wieder zurück auf das Feld. Auch bei Beachtung aller Aspekte der guten fachlichen Praxis sind Standortverluste in Höhe von 15 bis 40 kg Stickstoff nicht vermeidbar. Wird nur die Summe der genannten Verluste in Höhe von 82 kg (einschließlich 30 kg Standortverluste) durch Mineraldünger (oder andere Düngemittel) ersetzt, ist die Stickstoffbilanz als fachlich ausgeglichen zu betrachten und entspricht den Vorgaben der Düngeverordnung. Die Verluste können z. T. auch durch Gärreste ersetzt werden, die durch Substrate gewonnen wurden, welche nicht dem Biogasbetrieb entstammen. Überschreiten die zugekauften Mengen die zum innerbetrieblichen Bilanzausgleich nötige Düngemenge trotz Abzug der unvermeidbaren Verluste, so muss Gärsubstrat abgegeben werden. Vorzugsweise sollte dieser überschüssige Gärrest an die Betriebe, die das Ausgangsmaterial geliefert haben, zurückgegeben werden. Andernfalls besteht die Gefahr, die in der Düngeverordnung festgelegten Werte für eine gute fachliche Praxis zu überschreiten. In einigen Fällen kann auch die Phosphatfracht begrenzend wirken, betriebsindividuelle Berechnungen können darüber Auskunft geben (Berechnungsprogramm unter <http://www.lfl.bayern.de/iab/duengung> → Nährstoffbilanz Bayern).

Bei der Berechnung der Nährstoffbilanz für Stickstoff nach der Düngeverordnung werden für pflanzliche Substrate bei Eigenerzeugung und Ausbringung auf Eigenflächen gasförmige Lager- und Ausbringverluste in Höhe von 18,6 % berücksichtigt. Für tierische Wirtschaftsdünger gelten die Verluste entsprechend Anlage 2 der Düngeverordnung. Kauft ein Betrieb pflanzliche Substrate oder organische Dünger zur Vergärung in der Biogasanlage zu, werden die darin enthaltenen Nährstoffe als Zugang bewertet. Für den Anteil des auf eigene Flächen aufgebrachten Gärrestes können wieder die genannten Verluste abgezogen werden. Bei Abgabe von Gärresten an andere Betriebe werden die Nährstoffuntersuchungsergebnisse multipliziert mit der abgegebenen Menge als Abfuhr aus dem betrieblichen Kreislauf verbucht. Die Ausbringverluste (keine Lagerverluste) entstehen dann im aufnehmenden Betrieb.

Optimierung von Biogasfruchtfolgen unter bayerischen Anbaubedingungen – Versuchsergebnisse der LfL

Dr. Ewald Sticksel¹, Barbara Eder¹, Dr. Joachim Eder¹, Alois Aigner¹, Georg Salzeder¹
Georg Weber², Alois Aigner³

¹Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Pflanzenbau und Pflanzenzüchtung, Am Gereuth 4, 85354 Freising

²Amt für Landwirtschaft und Forsten Ansbach, Rügländer Straße 1, 91522 Ansbach

³Technologie- und Förderzentrum, Schulgasse 18, 94315 Straubing

Zusammenfassung

Mais ist aufgrund seiner hohen Ertragsfähigkeit und Gasausbeute, der bewährten Produktionstechnik und der einfachen Konservierbarkeit eine ideale Pflanze für die Produktion von Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen. Um die Leistungsfähigkeit von Mais nachhaltig zu nutzen, ist es nötig, den Mais in Biogasfruchtfolgen anzubauen, bei denen noch weitere für die wirtschaftliche Gasproduktion geeignete Kulturpflanzen zum Anbau kommen. Ziel der Fruchtfolgegestaltung ist die Sicherstellung einer hohen Methanproduktion bei gleichzeitig möglichst breitem Fruchtartenspektrum.

Bei der Fruchtfolgeplanung steht Silomais aufgrund der erwähnten Vorzüge im Mittelpunkt. Mais für die Methanproduktion soll einen hohen Trockenmasseertrag bei gleichzeitig ausreichend hohem Trockensubstanzgehalt aufweisen. Ein hoher Kolbenanteil oder Stärkegehalt sind nach derzeitigem Kenntnisstand unerheblich. Deshalb sind produktionstechnische Maßnahmen wie Sortenwahl, Bestandesdichte, Düngung also auf die Steigerung des Trockenmasseertrages auszurichten.

Abhängig vom Erntetermin des Silomais kann eine spätsaatverträgliche Wintergetreideart folgen, die als Ganzpflanzensilage energetisch genutzt wird. Wie beim Mais scheint auch bei Getreide-GPS die Steigerung des Trockenmasseertrages bei ausreichendem Trockensubstanzgehalt die wesentliche Zielgröße zur Steigerung des Methanertrages zu sein. Maßnahmen wie Arten- oder Sortenwahl, Erntetermin und Düngung sind demgegenüber nachrangig.

Nach der GPS-Ernte ergibt sich die Möglichkeit des Nachbaus einer Sommerzwischenfrucht. Wichtig ist, dass in der kurzen Vegetationszeit möglichst viel Biomasse mit einem ausreichend hohen Trockensubstanzgehalt erzeugt wird. Bei genügender Niederschlagsmenge bietet sich die Nutzung von Gräsern oder Klee gras an. Diese Arten können auch als Untersaat etabliert werden, was die Ertragsstabilität erhöht. An die Ernte der Sommerzwischenfruchte schließt sich eine Winterung an. Hier erweist sich der Grünroggen als besonders geeignet. Danach erfolgt wieder der Anbau von Silomais.

Die ackerbaulichen Voraussetzungen für die Einbindung von Zwischenfrüchten oder Zweitfrüchten in Energiefruchtfolgen sind ausreichende Niederschläge, eine Mindestlänge der Vegetationsdauer und Böden mit einem hohen Bodenfruchtbarkeitszustand. Die genaue Festlegung der ackerbaulichen Voraussetzungen für Fruchtfolgen mit möglichst hoher Biomasseproduktion und die Erarbeitung weiterer Empfehlungen zur Gestaltung von Biogasfruchtfolgen ist Gegenstand derzeit laufender Forschungen des IPZ der LfL. Vorläufige Ergebnisse werden präsentiert.

1 Einleitung

In Bayern ist Silomais die wichtigste Pflanzenart zur Erzeugung von Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen. Dementsprechend besteht in den regionalen Schwerpunkten der Biogasproduktion die Gefahr einseitiger Maisfruchtfolgen. Um dem gegenzusteuern und Mais nachhaltig für die Biogasproduktion nutzen zu können, sind vielgestaltige Fruchtfolgen zu erarbeiten, die unter Einbeziehung verschiedenartiger Nutzpflanzen eine hohe Biogasproduktion sicherstellen. Möglich ist beispielsweise die Einbindung von Getreide-Ganzpflanzensilage (GPS) mit nachfolgendem Zweit- bzw. Sommerzwischenfruchtanbau, sowie Winterzwischenfrüchten vor Silomais. Nachfolgend werden Ergebnisse aus langjährigen Versuchen zu Silomais für die Biogasproduktion (EDER, 2008) sowie erste Ergebnisse eines in 2007 angelaufenen Forschungsvorhabens des IPZ der LfL vorgestellt.

2 Silomais als Basis der Biogasfruchtfolge

In den Regionen, die sich für den Maisanbau eignen, steht Mais eindeutig im Mittelpunkt der Fruchtfolge eines Biogasbetriebs. Aufgrund seiner hohen Ertragsfähigkeit, der bewährten Produktionstechnik und der einfachen Konservierbarkeit ist Mais prädestiniert für die Produktion von Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen. Die Zielgröße, der Methanertrag je Hektar (m^3/ha) ergibt sich aus dem Trockenmasseertrag und der zugehörigen Methanausbeute ($\text{NI CH}_4/\text{kg oTM}$). Die Methanausbeute dazu wurde vom Institut für Landtechnik und Tierhaltung in Batchfermentern (2 l) mit einer Verweildauer von mindestens 35 Tagen nach VDI 4630 ermittelt (KAISER ET AL, 2005). In der Praxis stellt sich die Frage, ob die Qualität der Maispflanze Einfluss auf die Methanausbeute nimmt, und ob dieses Merkmal durch produktionstechnische Maßnahmen verbessert werden kann. Nach derzeitigem Kenntnisstand ist die Qualität von nachrangiger Bedeutung, so sind beispielsweise der Kolbenanteil oder der Stärkegehalt unerheblich. Abbildung 1 zeigt, dass die Methanausbeute weitgehend unabhängig vom Stärkegehalt ist. Über den weiten Bereich von nahe 0 bis ca. 35 % Stärke wurde keine Abhängigkeit zwischen Methanausbeute und Stärkegehalt gefunden (Abb. 1). Ähnlich schwach erweist sich auch der Effekt weiterer Inhaltsstoffe oder produktionstechnischer Maßnahmen wie Sortenwahl, Düngung und Erntetermin (EDER, 2008, Daten nicht dargestellt).

Nach derzeitigem Kenntnisstand ist zu folgern, dass die Steigerung des Trockenmasseertrages die effektivste Maßnahme zur Steigerung des Methanertrages je Hektar aus Silomais darstellt. Unter der Voraussetzung, dass ein silierfähiger Trockensubstanzgehalt erreicht wird, stellt dies die bestimmende Größe für den Methanertrag je Hektar dar. Deshalb ist für die Biogaserzeugung aus Silomais zu empfehlen, alle produktionstechnischen Maßnahmen auf die Ausschöpfung des standortspezifischen Ertragspotenzials auszurichten.

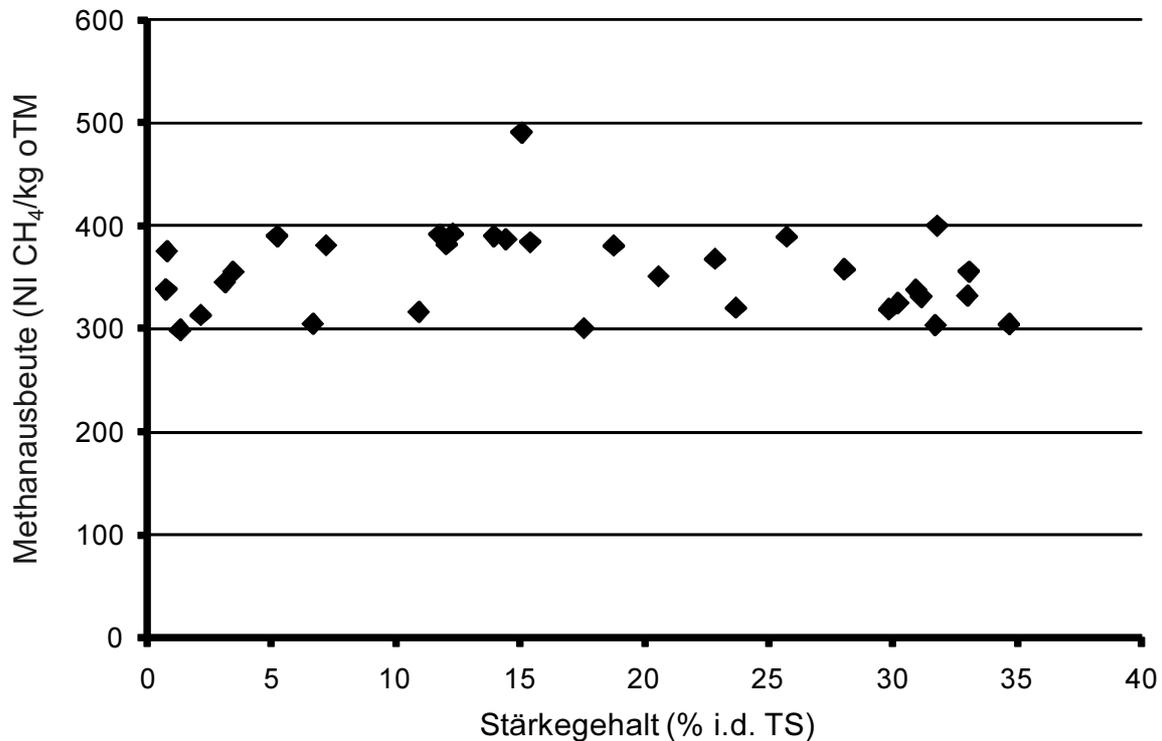


Abb. 1: Methanausbeute in Abhängigkeit vom Stärkegehalt (Daten: B. EDER, 2008; ILT, unveröffentlicht)

3 Getreide-Ganzpflanzensilage

Aus Fruchtfolgegründen wird bei der Biogasproduktion zunehmend Getreide-GPS genutzt. Schätzungsweise 40 % der bayerischen Biogasanlagen setzen Getreide-GPS ein (RÖHLING UND KEYMER, 2007). Entsprechend dieser Bedeutung ist die Nachfrage nach angepasster Produktionstechnik groß.

3.1 Optimaler Erntezeitpunkt von Getreide-GPS

Der Verlauf der Trockenmassebildung und des Trockensubstanzgehaltes von Getreide ist in Abb. 2 schematisch dargestellt. Ab Ende der Blüte erreichen Getreidepflanzen einen TS-Gehalt von etwa 25 %, so dass bei der Silierung noch Sickersaft anfällt. Ab der Milchreife, wenn knapp 30 % TS erreicht sind, lässt sich Getreide ohne Sickersaftbildung silieren. Mit einsetzender Gelbreife steigt der TS-Gehalt auf fast 50 % an, was die Verdichtung zunehmend erschwert, zumal der Getreidehalm mehr Lufteinschlüsse enthält als z.B. der markgefüllte Maisstängel. Parallel mit dem TS-Gehalt steigt der Trockenmasseertrag an. Zwischen Blühende und später Milchreife findet ein Ertragsanstieg um ca. 20 % statt (Abb. 2). Ab dem Ertragsmaximum, etwa zur Gelbreife, fällt der Ertrag aufgrund von Veratmungsverlusten und Bestandesabfall geringfügig ab.

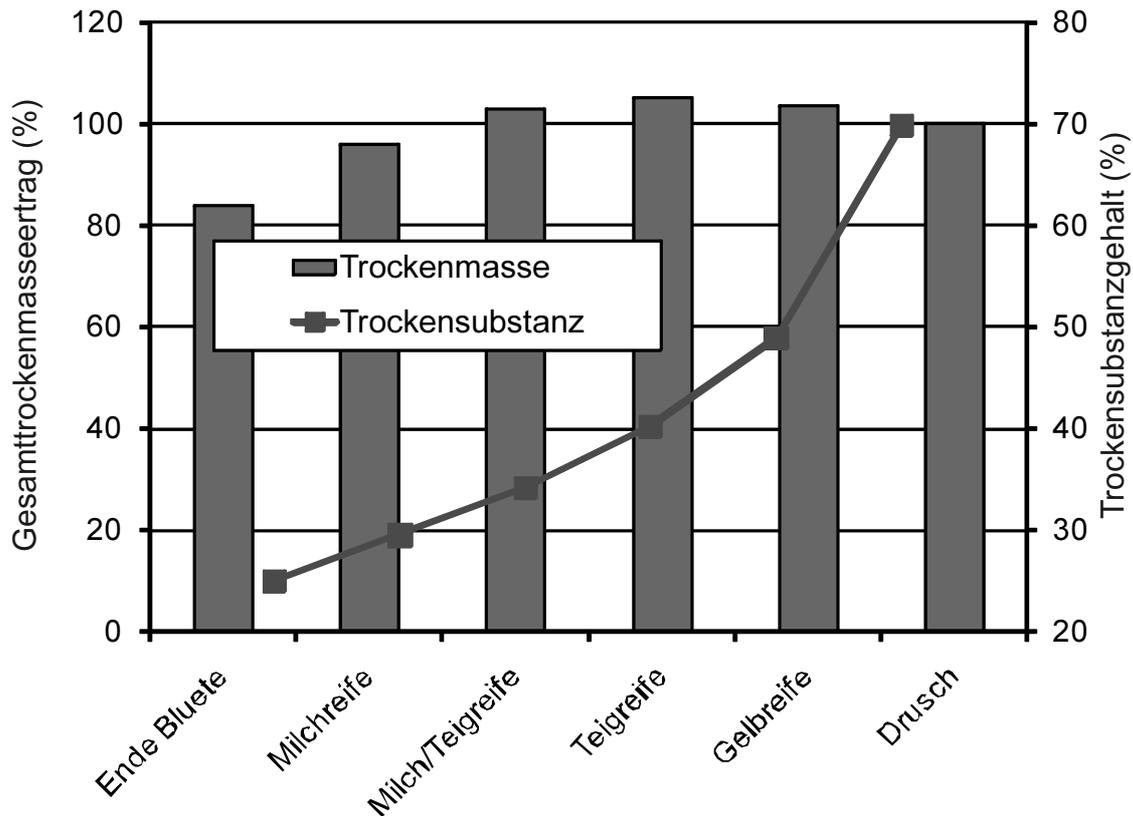


Abb. 2: Verlauf der Trockenmassebildung und des Trockensubstanzgehaltes von Getreide (schematisch) (Gesamtpflanzenenertrag zur Druschreife = 100 %; Daten: IPZ)

Unter dem Aspekt der Siliereignung lässt sich aus Abb. 2 als optimale Erntespanne der Zeitraum zwischen Milchreife und dem Ende der Teigreife ableiten. Die Körner sollten bei der Nagelprobe noch leicht spritzen, die Pflanze selbst ist noch grün und beginnt sich von unten her gelb zu verfärben. Je nach Standort und Witterung können Getreidebestände in diesem Zeitraum rasch abreifen, so dass bei größeren Anbauflächen Sorten mit abgestuften Reifezeitpunkt zu empfehlen sind.

3.2 Methanausbeute und Methanertrag je Hektar von Getreide-GPS

Bisherige Ergebnisse aus Vergärungsversuchen zeigen, dass bei Getreide-GPS Methanausbeuten von ca. 340 l CH₄/kg oTM zu erwarten sind. Erste Ergebnisse weisen darauf hin, dass sich die Methanausbeute zwischen verschiedenen Getreidearten kaum unterscheidet. Auch der Einfluss der Sorte, des Entwicklungsstadiums zur Ernte oder der N-Düngung scheint gering. Wie bei Mais lässt sich also die Methanausbeute durch produktionstechnische Maßnahmen kaum beeinflussen. Der Methanertrag je Hektar ist somit im Wesentlichen vom Biomasseertrag abhängig. Diesen Zusammenhang verdeutlicht Abb. 3. Mit ansteigendem Trockenmasseertrag steigt der Methanertrag, dabei erhöht jede zusätzliche Dezitonne den Methanertrag um ca. 34 m³. Bei einem mittleren Ertragsniveau von Getreide-GPS von 120 bis 170 dt/ha können so Methanerträge von 4 000 bis 5 800 m³/ha erreicht werden.

