

Ökonomisches Monitoring von Biogasanlagen in Österreich

Ch. WALLA, K. HOPFNER-SIXT, T. AMON und W. SCHNEEBERGER

Zusammenfassung

Diesem Beitrag liegen Daten von insgesamt 55 Biogasanlagen mit Blockheizkraftwerken zwischen 19 und 1.064 kW installierter elektrischer Leistung in Österreich zu Grunde, die im Zeitraum 2000 bis 2005 in Betrieb gingen. Im Erhebungsjahr 2005 verwendeten 53 Anlagen Energiepflanzen, in 11 wurden nur Energiepflanzen eingesetzt. Wirtschaftsdünger nutzten 49 Anlagen, 36 in Kombination mit Energiepflanzen, 11 zusammen mit Energiepflanzen und Abfällen. Da zwei Anlagen noch Abfälle gemeinsam mit Wirtschaftsdüngern einsetzten, gab es insgesamt 13 Anlagen mit Abfallverwertung. Die Preise der Energiepflanzen streuen stark. Der von den Anlagenbetreibern angegebene Arbeitszeitbedarf pro Jahr steht in Zusammenhang mit der Anlagengröße, die Bandbreite innerhalb der Leistungsklassen ist jedoch groß. Der Wirtschaftlichkeitsvergleich auf Basis von Jahresdaten zeigt eine große Streuung der Kosten je kWh Strom, im Durchschnitt produzieren größere Anlagen zu niedrigeren Kosten als kleinere.

Keywords: Biomasse, Biogas, Investitionskosten, Wirtschaftlichkeit

1. Einleitung