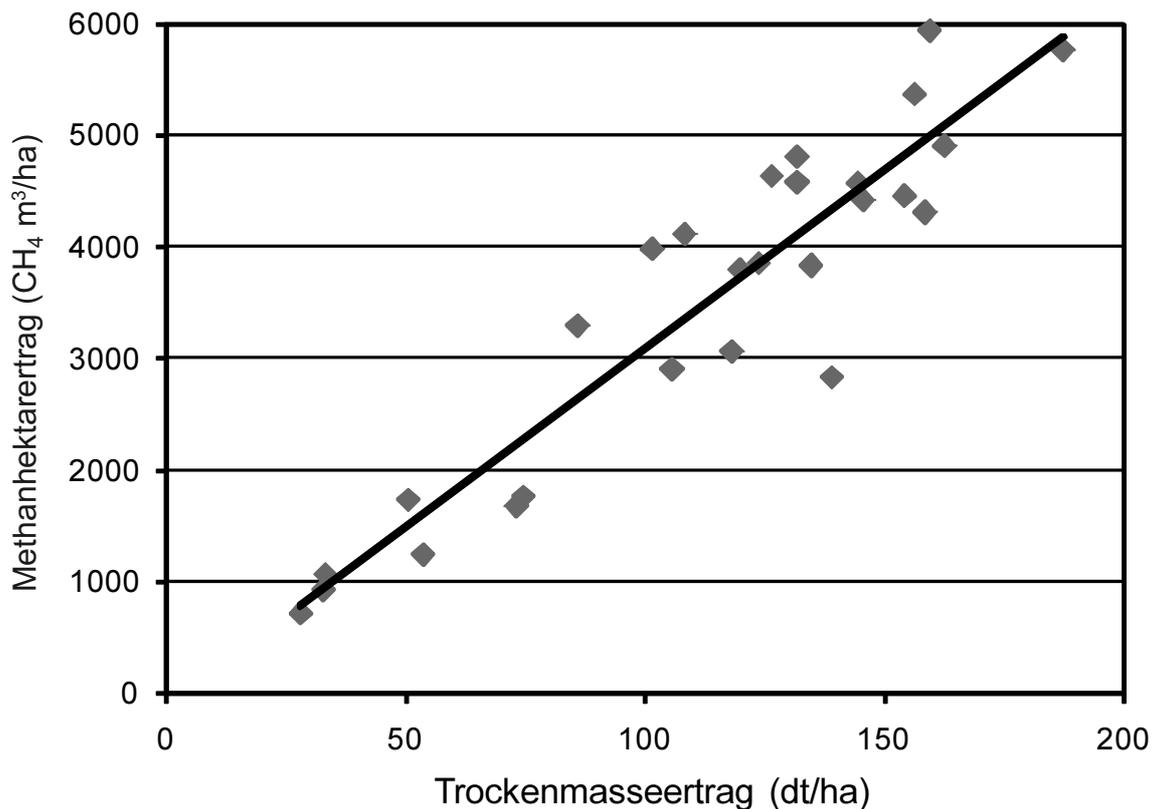


Abb. 3: Methanertrag von Getreide-GPS in Abhängigkeit vom Trockenmasseertrag (Daten: IPZ, ILT)

Das Ertragspotenzial der Getreidearten nimmt in der Reihenfolge Wintergerste < Winterroggen < Wintertriticale = Winterweizen zu. Dies entspricht der Abstufung des Erntetermins. Grundsätzlich steht nach der Ernte der früh räumenden, aber etwas ertragsschwächeren Wintergerste eine längere Vegetationszeit für den Anbau einer Zweitfrucht oder Sommerzwischenfrucht zur Verfügung. Ob allerdings die etwas ertragsschwächere Wintergerste in der Energiefruchtfolge einzuplanen ist oder die ertragsstärkere Triticale, hängt auch davon ab, ob sich der Standort für den Anbau einer leistungsfähigen Zweitfrucht eignet.

4 Zweitfruchtanbau

Voraussetzung für einen erfolgreichen Zweitfruchtanbau sind insbesondere die Menge und die Verteilung der Sommerniederschläge. Je größer das standortspezifische Risiko einer Sommertrockenheit ist, desto riskanter ist die Planung einer Zweitfrucht. Welche Arten sich für den Zweitfruchtanbau eignen und welche Erträge in den unterschiedlichen Anbaueregionen Bayerns möglich sind, ist Gegenstand eines aktuellen Forschungsvorhabens. Dazu wurden erstmals in 2007 an drei Standorten (Freising, Ansbach, Straubing) Hafer, Silomais (FAO 200), Hirse (*Sorghum bicolor*), Sonnenblumen und Einjähriges Weidelgras zu abgestuften Saatterminen nach ausgewählten Wintergetreide-GPS Vorfrüchten (Gerste, Roggen, Triticale) angebaut. Um das Risiko der Bestandesetablierung bei Sommertrockenheit abzumildern, werden auch Untersaaten geprüft. Nach den einjährigen Erfahrungen deutet sich an, dass die Ertragshöhe und -sicherheit der Zweitfrüchte standortspezi-

fisch eine enorme Spannbreite aufweist. Auf allen Standorten erwies sich allerdings der Trockensubstanzgehalt als eine kritische Größe. Die meisten der geprüften Zweitfrüchte erreichten den für eine verlustfreie Silagebereitung nötigen Wert von $> 28\%$ TS nicht.

4.1 Sommerzwischenfrüchte

Hinsichtlich der Ertragsleistung von Sommerzwischenfrüchten liegt aus umfangreichen Versuchen der LfL eine breite Datenbasis vor (Tab. 1). Im Mittel wurden Erträge von ca. 37 dt/ha erreicht, allerdings bei TS-Gehalten, die für die Silierung eindeutig zu niedrig waren. Die in Tab. 1 dargestellten Zwischenfrüchte eignen sich zudem aufgrund ihrer Pflanzenstruktur kaum zum Vorwelken. Wichtig ist auch der Hinweis auf die Ertragschwankung zwischen den Jahren, die selbst auf dem vergleichsweise niederschlagsreichen Standort Freising ca. 30 %. Für Sommerzwischenfrüchte liegen zudem kaum belastbare Daten hinsichtlich der Methanausbeute vor.

Nach derzeitigem Kenntnisstand ist die Einplanung des Sommerzwischenfruchtanbaus als verlässlicher Bestandteil einer Biogasfruchtfolge riskant. In den meisten Fällen dürfte es sinnvoller sein, Effekte wie Humusmehrung, Stickstofffestlegung oder Erosionsschutz des Zwischenfruchtanbaus in den Vordergrund zu stellen.

Tab. 1: Leistung von Zwischenfrüchten am Standort Freising (Saat: Mitte Juli, Ernte: Ende September/Anfang Oktober) (Daten: IPZ)

		Trockenmasse- ertrag (dt/ha)	Trocken- substanzgehalt (%)
Erbsen	1986-90	32	13
Alexandrinerklee		35	13
Sonnenblumen		49	8
Erbsen/Sonnenblumen		44	10
Erbsen/Winterraps		41	11
Malve	1987-90	30	12
Buchweizen	1989-90	33	14
Inkarnatklee		28	12
Raps	1995-03	35	9
Ölrettich		37	8
Senf		40	11
Phacelia		36	8

4.2 Winterzwischenfrüchte

Winterzwischenfrüchte sind grundsätzlich geeignet, die Brachezeit vor dem Anbau von Silomais zu verkürzen und zusätzliches Substrat für die Biogasanlage zu erzeugen (EDER, 2008). Erträge für ausgewählte Arten in Abhängigkeit vom Erntetermin sind in Abb. 4 dargestellt. Das Ertragsniveau reichte beim frühen Erntetermin (Mitte April) von 26 dt/ha (Weidelgras) bis 49 dt/ha (Grünroggen). Erwartungsgemäß führte die Verzögerung der Ernte (späte Ernte: Mitte Mai) zu einem Ertragsanstieg von +20 dt/ha (Winterrüben) bis zu +39 dt/ha (Weidelgras). Somit ergab sich bei der späten Ernte ein Trockenmasseertrag

von 55 dt/ha (Winterrüben) bis 83 dt/ha (Grünroggen). Grünroggen erwies sich zu jedem Erntetermin als die ertragsstärkste Variante.

Unabhängig vom Erntetermin lagen die TS-Gehalte stets unter 20 % (Abb. 4). Zur Vermeidung übermäßiger Sickersaftbildung ist deshalb das Anwelken des Erntegutes unerlässlich. Winterrüben scheint hierfür ungeeignet.

Im außergewöhnlich kalten und schneereichen Winterhalbjahr 2005/06 war keine frühe Beerntung möglich. Diese Beobachtung lässt den Schluss zu, dass die Anbaufolge Winterzwischenfrucht mit früher Ernte und nachfolgendem Silomaisanbau in schneereichen Höhenlagen nicht zu empfehlen ist.

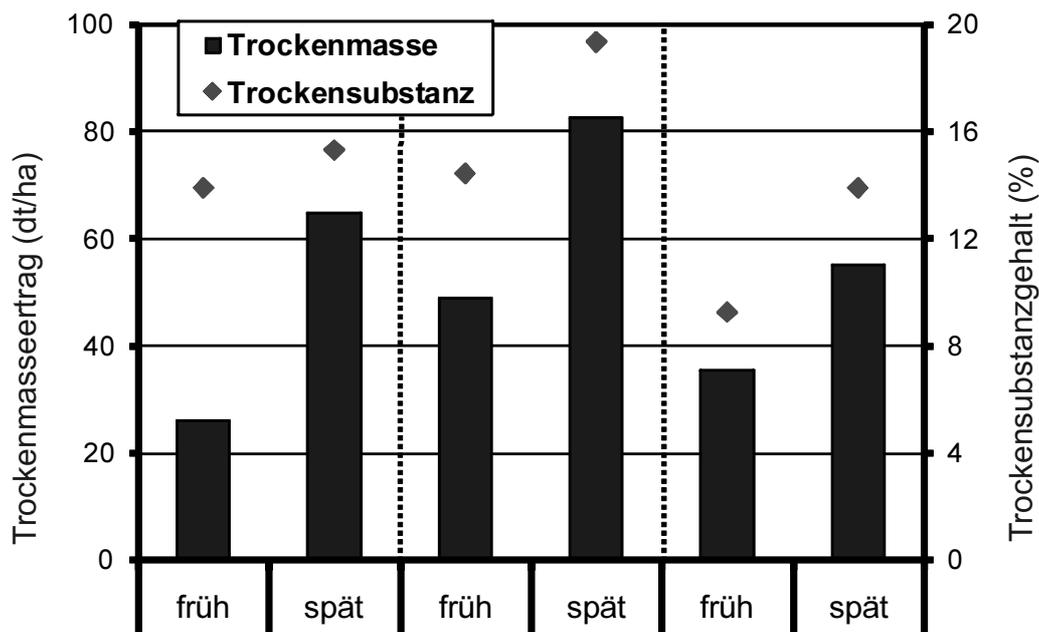


Abb. 4: Trockenmasseertrag und Trockensubstanzgehalte von Winterzwischenfrüchten in Abhängigkeit vom Erntetermin (Frankendorf, 2004-2006; Daten: B. EDER, 2008)

4.3 Kombination aus Winterzwischenfrucht und Silomais

Neben der Ertragsleistung der Winterzwischenfrüchte ist auch zu prüfen, welchen Effekt die Vornutzung auf den Ertrag des nachfolgenden Silomais hat. Dazu wurde die Ertragsleistung von Mais der mittelfrühen (FAO 250) bzw. der späten (FAO 370) Reifegruppe nach den in Abb. 4 dargestellten Winterzwischenfrüchten geprüft (EDER, 2008). Aus der Staffelung der Erntetermine der Zwischenfrüchte ergab sich eine frühe und eine späte Saat des Mais. Mais der späten Reifegruppe erreichte allerdings bei der späten Saat keinen ausreichenden TS-Gehalt, so dass diese Kombination nicht anbauwürdig ist.

Durch die Kombination aus Winterzwischenfrucht und nachfolgendem Silomais konnten stets Ertragsteigerungen gegenüber alleinigem Silomaisanbau erreicht werden. Dabei ergab sich aus dem Ertrag der Winterzwischenfrüchte (Mittel der Arten) bei früher Ernte zuzüglich des Silomaisertrages eine Gesamttrockenmasseleistung von 210 dt/ha (mittelfrühe Sorte) bzw. 224 dt/ha (späte Sorte) (Abb. 5). Dies entsprach einem Ertragsanstieg gegenüber alleinigem Maisanbau von +28 dt/ha (mittelfrüh) bzw. +20 dt/ha (spät). Bei später Zwischenfruchternte und entsprechend verzögerter Maissaat erreichte die Anbau-

kombination Mais (mittelfrüh) und Winterzwischenfrucht einen Ertrag von 231 dt/ha (Abb. 5).

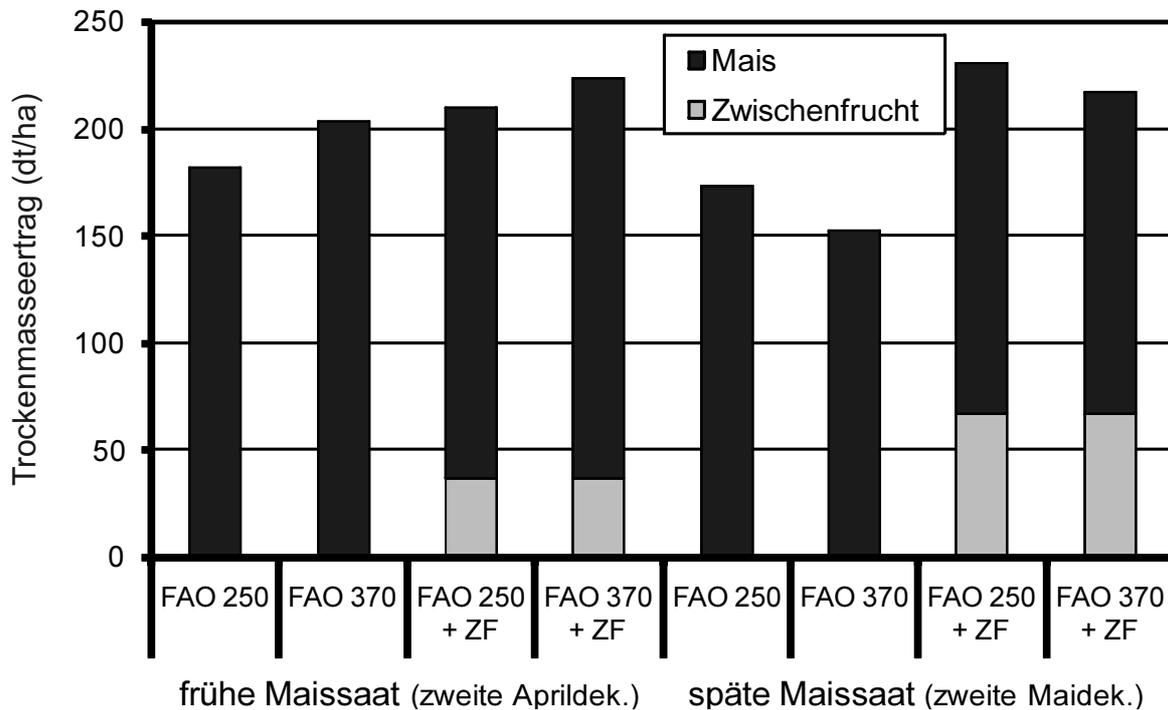


Abb. 5: Trockenmasseertrag von Silomais mit differenzierter Reifezahl und Winterzwischenfrüchten in Abhängigkeit vom Saattermin (Frankendorf, 2004-2006, Daten: B. EDER, 2008)

Die Möglichkeit, unterschiedliche Erntetermine der Winterzwischenfrucht mit unterschiedlichen Reifegruppen des Silomais zu kombinieren, erleichtert die Anpassung der hier vorgestellten Anbaufolge an die jeweilige Winterwitterung und einzelbetriebliche Gegebenheiten.

Literatur

EDER, B., 2008: Pflanzenbauliche Untersuchungen zum Einfluss von Genotyp und Anbauverfahren auf die Ertragsbildung und das Methanbildungspotential von Mais (*Zea Mays* L.) Dissertation TU München. (in Vorbereitung).

KAISER F., M. SCHLATTMANN UND A. GRONAUER, 2005: Methanertragspotenzial verschiedener nachwachsender Rohstoffe in Laborfermentern und deren Übertragbarkeit auf die Praxis. In: Bau, Technik und Umwelt in der landwirtschaftlichen Nutztierhaltung. Beiträge zur 7. Internationalen Tagung 2005, Braunschweig, 01.-03.03.2005. Hrsg.: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Darmstadt, 2005, S. 355 - 360

RÖHLING, I. UND U. KEYMER, 2007: Biogasanlagen in Bayern 2006. Ergebnisse einer Umfrage. LfL-Schriftenreihe. 20 S.

Die Untersuchungen werden gefördert durch das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten.

Betriebswirtschaftliche Auswirkungen des EEG

Ulrich Keymer

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Ländliche Strukturentwicklung,
Betriebswirtschaft und Agrarinformatik, Menzinger Straße 54, 80638 München

Zusammenfassung

Die Novelle des Erneuerbare Energien-Gesetz bringt ab 2009 eine Vielzahl von Änderungen, die sowohl neue als auch alte Anlagen betreffen. Die Grundvergütung, der NawaRo-Bonus und der KWK-Bonus werden angehoben. Die neu eingeführten Bonuszahlungen für Blockheizkraftwerke, die den Formaldehydgrenzwert der TA-Luft einhalten (TA-Luft-Bonus), und für den Einsatz von Landschaftspflegematerial (Landschaftspflege-Bonus) sind an nur schwer erfüllbare Auflagen gebunden. Der ebenfalls neue Gülle-Bonus könnte die Ausrichtung der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung verändern. Bisher hat der Technologiebonus für die heftig umstrittene „Trockenfermentation“ eher dafür gesorgt, Gülle von den Biogasanlagen fernzuhalten, jetzt wird Wirtschaftsdünger zu einem interessanten Rohstoff, wie die Musterkalkulationen für Biogasanlagen unterschiedlicher Leistungen zeigen.

1 Einleitung

Die Novelle des Erneuerbare Energien-Gesetz hat Anfang Juli die letzte parlamentarische Hürde genommen und kann, wie von der Bundesregierung beabsichtigt zum 01. Januar 2009 in Kraft treten. Kam das EEG 2004 noch mit 21 Paragraphen und einer Anlage aus, hat sich im EEG 2009 die Zahl der Paragraphen rund verdreifacht, die der Anlagen verfünffacht. Das Gesetz bringt eine Vielzahl von Änderungen, die sowohl neue als auch alte Anlagen betreffen. Dieser Beitrag befasst sich mit den Auswirkungen auf die Biogaserzeugung.

2 Vergütung für Strom aus Biogas im Überblick

Die Grundvergütung steigt für alle Anlagen bis einschließlich einer elektrischen Leistung von 150 Kilowatt (kW_{el}) ab 2009 auf 11,67 Cent pro Kilowattstunde (Ct/kWh_{el}). Damit erhalten Anlagen, die 2009 an das Netz gehen, 1,00 Ct/kWh_{el} mehr als nach der derzeit gültigen Regelung. Der Zusatzerlös beträgt maximal 13.140 €/Jahr ($150 kW_{el} \times 8760 \text{ Stunden/Jahr} \times 0,01 \text{ €/}kWh_{el}$). Je älter eine Anlage ist, desto weniger profitiert sie von der Vergütungsanhebung. Wurde bereits 2004 der Betrieb aufgenommen, bleiben nur noch 0,17 Ct/kWh_{el} oder bestenfalls 2.234 €/Jahr übrig.

Vergütungsart		Einheit	= 150 kW	>150 kW = 500 kW	>500 kW = 5 MW
Grundvergütung		Ct/kWh _{el}	11,67	9,18	8,25
TA-Luft-Bonus		Ct/kWh _{el}	1,00	1,00	--
NawaRo-Bonus		Ct/kWh _{el}	7,00	7,00	4,00
Gülle-Bonus		Ct/kWh _{el}	4,00	1,00	--
Landschaftspflege-Bonus		Ct/kWh _{el}	2,00	2,00	--
Technologie-Bonus	Gasaufbereitung	Ct/kWh _{el}	2,00 (bis 350 Nm ³ /h)		
		Ct/kWh _{el}	1,00 (bis 700 Nm ³ /h)		
	Innovative Technik	Ct/kWh _{el}	2,00	2,00	2,00
KWK-Bonus		Ct/kWh _{el}	3,00	3,00	3,00

Abb. 1: Vergütungssätze für Strom aus Biogas

Den neuen TA-Luft-Bonus in Höhe von 1,00 Ct/kWh_{el} erhalten Anlagen, deren Blockheizkraftwerke (BHKW) den Formaldehydgrenzwert der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft) einhalten. Neuanlagen müssen zusätzlich „nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftig“ sein, um den Bonus zu erhalten. Generell keinen TA-Luft-Bonus bekommen Anlagen, die aus dem Gasnetz entnommenes Gas verstromen.

Unklar ist, wie viele BHKW in der Praxis den derzeitigen Formaldehydgrenzwert der TA-Luft von 60 mg/m³ Abgas einhalten können. Klar scheint zu sein, dass der Grenzwert abgesenkt wird: Das Bundesamt für Risikobewertung (BfR) hat vorgeschlagen, die Gefahrenstufe für Formaldehyd nach der EU-Gefahrstoffverordnung von „Verdacht auf krebserzeugende Wirkung“ „auf krebserzeugend für den Menschen“ zu erhöhen. Das wird nicht ohne Auswirkungen auf den Grenzwert der TA-Luft bleiben. Es ist empfehlenswert, bei längerfristigen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen auf Erlöse aus dem TA-Luft-Bonus zu verzichten.

Die Einhaltung des jeweils gültigen Grenzwertes ist durch „eine Bescheinigung der zuständigen Behörde“ nachzuweisen. Die Überlegungen gehen dahin, eine jährliche Messung durch eine zertifizierte § 26 Messstelle nach Bundes-Immissionsschutzgesetz zu fordern und das Messprotokoll als Bescheinigung anzuerkennen. Natürlich verursachen diese Messungen Kosten. Je nach Zeitaufwand (einschl. An- und Abfahrt) schwanken die Gebühren sehr stark. Für eine grobe Schätzung kann man eine Größenordnung von 1.000 € für ein BHKW annehmen.

Lukrativ ist der Bonus, wenn die Einhaltung des Grenzwertes ohne Wirkungsgradverluste der BHKW möglich ist. Für Maßnahmen zur Ertüchtigung oder Nachrüstung des BHKW könnten pro 100 kW_{el} bis zu 29.000 € investiert werden, wenn man für Abschreibung eine Restlaufzeit des BHKW von 4 Jahren annimmt, einen Zinsansatz von 6 % unterstellt und den zusätzlichen Unterhalt mit 2 % ansetzt. Würde aber der Wirkungsgrad nur um

1,5 Prozentpunkte sinken, ist schon eine kostenfreie Motoranpassung für landwirtschaftliche Biogasanlagen unter 100 kW_{el} ökonomisch gesehen uninteressant. Für Anlagen mit Anspruch auf Gülle-Bonus liegt diese Grenze bei ca. 150 kW_{el}.

Am NawaRo-Bonus hat der Gesetzgeber deutliche Änderungen vorgenommen, die aber im Rahmen dieses Beitrags nicht detailliert zu diskutieren sind. Positiv ist, dass Pferdemist und Futterreste, die im landwirtschaftlichen Betrieb anfallen, **ab 2009** in NawaRo-Biogasanlagen eingesetzt werden dürfen. Konsequenz ist die Koppelung des Bonus an die gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers und das Vorhalten eines Gasverbrauchers für Störfälle bei Neuanlagen, die „nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftig“ sind. Fragwürdig ist die Einführung einer zusätzlichen Positivliste rein pflanzlicher Nebenprodukte, die zwar in Kombination mit NawaRo eingesetzt werden dürfen, für die aber kein Anspruch auf den Bonus besteht. Anhand standardisierter Stromerträge pro Tonne Frischmasse soll die auf jedes einzelne Nebenprodukt entfallende, nicht bonusfähige Stromerzeugung berechnet und durch ein Umweltgutachten nachgewiesen werden. Wie exakt die Ermittlung der Massen erfolgen muss, ist völlig unklar. Problematisch ist, dass einige Nebenprodukte als Bioabfälle eingestuft werden können. Mit dem Einsatz dieser Stoffe mutiert der Betreiber einer landwirtschaftlichen Biogasanlage zum Bioabfallbehandler, der in vollem Umfang den Regelungen der Bioabfallverordnung unterworfen ist.

Der NawaRo-Bonus steigt für alle Anlagen um 1,00 Cent/kWh_{el} bis einschließlich einer Leistung von 500 kW_{el}. Dies bringt bei der Vergärung von Mais-, Gras- oder Ganzpflanzensilage je nach Gasausbeute und elektrischem Wirkungsgrad des BHKW einen Mehrerlös von etwa drei bis fünf Euro je Tonne Silage; bei Getreide macht das rund 10 bis 14 Euro je Tonne aus.

Für Leistungen über 500 kW_{el} ist eine Anhebung des NawaRo-Bonus nicht vorgesehen. Damit vermindert sich mit zunehmender Anlagengröße die durchschnittliche Erhöhung des NawaRo-Bonus. Bei einer rechnerischen Anlagenleistung von 1 MW_{el} bleiben noch 0,50 Cent/kWh_{el}; für eine 5 MW_{el} Anlage sind es nur noch 0,10 Cent/kWh_{el}.

Den Gülle-Bonus erhalten Alt- und Neuanlagen zusätzlich zum NawaRo-Bonus, wenn der Anteil der Wirtschaftsdünger (Kot und Harn einschließlich Einstreu von Nutztieren) jederzeit mindestens 30 Masseprozent beträgt. Zu beachten ist, dass Pferdemist in der Regel nicht zu den Wirtschaftsdüngern von Nutztieren zählt und deshalb nicht angerechnet werden darf. Der Mindestanteil der Wirtschaftsdünger muss durch ein Umweltgutachten nachgewiesen werden. Wie bzw. wie genau die Masseermittlung der Wirtschaftsdünger und aller anderen Substrate zu erfolgen hat, ist derzeit noch nicht bekannt.

Die Bonushöhe beträgt 4,00 Cent/kWh_{el} für Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 150 kW_{el} und 1,00 Cent/kWh_{el} bis einschließlich 500 kW_{el}. Auch größere Anlagen können den Bonus anteilig erhalten. Der Wirtschaftsdüngeranteil muss aber trotzdem jederzeit mindestens 30 Masseprozent vom gesamten Substratinput betragen.

Der Bonus erhöht für Kleinanlagen den Wert von Rinder- oder Schweinegülle mit 8 bzw. 6 % TM um rund 2 € pro Tonne. Der Gülle-Bonus ist aber nicht nur für kleine dezentrale Anlagen ökonomisch interessant, wie Tabelle 1 zeigt, und könnte dazu beitragen, den Gülleeinsatz in der Biogasproduktion deutlich zu erhöhen.

Tab. 1: Notwendige Güllemasse und Gülle-Bonus in Abhängigkeit von der BHKW-Leistung

Wirkungs- grad η_{el}	Leistung		Ganzpflanzensilagen und		Getreide und		Gülle- Bonus
	installiert	anrechenbar	Rinder- gülle 35 Gew.%	Schweine- gülle 35 Gew.%	Rinder- gülle 35 Gew.%	Schweine- gülle 35 Gew.%	
%	kW _{el}	kW _{el}	t/Jahr	t/Jahr	t/Jahr	t/Jahr	€
30	50	43	620	627	195	196	15.000
32	100	86	1.162	1.176	366	367	30.000
33	150	128	1.690	1.711	532	534	45.000
34	200	171	2.188	2.214	689	691	54.420
36	300	257	3.099	3.136	975	979	61.920
37	400	342	4.020	4.068	1.265	1.270	69.420
38	500	428	4.893	4.952	1.540	1.546	76.920
39	600	514	5.721	5.790	1.801	1.808	83.220

Annahmen: Rindergülle (8 % TM): 23,8 m³/t FM, 55,0 % CH₄
 Schweinegülle (5 % TM): 17,9 m³/t FM, 60,0 % CH₄
 Getreide (87 % TM): 640 m³/t FM, 52,8 % CH₄
 Ø Silagen: 192,0 m³/t FM, 52,9 % CH₄
 7.500 Volllaststunden

Wie viel Gülle man für eine bestimmte Anlagenleistung einsetzen muss, hängt von den Gasausbeuten der Substrate und dem elektrischen Wirkungsgrad des BHKW ab. Eine kleine Biogasanlage mit einer installierten Leistung von 50 kW_{el} braucht neben knapp 1.200 t Silage rund 625 t Gülle, wenn man die Güllegrenze nicht ganz ausreizen will und fünf Prozent Sicherheitszuschlag einkalkuliert. Bezogen auf die eingesetzte Gülle beträgt der Bonus ca. 24 €/t. Eine Anlage mit 600 kW installierter elektrischer Leistung, die die rechnerische Leistungsgrenze von 500 kW_{el} nach EEG ausreizt, müsste bei einem deutlich besseren Wirkungsgrad und sonst gleichen Annahmen rund 5.800 t durch die Anlage schleusen. Reduziert man den Sicherheitszuschlag auf ein Prozent, sind es ca. 900 t weniger. Der Gülleeinsatz wird mit 14 bis 17 €/t Gülle honoriert. Eine zunehmende Energiedichte im Kosubstrat mindert den Güllebedarf bei gegebener Leistung. Würden beispielsweise nur Gülle und Getreidekörner vergoren, reichen der Kleinanlage rund 200 t Gülle, um den Bonus zu bekommen; die große Anlage braucht nur noch rund 1.800 t bzw. 1.500 t Gülle, falls man den Sicherheitszuschlag absenkt. Die Zusatzeinnahmen dürfen aber keinesfalls als Gewinn interpretiert werden. Dem Mehrerlös stehen zusätzliche Kosten für den Gülletransport, ein größeres Fermentervolumen und zusätzlichen Gärrestlagerraum gegenüber. Wie viel unter dem Strich übrig bleibt, lässt sich nur im Einzelfall zutreffend abschätzen (siehe Tabelle 3).

Der Landschaftspflege-Bonus in Höhe um 2,00 Cent/kWh_{el} wird zusätzlich zum NawaRo-Bonus bezahlt bis einschließlich einer Leistung von 500 kW_{el}. Bedingung ist, dass zur Stromerzeugung überwiegend (mehr als 50 Prozent) Pflanzen oder Pflanzenbestandteile eingesetzt werden, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen. Nachzuweisen ist die Mindesteinsatzmenge durch ein Umweltgutachten. Was im Einzelfall unter Landschaftspflegematerial zu subsumieren ist, wird noch zu lebhaften Diskussionen führen. Landschaftspflege ist ein offener Begriff. Kann beispielsweise der Aufwuchs von Flughäfen, Golfplätzen oder von Flächen, die am bayerischen Vertragsnaturschutzpro-

gramm teilnehmen, Landschaftspflegematerial sein? Darf nur „klassisches“ Landschaftspflegematerial (überständiges, verholztes Pflanzenmaterial) eingesetzt werden, muss man den Bonus als „Schmerzensgeld“ betrachten. Nicht jeder Anlagentyp ist für diese Materialien geeignet. Auf Grund der meist geringen Gasausbeuten, wird zum einen deutlich mehr Substrat für eine bestimmte Leistung benötigt. Zum anderen erfordert das Material vor dem Eintrag eine sorgfältige Zerkleinerung, im Fermenter eventuell längere Rührphasen sowie längere Verweilzeiten (=größeres Fermentervolumen) und zu guter Letzt fällt deutlich mehr Gärrest an, der gelagert und ausgebracht sein will. Nicht immer wird das Schmerzensgeld reichen die höheren Investitions- und Betriebskosten zu decken.

Der KWK-Bonus wird von 2,00 auf 3,00 Cent/kWh_{el} angehoben. Ziel ist es, die Effizienz der Biogaserzeugung durch einen weiteren Ausbau der energetisch sinnvollen Wärmenutzung zu steigern. Den Bonus gibt es grundsätzlich nur für den Stromanteil, der unmittelbar als Nebenprodukt der Erzeugung der Wärme anfällt, die nachweislich energetisch sinnvoll genutzt wird (Umweltgutachten). Energetisch sinnvoll ist die Wärmenutzung, wenn sie „nachweislich fossile Energieträger in einem mit dem Umfang der fossilen Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt und die Mehrkosten, die durch die Wärmebereitstellung entstehen, nachweisbar sind und mindestens 100 Euro pro Kilowatt Wärmeleistung betragen“. Neben dieser eher allgemein gehaltenen Definition, wird die Wärmenutzung über eine Positiv- und eine Negativliste konkretisiert. Warum im parlamentarischen Verfahren die Abwärmenutzung „zur Aufbereitung von Gärresten zum Zweck der Düngemittelherstellung“ ohne jegliches Effizienzkriterium in die Positivliste aufgenommen wurde, ist rätselhaft und fachlich nicht zu rechtfertigen. Die Negativliste stellt u. a. klar, dass die Abwärmenutzung zur Stromerzeugung nicht zum Bezug des KWK-Bonus berechtigt. Die Wärmenutzung zur Trocknung von Scheitholz, Hackschnitzeln oder anderer biogener Rohstoffe zur Nutzung als Brennstoff für die Verbrennung, wurde aus der Negativliste wieder gestrichen. Insgesamt gesehen, wird die inferiore Wärmenutzung durch Regelungen nicht so wirkungsvoll eingeschränkt, wie ursprünglich geplant.

Auch Altanlagen können in den Genuss des neuen KWK-Bonus kommen, wenn sie die Voraussetzungen erfüllen.

Der Technologie-Bonus hat vergleichsweise wenige aber bedeutsame Veränderungen erfahren. Die Trockenfermentation wurde aus der Liste der „innovativen“ Anlagentechniken gestrichen. Verfahren zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität haben zukünftig die Einhaltung von Grenzwerte nachzuweisen: Die Methanemissionen sind wegen der besonderen Klimarelevanz auf maximal 0,5 Prozent begrenzt und der Stromverbrauch darf 0,5 kWh pro Normkubikmeter Rohgas nicht überschreiten. Die Prozesswärme für die Biogasproduktion und -aufbereitung muss zukünftig nachweislich aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage stammen. Die Anlagenleistung ist auf 700 Nm³ aufbereitetes Rohgas pro Stunde begrenzt. Die anderen „innovativen“ Anlagentechniken müssen zukünftig nicht mehr „auch in Kraft-Wärmekopplung“ betrieben werden, wenn ein elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 45 Prozent erreicht wird. In der Gesetzesbegründung wird klargestellt, dass „der Technologiebonus nur auf den Teil des Stroms, der in den genannten, also innovativen, Verfahren erzeugt wird“, entfällt.

Die Degression der Vergütungssätze für Neuanlagen hat der Gesetzgeber neu geregelt. Ab dem 01. Januar 2010 sinken die Vergütungen und die Boni jährlich für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um 1,0 Prozent. Die im Jahr der Inbetriebnahme gültigen Vergütungen und Boni sind wie bisher für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme zu bezahlen. Der Degressionsatz sinkt damit zwar von

bisher 1,5 auf 1,0 Prozent, dafür werden aber, anders als in der bisher geltenden Regelung, alle Boni in die Degressionsregel einbezogen. Die neue Regelung stellt landwirtschaftliche Biogasanlagen schlechter. Nimmt beispielsweise eine NawaRo-Biogasanlage mit 500 kW_{el} - aus Vereinfachungsgründen ohne Wärmenutzung und andere Boni gerechnet - im Jahr 2011 den Betrieb auf und speist 3.500 MWh_{el} pro Jahr in das Netz ein, erhält sie nach der neuen Degressionsregelung eine Vergütung von 16,78 Ct kWh_{el}. Nach der bisherigen Regelung wäre die Vergütung um 0,03 Cent/kWh_{el} oder gut 1.000 Euro/Jahr höher. Hätte diese Anlage auch Anspruch auf den Gülle-Bonus verliert sie mit der neuen Regelung knapp 2.500 €/Jahr.

3 Ökonomische Bewertung

In diesem Jahr verhagelt der Substratpreisschock aus dem Jahr 2007 die Bilanzen. Im Jahr 2009 dürfen die Anlagenbetreiber auf Grund der in diesem Jahr moderaten Rohstoffpreise und der Anhebung des NawaRo-Bonus mit einem deutlich besseren Betriebsergebnis rechnen. Für Biogasanlagen, die auf die Vergärung von Getreide gesetzt haben, bleibt die Situation aber trotz des Einbruchs der Getreidepreise und der Mehreinnahmen aus dem Stromverkauf kritisch. Insgesamt liegen die Stromerlöse aus dem NawaRo-Bonus je nach Gasausbeute und elektrischem Wirkungsgrad des BHKW zwischen ca. 70 und 100 € pro Tonne Getreide. Damit lassen sich die Beschaffungskosten für Getreide nicht decken. Diese Anlagen werden trotz der Anhebung des NawaRo-Bonus ohne Umrüstung auf ein breiteres Substratspektrum kaum nachhaltig wirtschaftlich zu betreiben sein. Die Situation der Biogasanlagen, die überwiegend Silagen einsetzen, ist deutlich besser. Der Erlös aus dem NawaRo-Bonus liegt in einer Größenordnung von 23 bis 32 € pro Tonne Silage guter Qualität. Maissilage, das wichtigste Substrat der Biogaserzeugung, kann derzeit in diesem Preiskorridor frei Kante Fermenter bereitgestellt werden (siehe Kasten). Auf längere Sicht werden Getreide-bzw. die Agrarrohstoffpreise nachhaltig steigen.

Wie kommen Substratkosten von 30 Euro zustande?

Unter der Annahme deutlich gesunkener Getreidepreise im Vergleich zum vergangenen Jahr und höherer Düngemittelpreise, kann man in diesem Jahr - mit durchschnittlichen bayerischen Erträgen gerechnet - von einem mittleren Deckungsbeitrag von rund 300 €/ha ausgehen. Die Produktionskosten für Silomais stehend ab Feld liegen in einer Größenordnung von ca. 650 €/ha (netto) mit Gärrestdüngung, rein mineralisch gedüngt sind netto etwa 950 Euro zu veranschlagen. D. h. pro Hektar Mais sollten mindestens 950 Euro Erlöst werden, sonst ist der Maisanbau für die Biogaserzeugung nicht wettbewerbsfähig. Für die Biogasanlage bedeutet das Kosten in Höhe von rund 19 €/t Frischmasse (FM) bei einem mittleren Ertrag von 50 t FM. Natürlich sieht diese Rechnung für jeden Standort anders aus. Die Ertragsrelationen sind regional sehr unterschiedlich. Wer es für seine Region genauer wissen möchte, kann unter <http://www.lfl.bayern.de/ilb/db/> mit eigenen Daten kalkulieren. Rechnet man ganz grob mit 8 €/t FM für alle weiteren Verfahrensschritte von der Ernte bis zum Feststoffeintrag, ergeben sich einschließlich der Silierverluste (~10 %) Gesamtkosten in Höhe von 30 Euro pro Tonne Silage frei Feststoffeintrag. Rein mineralisch gedüngt, würde Maissilage unter sonst gleichen Annahmen in diesem Jahr mit rund 37 €/t zu Buche schlagen.

Der neue Gülle-Bonus könnte die Ausrichtung der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung verändern. Hat bisher der Technologiebonus für die heftig umstrittene „Trockenfermentation“ eher dafür gesorgt, Gülle von den Biogasanlagen fernzuhalten, wird jetzt Wirtschaftsdünger zu einem interessanten Rohstoff. Wer bei den längerfristig erwarteten, besser gesagt, befürchteten Substratpreisen eine Biogasanlage erfolgreich betreiben will, braucht entweder erhebliche Überschüsse aus einer effizienten Wärmenutzung oder den Gülle-Bonus. Am besten beides. Auch „Trockenfermentationsanlagen“ werden - sofern es die Anlagentechnik erlaubt – versuchen, 30 % Wirtschaftsdünger in Form von Mist zu ergattern oder, wenn Gülle verfügbar ist, genau rechnen und sich die Gewissensfrage stellen: Alter Technologie- oder neuer Gülle-Bonus?

Einen Überblick über die Wirtschaftlichkeit der Biogaserzeugung mit Gülle geben die Musterkalkulationen in der Tabelle 3. Die Leistungen sind vorsichtig angesetzt und sollten im konkreten Anlagenbetrieb erreichbar sein. Die Kosten bewegen sich eher im gehobenen Bereich. Für alle Anlagen ist unterstellt, dass 3.200 l Heizöl für die Wohnhausbeheizung zu substituieren sind und 10 Prozent der verwertbaren thermischen Energie mit einem Überschuss (Erlöse nach Abzug aller Kosten) von zwei Cent pro Kilowattstunde Wärmeenergie verkauft werden können. Die Bereitstellungskosten der Silage frei Feststoffeintrag sollen im Durchschnitt 38 €/t betragen. Die mittelfristig zu erwartende Verteuerung der Substrate ist damit in die Kalkulation bereits eingepreist. Die Gülletransportkosten sind mit 6 €/t großzügig kalkuliert.

Auf den ersten Blick ernüchternd ist das Ergebnis der kleinen Anlagen mit 50 kW_{el}, die bei spezifischen Anschaffungskosten von 4.300 €/kW_{el} unter dem Strich im Prinzip nur einen Unternehmergewinn von rund 2.500 Euro erreichen. Die Kapitalrenditen liegen bei ca. acht Prozent. Übersehen werden darf nicht, dass in der Berechnung des Unternehmergewinns die Arbeitskosten für die Betreuung und Wartung der Anlage mit 400 Stunden à 20 Euro bereits eingepreist sind. Ist der elektrische Wirkungsgrad des BHKW nur um einen Prozentpunkt höher, verbessert sich der Unternehmergewinn unter sonst gleichen Annahmen um knapp 2.500 Euro. Die Kapitalrenditen steigen auf ca. 11 Prozent.

Tab. 2: Substrate und Gasausbeuten

Substrate	TM %	oTM %	l/kg oTM	m ³ /t FM	Methan %
Rindergülle	8,0	85,0	350	23,8	55,0
Schweinegülle	5,0	85,0	420	17,9	60,0
Futterreste	34,0	92,5	520	163,5	53,3
Maissilage	33,0	96,0	630	199,5	52,5
Grassilage	35,0	89,2	598	186,8	54,1
sonstige GPS	35,3	93,0	587	193,1	52,9

Die beiden Biogasanlagen mit 150 kW_{el} nutzen den Gülle-Bonus besser aus. Der höhere elektrische Wirkungsgrad und die geringeren spezifischen Anschaffungskosten tragen dazu bei, den kalkulierten Unternehmergewinn auf etwa 20.000 Euro zu steigern. Die Kapitalrendite beträgt ca. 13 Prozent. Auch hier könnte der BHKW-Wirkungsgrad durchaus um einen Prozentpunkt besser sein. Der Unternehmergewinn stiege dann um knapp 7.000 Euro; die Rendite um rund 2,5 Prozent. Die größeren Anlagen müssen sich in der Beispielskalkulation mit Renditen zwischen sieben und acht Prozent zufrieden geben. Der Unternehmergewinn liegt, je nachdem wie viel Gülle transportiert werden muss, zwischen 8.300 und 18.200 Euro. Auch hier eine kleine Sensitivitätsanalyse: Verändert sich der

Wirkungsgrad um einen Prozentpunkt verbessert oder verschlechtert sich das Betriebsergebnis um 15.000 Euro. Eine Steigerung der Gasausbeute um ein Prozent bringt unter dem Strich knapp 5.600 Euro. Würden die Anlagen auf den Gülleeinsatz verzichten, wären sie bei Substratpreisen von 38 Euro pro Tonne nicht wirtschaftlich zu betreiben. Ohne die Einnahmen aus dem Gülle-Bonus dürfte das Substrat nur 30 Euro pro Tonne kosten, wenn ein Unternehmergewinn von ca. 18.000 Euro erzielt werden soll.

Tab. 3: Musterkalkulation für Biogasanlagen unterschiedlicher Leistung mit Gülle

		50 kW _{el}		150 kW _{el}		500 kW _{el}	
Substrate	Rindergülle	1.600 t		4.000 t		4.300 t	
	Schweinegülle		2.400 t		3.000 t		4.300 t
	Futterreste	44 t		55 t			
	Maissilage	540 t	540 t	1.170 t	2.250 t	5.000 t	5.450 t
	Grassilage	350 t	250 t	1.000 t	550 t	1.000 t	1.000 t
	andere Ganzpflanzensilagen		90 t	545 t	128 t	3.124 t	1.000 t
Gülleanteil		63%	73%	59%	51%	32%	32%
Gasertrag (Annahmen siehe Tabelle 2)		m ³ N		m ³ N		m ³ N	
Bruttoenergieerzeugung		218.305	214.547	629.528	629.723	1.889.599	1.884.039
Energiegehalt Substrat		kWh/m ³		kWh/m ³		kWh/m ³	
		5,34	5,44	5,34	5,34	5,29	5,31
Verwertbare thermische Energie		kWh/Jahr		kWh/Jahr		kWh/Jahr	
		447.994	448.000	1.264.727	1.264.727	3.360.000	3.360.000
Ø Volllastbetrieb		Std./Jahr		Std./Jahr		Std./Jahr	
		7.000	7.000	7.400	7.400	7.600	7.600
erzeugte elektrische Energie:		kWh/Jahr		kWh/Jahr		kWh/Jahr	
Gas-BHKW		349.995	350.000	1.109.999	1.110.000	3.800.000	3.800.000
Ø Wirkungsgrad _{el}		30,0%	30,0%	33,0%	33,0%	38,0%	38,0%
abzüglich Transformationsverluste 1,0%		kWh/Jahr		kWh/Jahr		kWh/Jahr	
		3.500	3.500	11.100	11.100	38.000	38.000
Eingespeiste elektrische Energie		kWh/Jahr		kWh/Jahr		kWh/Jahr	
		346.495	346.500	1.098.899	1.098.900	3.762.000	3.762.000
Einnahmen		Wirtschaftsjahr		Wirtschaftsjahr		Wirtschaftsjahr	
Stromverkauf		2009	2009	2009	2009	2009	2009
Grundvergütung		40.436	40.437	128.242	128.242	378.070	378.070
NawaRo-Bonus		24.255	24.255	76.923	76.923	263.340	263.340
Gülle-Bonus		13.860	13.860	43.956	43.956	77.040	77.040
KWK-Bonus		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		1.440	1.440	3.338	3.338	9.989	9.989
Wärmeverkauf		kWh		kWh		kWh	
		44.799	44.800	126.473	126.473	336.000	336.000
Wärmeerlös abz. -kosten 2,00 Ct/kWh _{therm}		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		896	896	2.529	2.529	6.720	6.720
Wärmenutzung		kWh		kWh		kWh	
		32.000	32.000	32.000	32.000	32.000	32.000
Wärmeerlös abz. -kosten 8,00 Ct/kWh _{therm}		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		2.560	2.560	2.560	2.560	2.560	2.560
Summe Erlöse		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		83.446	83.448	257.548	257.548	737.719	737.719
Spezifische Anschaffungskosten		€/kW _{el}		€/kW _{el}		€/kW _{el}	
		4.300	4.300	3.800	3.800	3.300	3.300
Fermenternutzvolumen		m ³		m ³		m ³	
		800	800	1.800	1.800	3.600	3.600
Raumbelastung		kg oTM/(m ³ *d)		kg oTM/(m ³ *d)		kg oTM/(m ³ *d)	
		1,38	1,30	1,75	1,60	2,45	2,38
Verweilzeit		Tage		Tage		Tage	
		115	89	97	111	98	97
Bau und Technik		€		€		€	
		158.261	158.261	451.935	451.935	1.386.440	1.386.440
BHKW		€		€		€	
		56.739	56.739	118.065	118.065	263.560	263.560
Anschaffungskosten		€		€		€	
		215.000	215.000	570.000	570.000	1.650.000	1.650.000
Geschätzte Jahreskosten		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
Abschreibung:		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
Bau/ langlebige Güter 65,0% 20,0 Jahre		5.143	5.143	14.688	14.688	45.059	45.059
Technik 35,0% 8,0 Jahre		6.924	6.924	19.772	19.772	60.657	60.657
BHKW 6,0 Jahre		8.106	8.106	16.866	16.866	37.651	37.651
Ø Zinsansatz 5,00 %		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		6.457	6.457	17.123	17.123	49.574	49.574
Versicherung 0,5 %		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		1.075	1.075	2.850	2.850	8.250	8.250
Sonstige Kosten (z.B.: Umweltgutachten, BF, ...)		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		1.000	1.000	3.000	3.000	10.000	10.000
Pacht Betriebsgrundstück		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		0	0	1.000	1.000	3.000	3.000
Reparaturen/Wartung:		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
Bau 1,5 %		1.543	1.543	4.406	4.406	13.518	13.518
Technik 5,0 %		2.770	2.770	7.909	7.909	24.263	24.263
BHKW		Ct/kWh _{el}		Ct/kWh _{el}		Ct/kWh _{el}	
		0,90	0,90	1,20	1,20	1,20	1,20
		3.150	3.150	13.320	13.320	45.600	45.600
Arbeitszeitbedarf		Std./Jahr		Std./Jahr		Std./Jahr	
		400	400	600	600	1.200	1.200
Lohnkosten/-ansatz 20,00 €/Std		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		8.000	8.000	12.000	12.000	24.000	24.000
elektrische Prozessenergie 6,0%		kWh/Jahr		kWh/Jahr		kWh/Jahr	
		21.000	21.000	66.600	66.600	228.000	228.000
Zukaufspreis 14,00 Ct/kWh		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		2.940	2.940	9.324	9.324	31.920	31.920
Gesamtsumme Jahreskosten Biogasanlage		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		47.108	47.108	122.259	122.259	353.492	353.492
NawaRo-Kosten frei Fermenter		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
Silagen Ø 38,00 €/t FM		33.814	33.424	103.162	111.253	346.705	350.083
Fremdgülle		t/Jahr		t/Jahr		t/Jahr	
		0	0	2.000	600	3.225	4.300
Transport Fremdgülle 6,00 €/t FM		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		0	0	12.000	3.600	19.350	25.800
Substratkosten		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		33.814	33.424	115.162	114.853	366.055	375.883
(Unternehmer-) Gewinnerwartung		€/Jahr		€/Jahr		€/Jahr	
		2.524	2.915	20.127	20.437	18.172	8.344

Tierhaltung und Biogas - Herausforderung und Chance für die Landwirtschaft

Andreas Gronauer, Mathias Effenberger, Rainer Kissel und Hans Bachmaier
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung,
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising

Zusammenfassung

Die durchschnittliche Leistungskapazität landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Bayern stieg seit 2002 um mehr als das 6-fache an. Die ab 2009 in Kraft tretende Novelle des EEG lässt insbesondere durch den „Gülle-Bonus“ einen weiteren Zuwachs erwarten. Je nach Standort- und Betriebsbedingungen werden sich unterschiedliche Konzepte (Eigenanlage, Gemeinschaftsanlage, Erweiterung bestehender Anlagen, Steigerung der Auslastung einer bestehenden Anlage, Ersatz von nachwachsenden Rohstoffen durch Wirtschaftsdünger) herausbilden. Dabei werden die großen stofflichen Unterschiede der Wirtschaftsdünger entscheidenden Einfluss auf die Verfahrenstechnik, die Ökonomie und die Umweltverträglichkeit, insbesondere den Klimaschutz nehmen.

Durch die Vermeidung von Methanemissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung und die Substitution von Strom durch den Wirtschaftsdüngereinsatz in der Biogasproduktion ergibt sich insgesamt ein Minderungspotenzial von ca. 4 % der durch den bayerischen Gesamtenergieverbrauch bedingten CO₂-Emissionen. Die Klimabilanz lässt sich optimieren, wenn der Anteil von Wirtschaftsdüngern an der „Futtermittelration“ erhöht wird, die Biogasanlage eine sinnvolle Wärmenutzung aufweist sowie die Technik und der Betrieb direkte Methanemissionen (Überdrucksicherung, Gärrestlager) vermeiden.

Die Variation verschiedener Substrate in Kombination mit Rindergülle zeigt unter ökonomischen Gesichtspunkten, dass bei Betrachtung der gesamten anfallenden Kosten Rindergülleanteile von ca. 40 % die besten Ergebnisse erzielen.

Drei Fallbeispiele zeigen, dass in der Praxis mit in Kraft treten der Novelle des EEG, insbesondere durch den „Gülle-Bonus“ eine betriebswirtschaftliche Optimierung auf bestehenden Anlagen anzuraten ist.

1 Einleitung

Die Biogastechnologie in Deutschland nahm ihren Ausgang in der Abwasserbehandlung. 1910 begann in Deutschland der Klärtechniker Imhoff mit dem Bau anaerober, zweistöckiger Abwassereinigungsanlagen. Während des Zweiten Weltkriegs wurde in Deutschland versucht, die Gasproduktion mit organischen landwirtschaftlichen Abfallstoffen zu erhöhen, also Verfahren anzuwenden, die wir heute als Kofermentation bezeichnen. Erst in der Nachkriegszeit wurde die Landwirtschaft als potenzieller Lieferant für Biogas entdeckt.

Die erste landwirtschaftliche Biogasanlage wurde 1948 im Odenwald errichtet. Die erste größere landwirtschaftliche Biogasanlage ging 1950 in Allerhoop bei Celle/Niedersachsen nach dem System Schmidt-Eggersglüss in Betrieb. Nach der Ölkrise 1972 begann eine zweite Biogas-Bewegung. 1980 waren in Bayern 15 und in Baden-Württemberg 10 Anlagen in Betrieb. Diese Anlagen waren meist als Speicher- oder Wechselbehälteranlagen ausgeführt (Abb. 1).

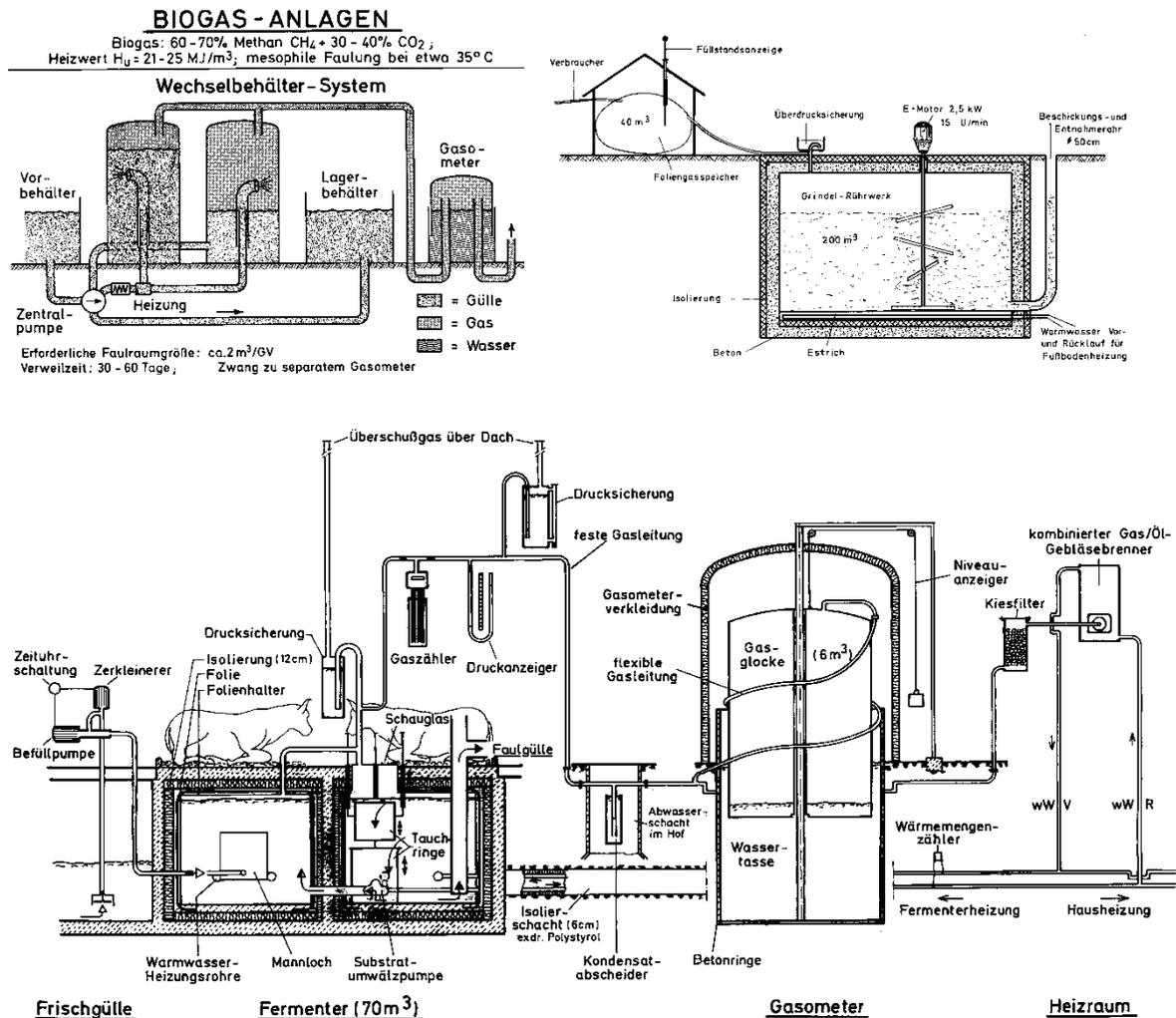


Abb. 1: Landwirtschaftliche Biogasanlagen – Stand 80er Jahre (WENNER, 1980; SCHULZ UND MITTERLEITNER, 1989)

Von 1980 bis 1985 wurden vermehrt Anlagen gebaut, so dass gegen Ende dieser Periode im gesamten damaligen Bundesgebiet 75 Anlagen erfasst werden konnten. In dieser Zeit fanden bereits häufig Durchflussanlagen Eingang in die Praxis.

Ein dritter Aufschwung für die landwirtschaftliche Biogasproduktion begann Anfang der 90er Jahre durch die gesetzliche Regelung der Einspeisevergütung für Strom aus Biogas, unterstützt durch die Rahmenbedingungen des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes. Durch die Novellierung des Stromeinspeisegesetzes im Jahr 2000 in Form des "Erneuerbare Energien Gesetzes" (EEG) entwickelte sich ein Aufschwung, der durch den in der Novelle 2004 eingeführten „NawaRo-Bonus“ weiter verstärkt wurde (Abb. 2).

1988 wurden in Bayern 45 Biogasanlagen betrieben (SCHULZ UND MITTERLEITNER, 1989). Jedoch verfügten nur drei dieser Anlagen über eine Stromerzeugung. Dabei betrug die gesamte installierte elektrische Anschlussleistung nicht mehr als 0,082 MW_{el.}. Die Stromproduktion wurde in dieser Zeit zudem nur saisonal betrieben. Ca. 95% des erzeugten Biogases wurden mittels Gebläsebrennern und Gasthermen ausschließlich zur Wärmeabgewinnung genutzt. 1997 existierten in Bayern schon 202 Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 7,9 MW_{el.}, 10 Jahre später bereits 1407 Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 335 MW (WILD ET AL., 2008).

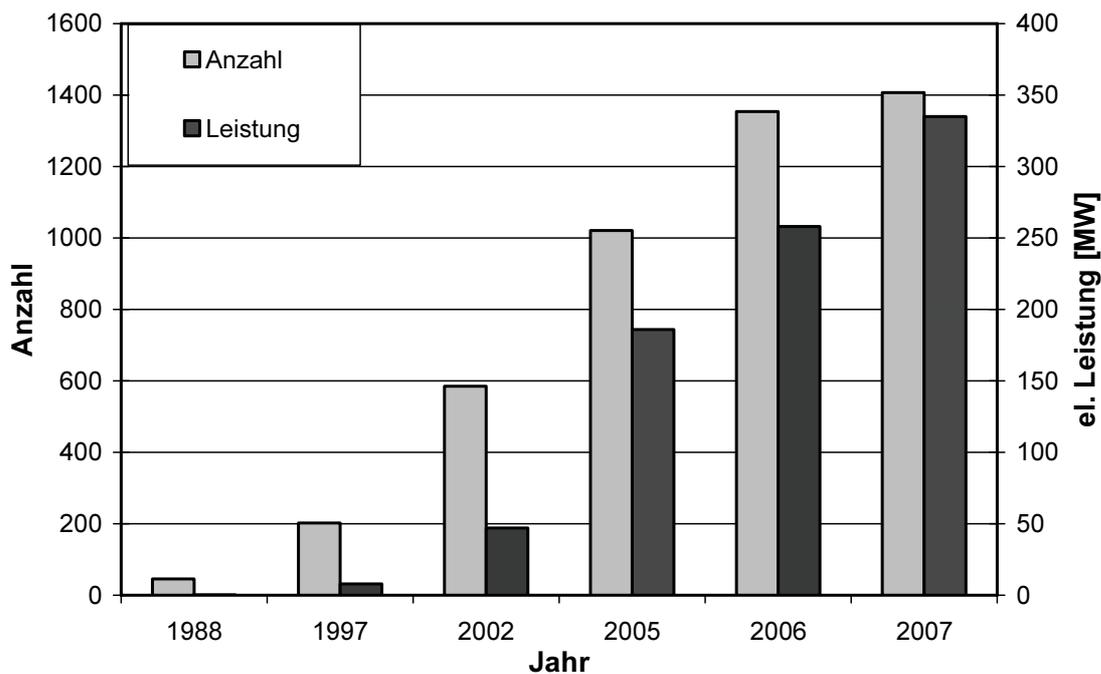


Abb. 2: Entwicklung der Biogasanlagen und deren installierter el. Leistung in Bayern (SCHULZ UND MITTERLEITNER, 1989; GRONAUER, 2004; WILD ET AL., 2008)

Landwirtschaftliche Biogasanlagen haben sich in den letzten 5 Jahren stark verändert. Die durchschnittliche Leistungskapazität stieg seit 2002 um mehr als das 6-fache an. Mit zunehmendem Einsatz nachwachsender Rohstoffe haben sich auch die Logistik der Substratbeschaffung, die Silagekapazitäten, die Fermentergrößen, die Anzahl der Behälter, die Gärrestlager und die Ausbringlogistik deutlich geändert. Ebenfalls sind die Ansprüche an die Sicherheitstechnik und den Umweltschutz deutlich gestiegen, so dass auch die Investitionen nicht nur mit der Anlagengröße, sondern auch pro kW installierter elektrischer

Leistung spürbar zugenommen haben. Für die Betreiber stellt die Volatilität der Preise für nachwachsende Rohstoffe zusätzliche ökonomische Herausforderungen dar.

2 Aktuelle Entwicklungen

2.1 Entwicklungen der Agrarpreise

Das Jahr 2007 war in der Biogasbranche, neben den Diskussionen um die 2. Novelle des EEG, vor allem durch die dramatisch gestiegenen Preise für nachwachsende Rohstoffe gekennzeichnet (Abb. 3).

Makroökonomische Prognosen zur Agrarmarktentwicklung gehen davon aus, dass in Zukunft zunehmend volatile Nachfrage-(Agrar)märkte Maßnahmen in der Landwirtschaft erfordern. Diese erstrecken sich vor allem auf eine erhöhte Flexibilität der Produktion und erhöhte verfahrenstechnische Schlagkraft (Präzisionslandwirtschaft, Flexibilität/Schlagkraft durch Landtechnik). Sofern sich Arbeitskräfte zunehmend verteuern, wird der Technischeinsatz in der Landwirtschaft entsprechend weiter steigen (BAHRS, 2008).

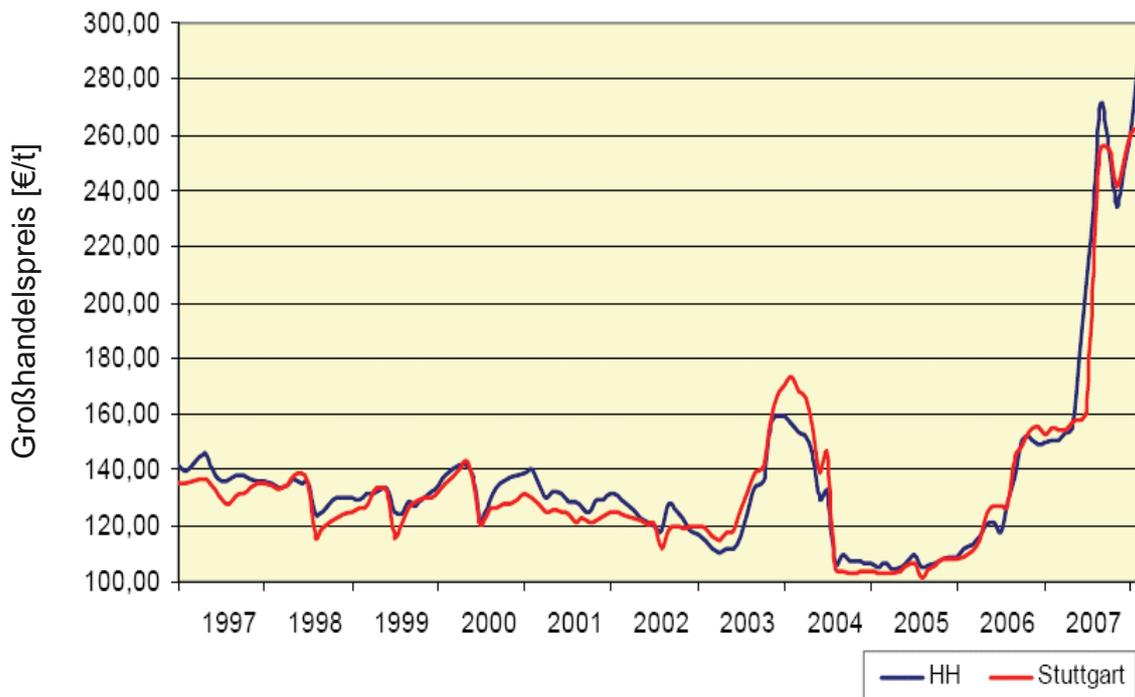


Abb. 3: Entwicklung der Großhandelspreise in €/t B-Weizen franko Mühle nach ZMP-Notierungen in Hamburg und Stuttgart (BAHRS, 2008)

Diese Entwicklungen hat unter anderem auch die Novelle des EEG, die am 01.01.2009 in Kraft treten wird, aufgegriffen. Im Wesentlichen sind hierbei die Erhöhung der Grund- und „NawaRo“-Vergütung zu nennen. Eine Besonderheit der Novelle stellt der „Gülle-Bonus“ dar, der unter Einhaltung der entsprechenden Bedingungen 4 € Cent/ kWh für die ersten 150 kWh elektrischer Leistung beträgt. Des Weiteren wurde die Vergütung für die Verwertung von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo-Bonus) angehoben.

2.2 Anforderungen durch den Klimaschutz

Der Hintergrund dieser Maßnahme liegt in der globalen Herausforderung des Klimaschutzes. Offen gelagerte Wirtschaftsdünger, mit vorgeschriebenen Lagerkapazitäten von mindestens 6 Monaten verursachen kontinuierliche Methanemissionen. Methan weist aber ein hohes Treibhausgaspotenzial (GWP) auf (GWP = 24). Für verschiedene Wirtschaftsdünger wurden sogenannte Methankonversionsfaktoren bestimmt (HEYER, 1994; DÖHLER ET AL., 2002). Anhand dieser Faktoren und unter der Annahme, dass in Bayern Rinder zu 60 % und Schweine zu 75 % in Flüssigmistsystemen gehalten werden, lassen sich die Methanemissionen aus den Wirtschaftsdüngern abschätzen (Tab. 1).

Tab. 1: Viehbestände, Methan- und CO₂-Äquivalent-Emissionspotenzial aus Wirtschaftsdüngern in Bayern (berechnet nach BAYERISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK UND DATENVERARBEITUNG, 2008 UND HEYER, 1994)

Tierart	GV in BY	Methanertragspotenzial Mio m ³ CH ₄	Emissionen aus Lagerung	
			Mio m ³ CH ₄	1.000 t CO ₂ - Äquivalent
Rinder	2.836.400	715	49	1.137
Schweine	637.785	234	20	450
Legehennen	12.057	14	1	23
Truthühner	11.218	13	1	21
Summe				1.631

Diese 1,6 Mio. t CO₂-Äquivalentemissionen entsprechen knapp 2 % der durch den bayerischen Gesamtenergieverbrauch bedingten CO₂-Emissionen.

2.3 Potenziale durch Wirtschaftsdüngerverwertung

Nach verschiedenen Schätzungen werden in den 2007 bestehenden Biogasanlagen 5,5 % der in Bayern anfallenden Rindergülle, 7,5% der Schweinegülle und 45% der Geflügelmiste verwertet. In Relation zu den in Bayern anfallenden Wirtschaftsdüngermengen ergibt sich, dass bislang nur rund 7% des verfügbaren Energiepotenzials ausgeschöpft werden (Tabelle 2).

Tab. 2: Viehbestände, pot. elektrische Leistung aus Wirtschaftsdüngern (Widü) und bisher erschlossene Anteile für die Biogasproduktion in Bayern (berechnet nach BAYERISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK UND DATENVERARBEITUNG, 2008)

Tierart	GV in BY	el. Leistung ¹ kW/GV	el. Arbeit GWh/a	bisher eingesetzter Widü-Anteil %	el. Arbeit GWh/a	Anteil am Potenzial
Rinder	2.836.400	0,11	2.733,16	5,5	150,3	5,5
Schweine	637.785	0,16	893,92	7,5	67,0	7,5
Legehennen	12.057	0,5	52,81	45,0	23,8	45
Truthühner	11.218	0,5	49,14	45,0	22,1	45
Summe	3.497.460		3.729		263	7,1

¹ Schätzwerte

Das gesamte elektrische Erzeugungspotenzial der Wirtschaftsdünger in Bayern beläuft sich auf rund 3,4 TWh pro Jahr entsprechend einer elektrischen Anschlussleistung von rund 425 MW bzw. 4,8 % des Strombedarfs Bayerns im Jahr 2007 (Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung 2008). Damit könnte mehr Energie bereitgestellt werden, als bis heute durch die Kofermentation von Abfällen, die Verwertung von Wirtschaftsdüngern und den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen zusammen, produziert wird (335 MW_{el.}). Für den Klimaschutz bedeutet dies eine weitere Reduzierung der CO₂-Äquivalentemissionen von 2,3 Mio. t pro Jahr. In der Summe würde sich ein Minderungspotenzial von über 8 % des CO₂-Ausstosses der bayerischen Strombereitstellung ergeben.

3 Wirtschaftsdünger in landwirtschaftlichen Biogasanlagen

Wirtschaftsdünger unterscheiden sich je nach Tierart und Haltungssystem sowohl hinsichtlich ihrer stofflichen Zusammensetzung, als auch ihres potenziellen Methan- bzw. Energieertrags und ihrer Umsetzbarkeit im anaeroben Abbauprozess (Tab. 3 und 4).

Der im Rahmen der Novelle des EEG festgelegte „Gülle-Bonus“ mit 30 Masseprozent (hervorgehobene Werte in Tab. 3 und Tab. 4) berücksichtigt diese spezifischen Unterschiede organischer Dünger nicht. So wird ein aufgrund des hohen Gasertragspotenzials wünschenswerter intensiver Einsatz von Geflügelmist allein schon durch seinen hohen Stickstoffgehalt und die damit verbundene Toxizität des gebildeten Ammonium-N im Biogasprozess, den hohen Trockenmassegehalt und den hohen Sandanteil begrenzt.

Tab. 3: Wirtschaftsdüngeranfall und Nährstofflieferung, berechnet nach BUNDSMINISTERIUM DER JUSTIZ (2007); WENDLAND ET AL. (2008)

	GV/Tier	Gülleanfall/a		Nährstoffgehalte kg/t bzw. m ³					Nährstofflieferung kg/ GV a				
		m ³ /Tier	m³/GV	N	NH ₄ -N	P ₂ O ₅	K ₂ O	MgO	N	NH ₄ -N	P ₂ O ₅	K ₂ O	MgO
Bullen u. Ochs	1,5	12,7	8,5	4	1,9	1,8	4,2	1	32	16,1	15,2	36	8,5
Milchkühe	1,2	24,7	20,6	4	1,7	1,4	5	1	72	35,0	28,8	103	21
Mast-schweine	0,16	3,0	18,8	3	2,3	2,1	2,2	1,3	60	43,1	39,4	41	24
Schweine unter 50 kg Lebendgew.	0,09	2	22,2	3	2,3	2,1	2,2	1,3	71	51,1	46,7	49	29
Zuchtsauen	0,3	5,4	18,0	3	2,3	2,3	2,2	1,3	59	41,4	41,4	40	23
Hühnermist (50 % TS)	0,0034	0,023	6,8	18	8,8	15	15,5	5,5	118	59,5	101,5	105	37,2

Tab. 4: Biogas- und Methanerträge ausgewählter Substrate (berechnet nach KEYMER, 2006)

Substrat	TS-Gehalt % der FM	oTS-Gehalt % TS	oTS-Gehalt % der FM	spez. Biogas- ertrag l /kg oTM	Biogas- ertrag Nm ³ /t FM	Methan- gehalt %	Methan- ertrag Nm ³ /t FM
Maissilage	35	96,0	34	599,6	201	52	105
Grassilage	40	87,5	35	572,3	200	55	110
Hähnchenmist	30	86,6	26	593,1	154	59	90
Rindergülle	9	85,0	7	280	20	55	11
Hühnergülle	15	75,0	11	500	56	65	37

Vor dem Hintergrund des „Gülle-Bonus“ stellt sich für viele Betriebe nun auch aus ökonomischer Sicht die Frage, anfallende Wirtschaftsdünger in einer Biogasanlage zu verwerten. Dabei gilt es, sowohl regionale, den Standort betreffende und betriebsspezifische Aspekte zu berücksichtigen.

In Gebieten mit bereits hoher Dichte an Biogasanlagen und starkem Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen ist zu prüfen, ob eine Nutzung von Wirtschaftsdüngern in bereits bestehenden Anlagen, deren Ausbau und eine überbetrieblich organisierte Gärrestverwertung einer einzelbetrieblichen Biogasanlage vorzuziehen ist (unter infrastrukturellen und ökonomischen Gesichtspunkten). Ebenso werden in Gebieten mit hoher Konzentration von Tierhaltungen überbetrieblich organisierte Gemeinschaftsbiogasanlagen Vorzüge gegenüber der Einzelhofanlage aufweisen. Insbesondere für Betriebe in Ortslage werden die Maßnahmen zum Immissionsschutz der Nachbarschaft zu höheren Aufwendungen führen. Für Betriebe in Einzellage bieten sich je nach Anteil an nachwachsenden Rohstoffen und Anlagengröße unterschiedliche Technisierungsgrade und Vergärungsverfahren an (Tab.5).

Für reine direkt an die Rinder- oder Schweinehaltung angeschlossene „Gülleanlagen“ (Größen unter 150 GV) wird sich die Nutzung des Güllelagers als Speicherbiogasanlage anbieten. Werden steigende Anteile an nachwachsenden Rohstoffen eingesetzt, wird aus Gründen der Energieeffizienz und der Methanemissionen aus dem Gärrest das Wechselbehälterverfahren die Speicheranlage ablösen und mit steigender Kofermentation von nachwachsenden Rohstoffen die Durchflussanlage mit Nachgärbehälter zu bevorzugen sein. Bei einem Anteil von mehr als 30 Masseprozent an nachwachsenden Rohstoffen und Verweilzeiten von unter 80 Tagen, wird zudem das geschlossene Endlager mit Gaserfassung notwendig werden, um Methanemissionen aus dem Gärrückstand zu vermeiden. In Abhängigkeit der betrieblichen Gegebenheiten (langfristige Verfügbarkeit von Energiepflanzen vorausgesetzt) wird eine Begrenzung der Produktion von nachwachsenden Rohstoffen auf Eigen- bzw. Pachtflächen in Erwägung zu ziehen sein. Eine Übersicht über die verschiedenen Biogasverfahren gibt Tabelle 5.

Tab. 5: Überblick über verschiedene Vergärungsverfahren

Art der Beschickung	Ablauf des Verfahrens	Bemerkungen
Speicher- verfahren	<p>Vg F.1 Beginn</p> <p>oder</p> <p>Vg F.1 Ende</p>	Fermenter = Lagerbehälter, keine kontinuierliche Gasproduktion, hohe Verweilzeit, mittlere Faulraumeffizienz, hohe Behältervolumina
Wechsel- behälter- verfahren	<p>Vg F.1 F.2 Lb Fermentation Behälter 2</p> <p>Vg F.1 F.2 Lb Fermentation Behälter 1</p> <p>Vg F.1 F.2 Lb Fermentation Behälter 1</p>	Überlagerung von mind. 2 absätzig beschickten Fermentern, kontinuierlichere Gasproduktion als bei Batch, gesicherte Verweilzeit, geringe Faulraumeffizienz
Durchfluss- verfahren	<p>Vg F.1 Lb</p>	Kontinuierlicher Substratfluss, gleichmäßige Gasproduktion, keine gesicherte Verweilzeit, hohe Faulraumeffizienz
Durchfluss- Speicher- verfahren	<p>Vg F.1 Lb</p>	Fermenter im Durchfluss, gleichmäßige Gasproduktion, keine gesicherte Verweilzeit, hohe Faulraumeffizienz

Vg: Vorgrube; F.₁: Fermenter 1; F.₂: Fermenter 2; Lb: Lagerbehälter

3.1 Einflussfaktoren auf einzelbetriebliche Biogasanlagen am Beispiel eines Milchviehbetriebs

Im Folgenden werden beispielhaft die Auswirkungen eines abnehmenden Anteils von nachwachsenden Rohstoffen auf einzelne Betriebsparameter einer Biogasanlage betrachtet, die an einen Betrieb mit 100 GV Milchviehhaltung angeschlossen ist. Dabei besteht die Mischung der zuzugebenden Feststoffe zu 50 % aus Maissilage, zu 30 % aus GPS und zu 20 % aus Grassilage. Für das jährliche Gülleaufkommen werden 1.900 m³ zugrunde gelegt (feste Güllemenge, variable Menge nachwachsende Rohstoffe). In Abbildung 4 wird der Effekt auf die substratspezifischen Kosten und Erlöse näher betrachtet.

Zu Grunde gelegt wurden durchschnittliche Aufwendungen von 39,- € für die Produktion einer Tonne Frischmasse nachwachsender Rohstoffe „frei Kante Fermenter“ (Keymer, 2008). Für den Wirtschaftsdünger wurde von keinen zusätzlichen Kosten ausgegangen. Die Anlagenleistung wurde auf 150 kW_{el.} limitiert, da der Gülle-Bonus von 4 Cent nur bis zu dieser Kapazität gewährt wird. Ab 150 kW_{el.} bis 500 kW_{el.} beträgt der Gülle-Bonus nur noch 1 Cent, weshalb die Auswirkungen auf die Erlöse durch den Gülleeinsatz weitaus weniger stark zu Buche schlagen.

Die Berechnungen wurden auf jährlicher Basis ohne Berücksichtigung des KWK Bonus durchgeführt, da dieser in allen Fällen künftig 3 Cent beträgt, unabhängig vom Anteil des Wirtschaftsdüngers. Für die Berechnungen wurde ein elektrischer Wirkungsgrad des BHKW von 33 % unterstellt. Eine Verwertung der Wärme wurde in den Berechnungen nicht berücksichtigt.

Die güllelose Variante weist die höchsten substratbezogenen Erlöse und Kosten auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass jährlich ca. 3.500 t kostenintensive nachwachsende Rohstoffe mit einem hohen Energieinhalt zugegeben werden. Reduziert sich die Menge nachwachsender Rohstoffe um rund 250 t und werden zusätzlich 1.900 m³ Milchviehgülle zugegeben, ist die Anlage bei gleicher Leistung berechtigt, den Gülle-Bonus in Anspruch zu nehmen. Die Differenz zwischen Erlösen und Kosten pro t Substrat fällt deshalb trotz einer Steigerung der Zugabemenge von 3.500 auf 5.200 t höher aus. Wird nun der Gülleanteil weiter erhöht, so führt das zwar zu niedrigeren Kosten, jedoch kann aufgrund des niedrigen Energiegehalts des Wirtschaftsdüngers auch weniger Strom produziert werden. Aufgrund des geringeren Energiegehalts der Milchviehgülle reduziert sich außerdem die installierte elektrische Leistung. Anlagenleistungen von < 30 kW_{el.} sind wenig realistisch.

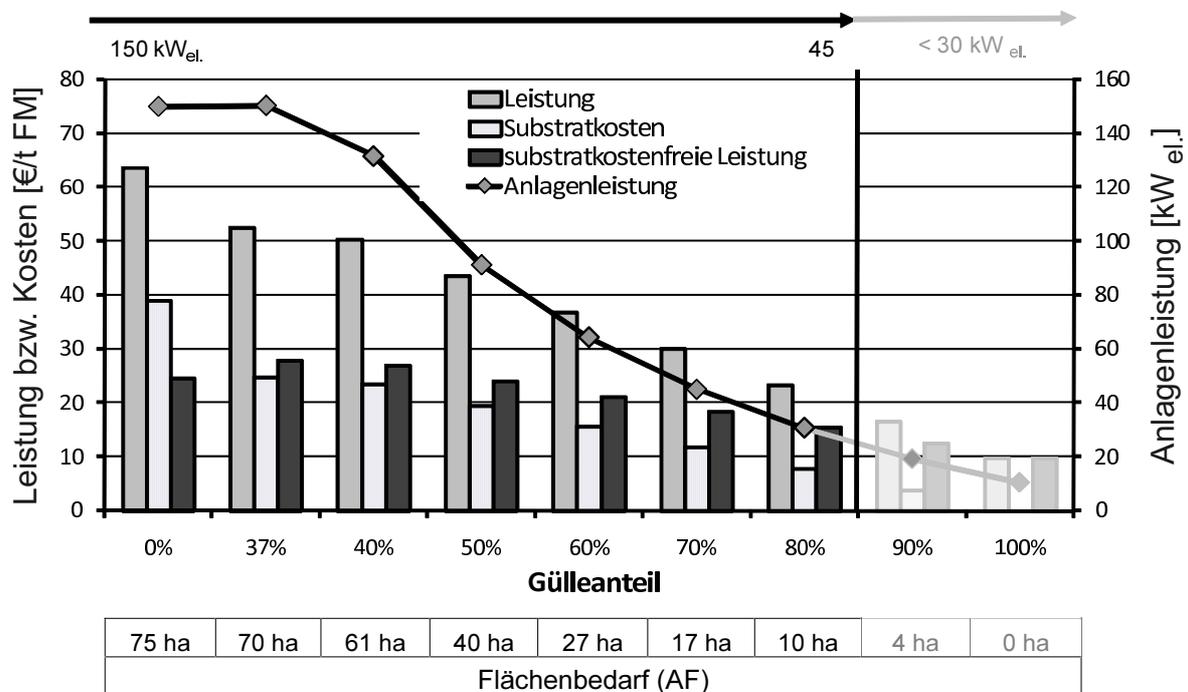


Abb. 4: Auswirkungen variabler Zugaben nachwachsender Rohstoffe zu einem festen Gülleanteil (Milchviehbetrieb mit 100 RGV) auf die el. Anschlussleistung, substratbezogene Kosten und Erlöse; Annahme Flächenbedarf: 0,5 ha/kW_{el.}; Berechnungen nach KEYMER, 2008

Das Optimum bei dieser Beispielsrechnung liegt bei 37 % Gülleanteil, da hier die maximale Anlagenleistung bedient werden kann und die Differenz aus Erlösen und Substratkosten mit 28 € pro Tonne Substrat am höchsten ausfällt.

In einem weiteren Schritt wurden die auf das Substrat bezogenen Anlagekosten (inkl. Abschreibung und Arbeitszeitbedarf) mit einbezogen und somit der potenzielle Gewinn ermittelt (Abb. 5).

Um den unterschiedlichen Anlagengrößen Rechnung zu tragen wurden die Kosten pro kW installierte elektrische Leistung variiert. Dabei wurden die Kosten von 4.000 €/kW_{el.} für die größte Anlage (150 kW_{el.}) bis 7.000 €/kW_{el.} für die kleinste Anlage gestaffelt. Entsprechend wurde mit der veranschlagten Arbeitszeit verfahren. Für die extensiv betreibbare Anlage wurden 60 AKh kalkuliert, für die 150kW_{el.} Anlage wurden 522 AKh unterstellt.

Im Falle der reinen Vergärung nachwachsender Rohstoffe fällt das Ergebnis trotz der im Vergleich geringeren Anlagenkosten aufgrund der hohen Substratpreise negativ aus. Im Falle der reinen Güllevergärung ist das Ergebnis nahezu neutral, aber auf Grund der geringen Energieproduktion aus Milchviehgülle eher unrealistisch (10 kW_{el.} Leistung). Auch bei einem sehr hohen Vergütungssatz lassen sich die Anlagenkosten durch die geringen Einspeisemengen nicht decken.

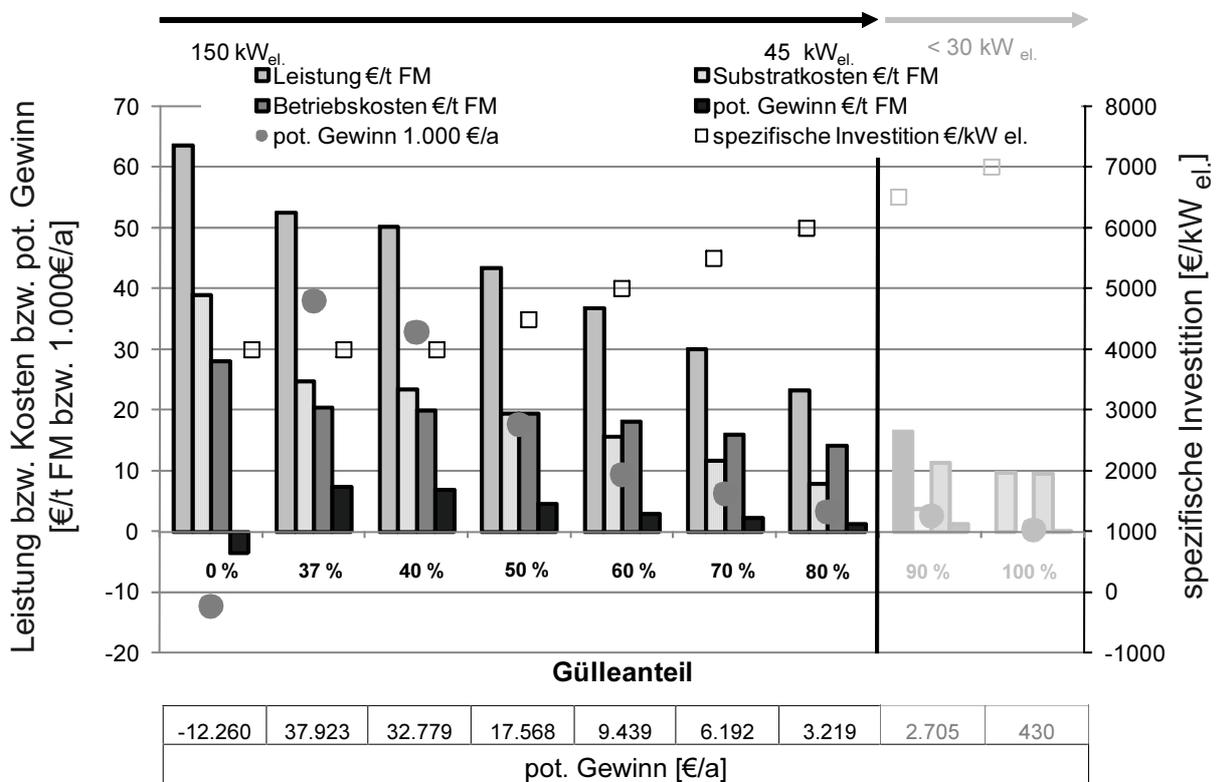


Abb. 5: Entwicklung des potenziellen Gewinns bei variablem Gülleanteil (Investition je nach Anlagengröße: 4000 - 7000 €/kW, Betriebskosten: Fixkosten+variable Kosten – Substratkosten „frei Fermenter“; Berechnungen nach KEYMER, 2008)

Ab einem Gülleanteil von über 50 % beginnen die Anlagenkosten die Substratkosten zu übertreffen. Gleichzeitig sinkt der durch die Stromeinspeisung erzielte Überschuss. Auch bei Betrachtung der gesamten anfallenden Kosten schneiden die beiden Varianten mit 37 % bzw. 40 % Gülleanteil am besten ab. Sie erwirtschaften unter den angenommenen Bedingungen einen potenziellen Unternehmergewinn von 7,30 bzw. 6,90 € pro eingesetzter Tonne Substrat.

Eine andere Betrachtungsweise geht davon aus eine Anlage mit 150 kW_{el.} Anschlussleistung durch verschiedene Futtermischungen zur Gülle des Milchviehbetriebes auszulasten

und die Auswirkungen von unterschiedlichen Futtermischungen auf die substratspezifischen Kosten und Erlöse zu untersuchen.

Die Mischungen wurden so gewählt, dass alle untersuchten Fälle, mit Ausnahme der Variante mit ausschließlichem Einsatz nachwachsender Rohstoffe, den Gülle-Bonus erhalten (Abb. 6). Für CCM wurden Kosten von 104 €/t, für Getreidekörner 157 €/t veranschlagt. Allen Varianten wurde eine Verweilzeit von 80 Tagen unterstellt.

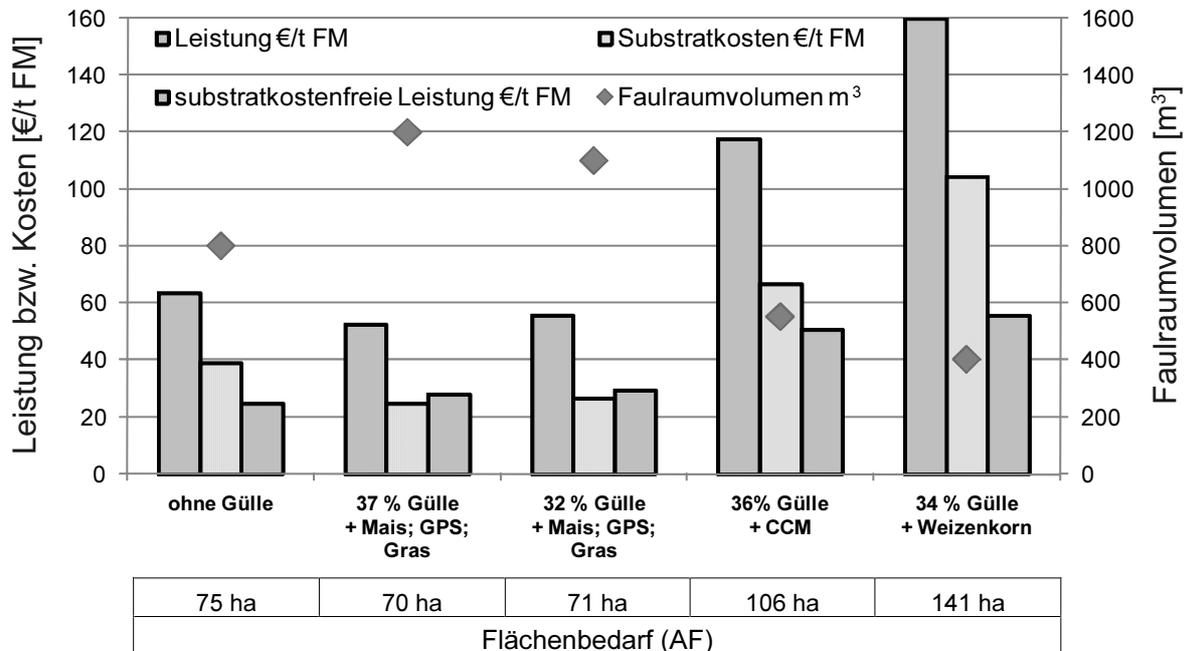


Abb. 6: Einfluss verschiedener Zugaben an nachwachsenden Rohstoffen auf das Faulraumvolumen, Kosten und Leistungen bei konstanter Anlagenleistung von 150 kW_{el.} und konstanter Menge Milchviehgülle; Annahme Flächenbedarf: 0,5 ha/kW_{el.}; (Berechnungen nach KEYMER, 2008)

Die geringsten substratspezifischen Kosten, aber auch Leistungen weisen die Güllevarianten mit Mais-, GPS- und Grassilage auf, da es sich um die energieärmsten der betrachteten Substratmischungen handelt. Deshalb benötigen diese Varianten auch das größte Fermentervolumen. Die höchsten Erlöse verursacht erwartungsgemäß der Einsatz von Körnergetreide mit 34 % Gülleanteil (160 €/t FM), der zudem nur noch ein Drittel des Faulraumes von Variante 2 benötigt. Auch weist der Getreideeinsatz die höchste Differenz zwischen substratspezifischen Kosten und erbrachter Leistung auf. Die reine Zugabe an nachwachsenden Rohstoffen verhält sich bezüglich der Kosten und Erlöse ähnlich den Güllevarianten mit GPS-, Mais- und Grassilage, benötigt jedoch weitaus weniger Fermentervolumen.

In einer weiteren Betrachtung wurden die in Abbildung 6 untersuchten Varianten bezüglich der Betriebskosten und des potenziellen Gewinns verglichen. Die Berechnungen erfolgten analog der Vorgehensweise zur Berechnung der Daten aus Abbildung 4. Da alle Varianten die gleiche Anschlussleistung aufweisen, wurden die Investitionskosten nur leicht variiert (von 3.300 – 4.000 €/kW_{el.}). Für alle Anlagen wurde ein Arbeitszeitbedarf von 522 AKh unterstellt.

In Abbildung 7 sind die unterschiedlichen, substratspezifischen Kostenstrukturen und die erzielbaren Überschüsse dargestellt.

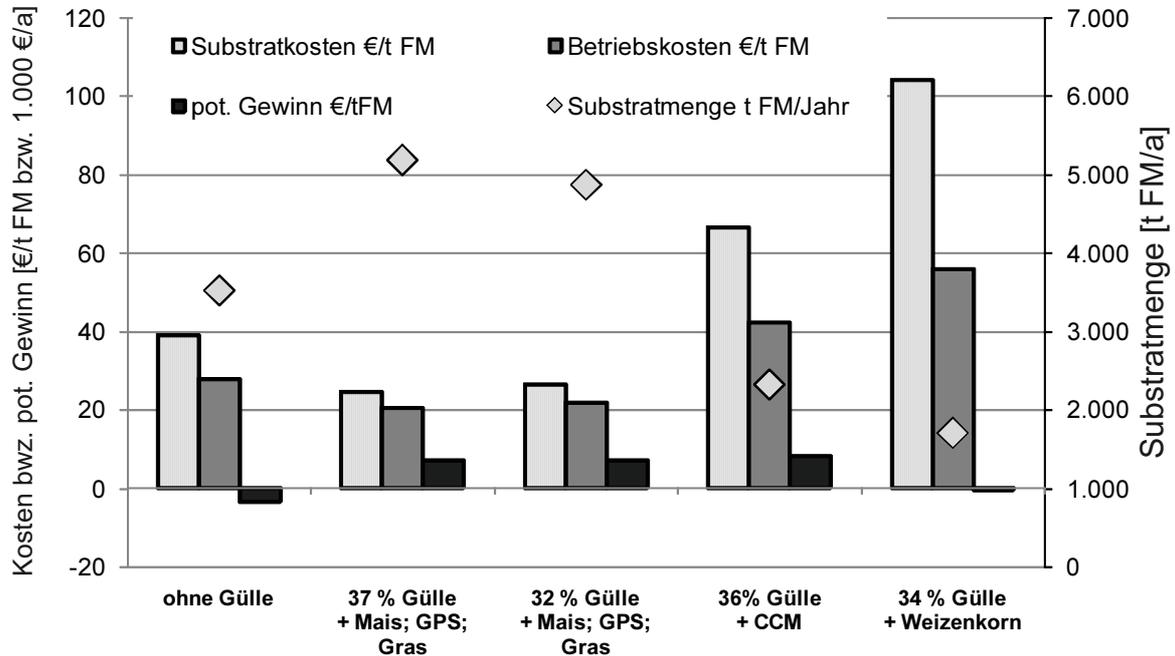


Abb. 7: Einfluß verschiedener nachwachsender Rohstoffe auf die Substratmenge, die Kosten und den potenziellen Gewinn bei konstanter Anlagenleistung und festem Mengenanteil Milchviehgülle (Berechnungen nach KEYMER, 2008)

Aufgrund der hohen Kosten für die Substrate weisen die Getreide- bzw. die reine NawaRo-Variante die schlechtesten Ergebnisse auf. Im ersten Fall stellt sich die substratbezogene Kostenstruktur auch deswegen so negativ dar, weil es sich um energiereiches Material handelt, von dem gewichtsbezogen weitaus weniger in den Fermenter gegeben wird, als bei energieärmeren Ausgangsstoffen. Der negative potenzielle Gewinn der Variante ohne Gülle resultiert auch aus der geringeren Vergütung (kein Gülle-Bonus).

Die Ergebnisse von Variante 2, 3 und 4 verlaufen bezüglich des erzielbaren Überschusses pro t Inputmaterial recht ähnlich, wobei die CCM-Gülle Mischung (Variante 4) das beste Ergebnis aufweist. Dies hat seine Ursache darin, dass die jährlichen Anlagenkosten in Relation zur monetären Leistung aufgrund eines kleineren Fermenters und geringerer Substratmengen niedriger ausfallen, als bei den Mischungen mit Gülle, Mais-, GPS- und Grassilage.

3.2 Klimabewertung der Verfahrensvariationen

Für die Betrachtung der Klimabilanz wurden Varianten für eine Anlage mit 100 % Anteil nachwachsender Rohstoffe und verschiedene „Gülle-Bonus-fähige“ Anlagen mit jeweils 30 Masseprozent Wirtschaftsdüngeranteil verglichen (Abb. 8). Für die betrachteten Biogasanlagen wurde ein abgedecktes Endlager angenommen und ein Nutzungsgrad der überschüssigen BHKW-Abwärme von 30 % unterstellt.

In dieser modellhaften Betrachtung verbessert der Einsatz von 30 Masseprozent Rindergülle zu nachwachsenden Rohstoffen bei konstanter Leistungsabgabe der Biogasanlage die Klimabilanz von 0,14 kg CO₂/kWh_{el.} auf 0,11 kg CO₂/kWh_{el.}.

Der Einsatz von 30% Rinderfestmist führt zu einer Verbesserung auf 0,12 kg CO₂/kWh_{el.}, da zwar aus der gleichen Menge Rindermist mehr Biogas entsteht, als aus Gülle, andererseits jedoch die Methanemissionen aus der Lagerung von Festmist nach Heyer (1994) nur ein Zehntel der Emissionen aus Flüssigmist betragen.

Der Einsatz von Hühnerkot verbessert die Klimabilanz erheblich mehr - zum Einen aufgrund des hohen Gasertragspotenzials, zum Anderen aufgrund der erheblichen Emissionen, die bei der Lagerung auftreten.

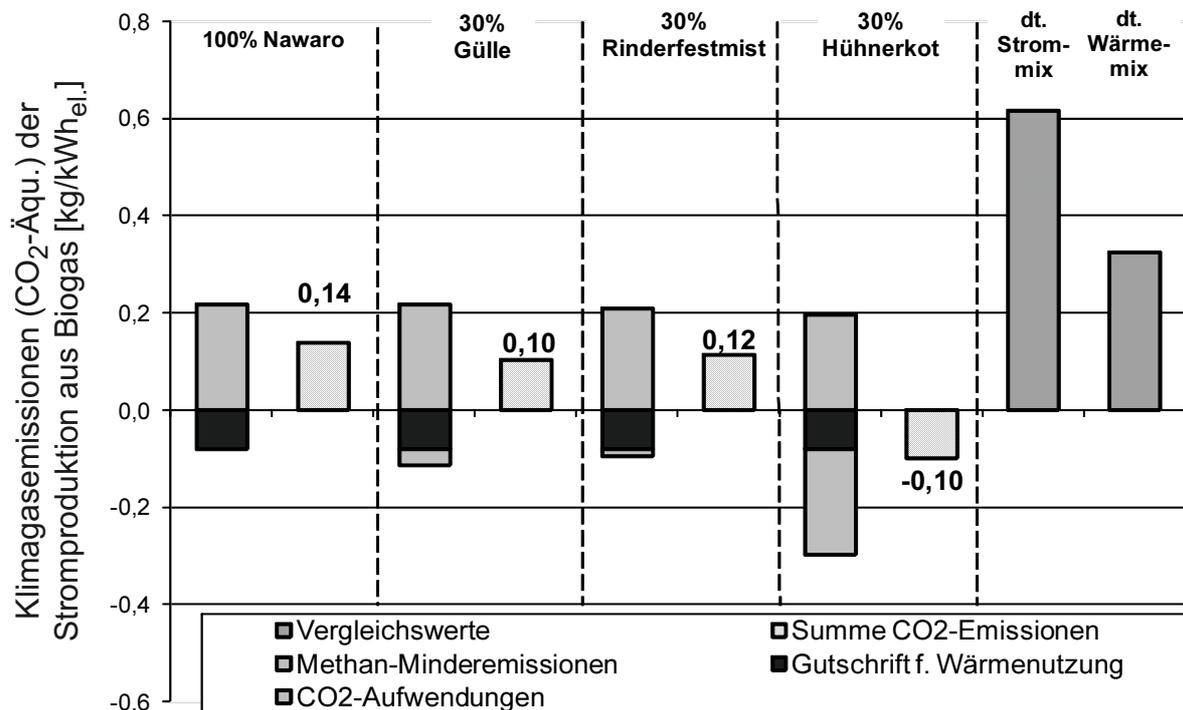


Abb. 8: Einfluss verschiedener Wirtschaftsdüngerarten bei konstanter Anlagenleistung und konstantem Anteil der eingebrachten Masse von 30 % auf die CO₂-Bilanz (Voraussetzung: geschlossenes Gärrestlager, 30 % Wärmenutzung)

Völlig anders stellt sich die Situation dar, wenn 30 % der Methanproduktion aus dem jeweiligen Wirtschaftsdünger stammen sollen (Abb. 9).

Bei Variante 2 (30 % Gülle) erhöht sich das zu verarbeitende Substratvolumen und der benötigte Fermenterraum. Deshalb steigen die nötigen CO₂-Aufwendungen auch leicht an. Bei den Festmist-Varianten wurden keine baulichen Veränderungen in Bezug auf die 100%-NawaRo-Anlage angenommen.

In diesem Fall würde sich durch die deutliche Minderung der Methanemissionsanteile der Gülle die Klimagasbilanz deutlich verbessern (-160 g CO₂-Äquivalente je produzierter kWh Strom). Die CO₂-Bilanz bei Einsatz von Hühnerkot ergibt ebenfalls eine klimaentlastende Stromproduktion von - 80 g CO₂-Äquivalente je produzierter kWh Strom.

Eine optimale Klimabilanz lässt sich somit auf landwirtschaftlichen Biogasanlagen durch die Optimierung des Anteils von Wirtschaftsdüngern an der „Futtermitteln“, die Maximierung einer sinnvollen Wärmenutzung und die Minimierung direkter Methanemissionen (Überdrucksicherung, Gärrestlager) erzielen.

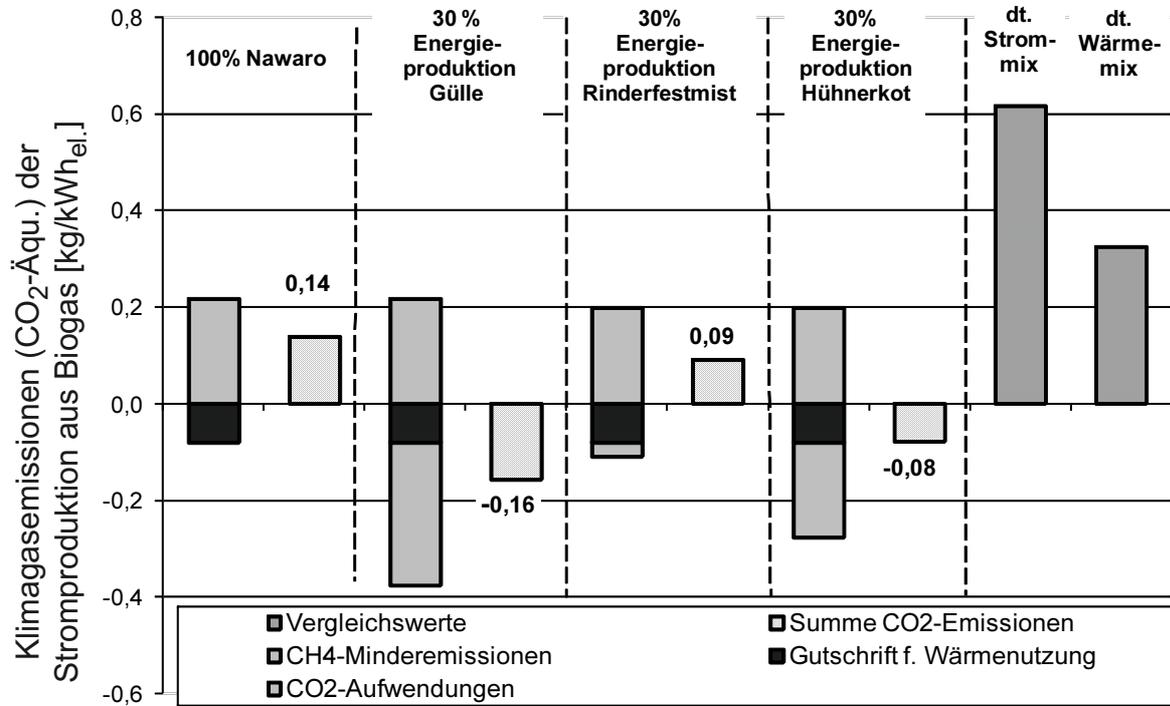


Abb. 9: Einfluss verschiedener Wirtschaftsdüngerarten bei konstanter Anlagenleistung und konstantem Anteil der Wirtschaftsdünger an der Energieproduktion von 30 % auf die CO₂-Bilanz (Voraussetzung: geschlossenes Gärrestlager, 30% Wärmenutzung)

4 Fallbeispiele

Die folgenden Fallbeispiele beruhen auf Datenerhebungen von über eineinhalb Jahren auf drei Praxisanlagen (vgl. Tabelle 6) und schließen Betrachtungen des Einflusses der EEG Novellierung auf die ökonomischen Verhältnisse und ggf. Änderungen beim Anlagenmanagement ein.

Das Fallbeispiel 1 setzt bereits über 50 % Wirtschaftsdünger ein. Demnach würde sich durch die Novelle des EEG die Vergütung vor allem durch den Gülle-Bonus ändern, ohne dass auf der Anlage Veränderungen vorgenommen werden müssten.

Im Fallbeispiel 2 hingegen werden Veränderungen vom reinen Betrieb mit nachwachsenden Rohstoffen auf einen zusätzlichen Einsatz von Wirtschaftsdüngern betrachtet.

Im dritten Beispiel müsste der Einsatz von Wirtschaftsdüngern nur unwesentlich erhöht werden. In diesem Beispiel wird der gesteigerte Einsatz von Rindergülle mit einer Erhöhung des Hähnchenmistanteils verglichen.

Tab 6: Auswahl von Anlagen- und Betriebsdaten der vorgestellten Praxisanlagen

Fallbeispiel	1	2	3
Anlagendaten			
Installierte el. Leistung kW _{el.} :	500	350	329
Fermenter Arbeitsvolumen m ³ :	2.400 m ³	2.800	3.015
Substratumsatz t/a:	13.928	6.361	10.111
Substratzusammensetzung:	27,9 % Schweinegülle 27,9 % Rindergülle 2,4 % Rinderfestmist 35 % Maissilage 3,8 % Roggen GPS 1,6 % Weizenschrot 1,5 % Grassilage	0,6 % Festmist 2,5 % CCM 96,9 % Maissilage	2,5 % Hähnchemist 21,8 % Rindergülle 56 % Maissilage 19,7 % Grassilage
Betriebsparameter:			
Raumbelastung: kg oTM (m ³ AVd) ⁻¹	2,6	1,9	2,3
Verweilzeit: Tage	64	161	109
Volllaststunden:	7.846	8.089	8.631
Stromeinspeisung kWh (2007):	3.783.634	2.716.406	2.731.455

Fallbeispiel 1

In Abbildung 10 ist die Biogasanlage aus Fallbeispiel 1 schematisch dargestellt. Es handelt sich um eine Gemeinschaftsanlage, die von drei Landwirten betrieben wird. Sie besteht aus einem Fermenter (1.100 m³) und einem Nachgärbehälter (1.300 m³). Zusätzlich ist noch ein offen ausgeführtes Gärrestlager (2.000 m³) vorhanden. Es handelt sich ausschließlich um stehende Rundbehälter, die in Stahlbetonbauweise ausgeführt sind. Der Fermenter wird mit Hilfe eines Feststoffdosierers (26 m³) beschickt. Die Substratzugabe wird gewogen und erfolgt 24 x pro Tag. Der flüssige Anteil der Inputmaterialien wird über eine Vorgrube, die an den umliegenden Ställen angeschlossen ist, mit Hilfe einer Exzentrerschneckenpumpe (P_{el.} 4 kW) 2 x täglich in den Fermenter gepumpt. Bei den zugegebenen Wirtschaftsdüngern handelt es sich um die Exkremate aus der Milchvieh- und Mastschweinehaltung im Verhältnis 1:1. Fermenter und Nachgärer werden durch je zwei an der Behälterinnenwand befestigte Heizkreise aus Edelstahlwellrohren mit einem Außendurchmesser von 120 mm beheizt. Die Isolierung besteht aus 8 cm dicken Styrodur Platten an den Behälterwänden- und -böden. Mit dem gleichen Material ist am Fermenter zusätzlich auch die Decke isoliert. Die Gärtemperatur beträgt durchschnittlich 42 °C. Nach entsprechender Verweildauer und Ausgasung in den Fermentern gelangt das Gärgut über einen Überlauf in den Nachgärbehälter. Von dort erreicht es ebenfalls durch ein Überlaufsystem das Gärrestlager. Mit der vorhandenen Exzentrerschneckenpumpe werden nur die fließfähigen Wirtschaftsdünger bzw. der anfallende Sickersaft aus dem Silagestock über die Vorgrube (h = 4 m, V = 240 m³) in den Fermenter gepumpt. Um das Gärgut zu durchmischen, ist der Fermenter mit einem Stabmixer (P_{el.} 15 kW) und einem Tauchmotorrühr

werk (P_{el} 11 kW) ausgestattet. Im Nachgärbehälter sind zwei typengleiche Tauchmotorrührwerke im Einsatz. Die Biogasspeicherung erfolgt unter einem Tragluftfoliendach, mit dem der Nachgärbehälter abgedeckt ist. Das Speichervolumen beträgt 600 m^3 . Der im produzierten Biogas enthaltene Schwefelwasserstoff wird durch Einblasen von Luft in den Kopfraum von Fermenter und Nachgärbehälter und durch einen Aktivkohlefilter unmittelbar vor der Gasverwertung entfernt. Zur Strom- und Wärmeproduktion sind zwei Zündstrahl-BHKWs (je 250 kW_{el}) im Einsatz. Das Biogas wird vor der Verwertung in den BHKWs auf ca. $8 \text{ }^\circ\text{C}$ gekühlt und anschließend wieder erwärmt. Ein Auskondensieren von Wasser im Brennraum der Maschine wird damit unterbunden.

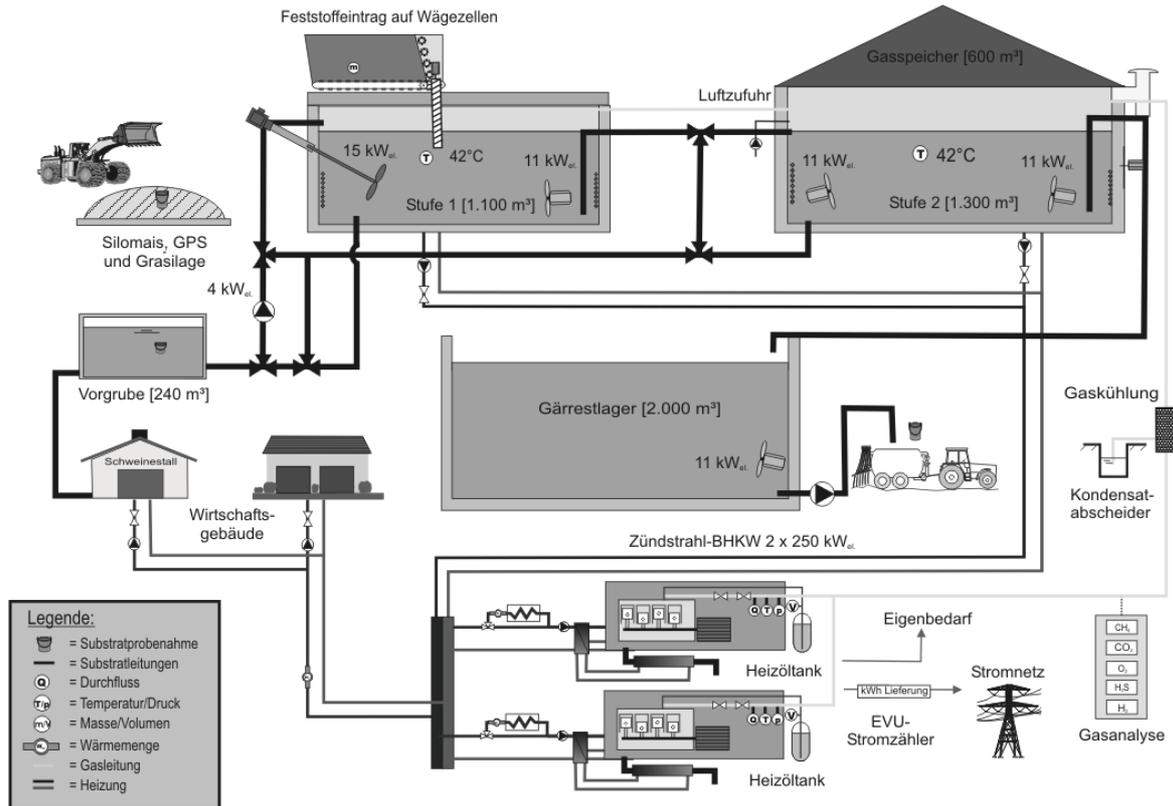


Abb. 10: Schematischer Aufbau der Biogasanlage aus Fallbeispiel 1

Die im Außenbereich gelegene Biogasanlage verfügte 2007 über keine Möglichkeit zur Nutzung der überschüssigen BHKW-Abwärme. Die Veränderungen der Vergütungssätze die sich durch die Novelle des EEG ab 2009 ergeben sind in Tabelle 7 dargestellt.

Tab. 7: Veränderungen der Vergütungssätze in Cent durch die Novelle des EEG 2009 für Fallbeispiel 1

Jahr	bis 150 kW				ab 150			
	Grundvergütung	NawaRo-Bonus	Gülle-Bonus	Summe	Grundvergütung	Na-waRo-Bonus	Gülle-Bonus	Summe
2007	11,5	6	0	17,5	9,9	6	0	15,9
2009	11,67	7	4	22,67	9,18	7	1	17,18
2007	durchschnittliche Vergütung: 16,44 Cent/kWh							
2009	durchschnittliche Vergütung: 19,09 Cent/kWh							

Fallbeispiel 2

Die Biogasanlage aus Fallbeispiel 2 ist eine Einzelhofanlage, bei der keinerlei tierische Exkremente eingesetzt werden und die somit eine Berechtigung für den Technologiebonus nach EEG 2004 besitzt. Die Biogasanlage besteht aus einem liegenden Betonfermenter (400 m³) und einem stehenden Nachgärbehälter (2.400 m³), der ebenfalls aus Stahlbeton gefertigt ist (Abb. 11).

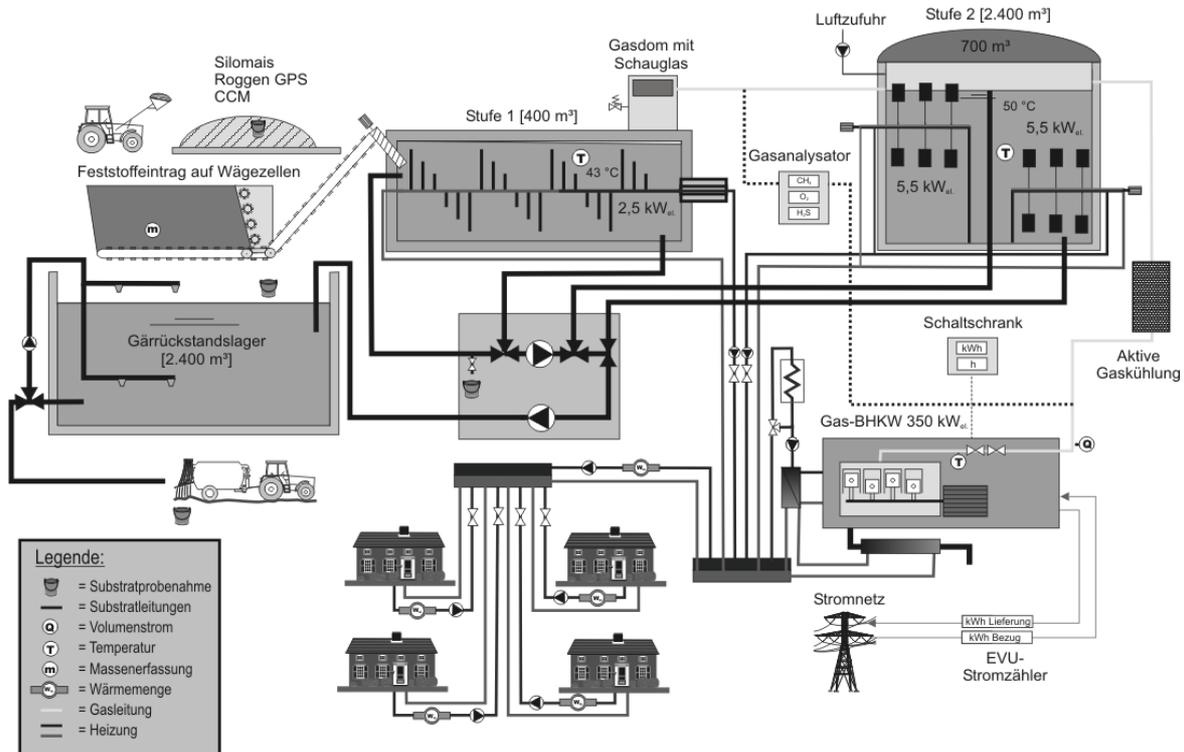


Abb. 11: Schematischer Aufbau der Biogasanlage aus Fallbeispiel 2

Beide Behälter sind mit 10 cm starken Styrodurplatten isoliert. Stufe 1 wird mesophil bei einer Temperatur von ca. 43 °C und Stufe 2 thermophil bei ca. 50 °C betrieben. Der Gärrest wird in einem offen ausgeführten Rundbehälter mit einem Volumen von 2.400 m³ gelagert. Der Feststoffeintrag erfolgt über einen Abschiebewagen. Das Füllvolumen des Annahmehubens beträgt 30 m³. Vom Abschiebewagen werden die Feststoffe 48 mal pro Tag mittels einer Förderschnecke auf ein Förderband und von dort aus zur Eintragsschnecke, die im oberen Bereich schräg in den liegenden Fermenter eindringt, befördert. Zur Durchmischung ist der liegende Fermenter mit einem kontinuierlich betriebenen Haspelrührwerk ausgerüstet (P_{el} 2,5 kW). Der Nachgärbehälter ist mit zwei langsam laufenden Paddelrührwerken ausgestattet (P_{el} je 5,5 kW), die im Intervallbetrieb laufen. Deren horizontal liegende Rührwellen dringen seitlich einmal im oberen und einmal im unteren Bereich des Behälters ein. Alle drei Rührwerke sind mit beheizbaren Rührwellen versehen, mit denen der Fermenterinhalt erwärmt wird. Nach entsprechender Verweildauer und Ausgasung des Gärgutes im liegenden Fermenter wird es dem Nachgärbehälter mittels einer Exzentralschneckenpumpe (P_{el} 3,5 kW) zugeführt. Der Substratübergang in das Gärrestlager erfolgt über eine Drehkolbenpumpe (P_{el} 11 kW). Eine Substratrückführung vom Nachgärbehälter in den Fermenter ist möglich und wird zur Stabilisierung des Fermenterinhalt durchgeführt. Dabei werden täglich ca. 150 m³ Material rückgeführt, wodurch ein nicht unerheblicher Pumpaufwand zu bewältigen ist. Für diesen Vorgang

wird ebenfalls die Drehkolbenpumpe verwendet. Die Biogasspeicherung erfolgt im Nachgärbehälter unter einer Folienhaube. Der im produzierten Biogas enthaltene Schwefelwasserstoff wird durch Einblasen von Luft in den Kopfraum des Nachgärbehälters und eine zusätzliche Zugabe von Eisensalzen entfernt. Zur Strom- und Wärmeproduktion dient ein Gas-BHKW mit einer Leistung von 350 kW_{el.} Der produzierte Strom wird nach EEG in das öffentliche Netz eingespeist. Der Anlagenbedarf wird durch Bezugsstrom gedeckt. Die anfallende Wärme dient zur Bereitstellung der benötigten Prozesswärme und zur Versorgung von vier Wohnhäusern. Die Pumpstation, die Steuerungseinheit und das BHKW sind in einem Container untergebracht.

Tab. 8: Veränderungen der Vergütungssätze in Cent durch die Novelle des EEG 2009 für Fallbeispiel 2

Jahr	bis 150 kW				ab 150			
	Grundvergütung	NawaRo-Bonus	Technologie/Gülle-Bonus	Summe	Grundvergütung	NawaRo-Bonus	Technologie/Gülle-Bonus	Summe
2007	11,5	6	2	19,5	9,9	6	2	17,9
2009	11,67	7	4	22,67	9,18	7	1	17,18
2007	durchschnittliche Vergütung: 18,67 Cent/kWh							
2009	durchschnittliche Vergütung: 19,84 Cent/kWh							

Um den Gülle-Bonus zu erlangen, müsste diese Biogasanlage den Einsatz von Wirtschaftsdüngern von nahezu 0 auf 30 Masseprozent erhöhen. Hierfür müsste bei Einsatz von Schweinegülle, die sich für diesen Betrieb lokal anbieten würde, entweder der Fermenterraum um 1100 m³ erhöht werden oder die Verweilzeit würde sich von derzeit üppigen 161 Tagen auf durchaus praktikable 114 Tage reduzieren (gleichbleibende Leistungsabgabe vorausgesetzt).

Fallbeispiel 3

Die in Abbildung 12 schematisch dargestellte Biogasanlage verfügt über zwei parallele baugleiche Fermenter (Stufe 1, je 1.200 m³) mit Feststoffeintrag aus einem Vertikalmisscher (50 m³), einem Nachgärer (Stufe 2, 1.200 m³) sowie ein Gärrestlager mit Gaserfassung (1.200 m³). Die Behälter sind als stehende Zylinder in Stahlbeton ausgeführt und in Kleeblattform angeordnet. Die beiden Fermenter und der Nachgärer verfügen über Doppelmembran-Foliengasspeicher, das Gärrestlager über ein Foliendach. Die Fermenter werden auf einem Temperaturniveau von etwa 42 °C betrieben. Die Gasverwertung erfolgt in einem Gas-Otto-Motor mit 329 kW_{el.} Nennleistung. Der erzeugte elektrische Strom wird vollständig in das Elektrizitätsnetz eingespeist. Eine Vorgrube (200 m³) dient der Annahme von Gülle. Die Biogasanlage ist so konzipiert, dass sie von den eigenen und gepachteten Flächen des landwirtschaftlichen Betriebes bedient werden kann. Der überwiegende Teil des in der Anlage produzierten Biogases stammt aus der Vergärung nachwachsender Rohstoffe in Form von Mais- und Grassilage. Zusätzlich werden bereits knapp 25 Massen-% Gülle bzw. Mist eingesetzt, die von Landwirten in der Umgebung angeliefert werden. Der Substrateintrag erfolgt dabei stündlich.

Die vier gleich dimensionierten Behälter bilden einen Zwischenraum, der zur Unterbringung der Pumpstation (P_{el} 15 kW), der Biogassammelleitungen und der Heizungsverteilung dient. Die Durchmischung der Fermenter erfolgt durch je zwei Stabmixer (P_{el} je 15 kW), im Nachgärbehälter sowie im Gärrestlager kommt je ein Stabmixer (P_{el} 18 kW) zum Einsatz. Das Gärrestlager ist ebenso wie die drei Gärbehälter abgedeckt und mit einer Gaserfassung ausgestattet, wodurch einerseits der Nutzungsgrad der eingesetzten Biomasse optimiert wird und andererseits Methanemissionen während der Lagerung des Gärrestes verhindert werden.

Bisher kann nur ein geringer Anteil der Abwärme für die Beheizung des Wohnhauses und eines Betriebsgebäudes verwendet werden. Augenblicklich laufen Planungen zur Abgabe der Wärme an einen Industriebetrieb, die Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage zu verbessern.

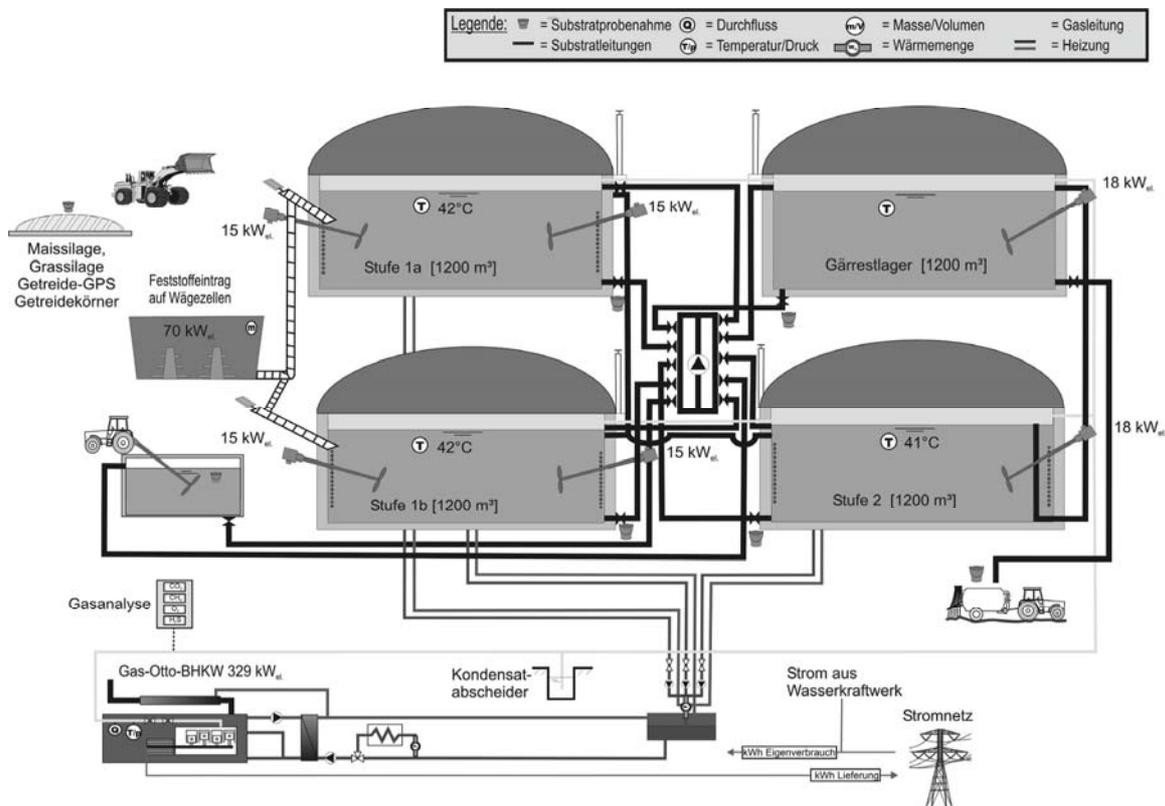


Abb. 12: Schematischer Aufbau der Biogasanlage aus Fallbeispiel 3

Tab. 8: Veränderungen der Vergütungssätze in Cent durch die Novelle des EEG 2009 für Fallbeispiel 3

Jahr	bis 150 kW				ab 150			
	Grundvergütung	NawaRo-Bonus	Technologie/Gülle-Bonus	Summe	Grundvergütung	NawaRo-Bonus	Technologie/Gülle-Bonus	Summe
2007	11,5	6	0	17,5	9,9	6	0	15,9
2009	11,67	7	4	22,67	9,18	7	1	17,18
2007	durchschnittliche Vergütung: 16,67 Cent/kWh							
2009	durchschnittliche Vergütung: 19,82 Cent/kWh							

Die betrachtete Anlage setzt bereits 24 Masseprozent Wirtschaftsdünger ein. Deshalb würden bereits moderate Eingriffe zum Erhalt des „Gülle-Bonus“ führen. Auf dieser Anlage kann entweder durch Steigerung des Anteils an Rindergülle oder durch Steigerung des Anteils an Hähnchenmist der für den „Gülle-Bonus“ notwendige Wirtschaftsdüngeranteil leicht erreicht werden (Tabelle 9).

Dabei wurde angenommen, dass die Einsparungen an nachwachsenden Rohstoffen durch die erhöhte Güllezugabe durch Reduzierung der Maissilage menge ausgeglichen werden. Die Steigerung des Anteils an Wirtschaftsdünger durch ausschließliche Erhöhung des Gülleanteils hat wesentliche Auswirkungen auf das Gesamt-Volumen an Substraten (Kapazität Fermentervolumen und Gärrestlager), wenn die Raumbelastung des Prozesses nicht verändert wird.

Die Verfügbarkeit bzw. die Transportwürdigkeit größerer Mengen Gülle/Mist müssen jedoch unbedingt nach ökonomischen Gesichtspunkten beurteilt werden.

Tab. 9: Veränderungen der Vergütungssätze in Cent durch die Novelle des EEG 2009 für Fallbeispiel 3

		vorher	nach erhöhter Rindergülle-zugabe	nach erhöhter Hähnchenmistzugabe
Anteil Rindergülle	(% FM)	21,8	27,5	8,2
Anteil Hähnchenmist	(% FM)	2,5	2,5	21,8
Anteil WiDü	(% FM)	24,3	30,0	30,0
Benötigte RGV	Anzahl	96	121	96
Einsparung Maissilage	(t FM)		67	720
Gesamtvolumen Substrate	(m ³ /a)	10.111	10.620	9.967
Veränderung Gesamtvolumen	(m ³ /a)		509	-144
Gesamt-Raumbelastung (Stufe 1+2)	kg oTM/(m ³ AVd)	2,3	2,3	2,3
Gesamt-Verweilzeit (Stufe 1+2)	d	109	104	110

Literaturverzeichnis

BAHRS, E., 2008: Unternehmeranforderungen im Wandel, Neue Märkte, neue Preise, neue Kosten.

http://www.landwirtschaft.sachsen.de/landwirtschaft/download/agrarpolitik/Zukunftsforum_Ldw_2008_Bahrs.pdf (Datenabruf 30.10.2008)

BAHRS, E., 2008: Standortvorzügllichkeiten der Biogasproduktion. http://www.schaumannstiftung.de/deutsch/download/4_1_bahrs_pp.pdf (Datenabruf 30.10.2008)

BAYERISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK UND DATENVERARBEITUNG 2008: Viehbestände der landwirtschaftlichen Betriebe Bayerns/ Repräsentative Viehzählung im November (endgültige Ergebnisse) - 2007

BAYERISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK UND DATENVERARBEITUNG 2008: Energie- und Wasserversorgung; <http://www.statistik.bayern.de/daten/bayern/energie/00075/index.php> (Datenabruf 30.10.2008)

BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ, 2007: Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen (Düngeverordnung - DüV), in der Fassung der Bekanntmachung vom 27. Februar 2007 (BGBl. I S. 221).

DÖHLER, H., B. EURICH-MENDEN, U. DÄMMGEN, B. OSTERBURG, M. LÜTTICH, A. BERGSCHMIDT, W. BERG UND R. BRUNSCH 2002: BMVEL/UBA-Ammoniak-Emissionsinventar der deutschen Landwirtschaft und Minderungsszenarien bis zum Jahre 2010. Forschungsbericht 299 42 245/02 UBA-FB 000249. Berlin.

GRONAUER, A., V. ASCHMANN, M. EFFENBERGER, F. KAISER, R. KISSEL, M. SCHLATTMANN, M. SPECKMAIER, H. ARAB, M. LEBUHN, M. WICHERN UND W.H. SCHWARZ 2004: Perspektiven und Entwicklungstrends für landwirtschaftliche Biogasanlagen in Bayern. In: Biogas in Bayern. LfL-Schriftenreihe 13/2004, S. 81 - 97

HEYER, J. (1994): Methan. In: Studienprogramm. Band 1. Landwirtschaft. Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages (Hrsg.), Studie C

KEYMER, U. (2006): „Bgbeute“, Berechnungsprogramm zur Berechnung der Gasausbeute aus organischen Materialien. Institut für Ländliche Strukturentwicklung, Betriebswirtschaft und Agrarinformatik der Bayer. Landesanstalt für Landwirtschaft

KEYMER, U. (2008): „BG-OEK“, Berechnungsprogramm zur Berechnung der Auslegung und Wirtschaftlichkeit landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Institut für Ländliche Strukturentwicklung, Betriebswirtschaft und Agrarinformatik der Bayer. Landesanstalt für Landwirtschaft

KEYMER, U. (2008): Gülle ist im Kommen. DLZ-Agrarmagazin. Deutscher Landwirtschaftsverlag GmbH, München Nr. 9, S 84 - 88.

SCHULZ, H. UND H. MITTERLEITNER (1998): Erhebung von Daten an Praxis-Biogasanlagen. Endbericht, Landtechnischer Verein e.V., Freising-Weihenstephan

WENDLAND M., K. OFFENBERGER UND A. FISCHER (2008): „Verordnungstext und Erläuterungen zur Düngeverordnung, Datengrundlage und Berechnungshilfen zur Düngeverordnung“. <http://www.lfl.bayern.de/iab/duengung/mineralisch/15551/index.php> (Datenabruf 30.10.2008)

WILD, G. UND I. RÖHLING (2008): Biogas: Es läuft längst noch nicht alles rund. top agrar. Landwirtschaftsverlag Münster. Nr. 10, S. 108 -111

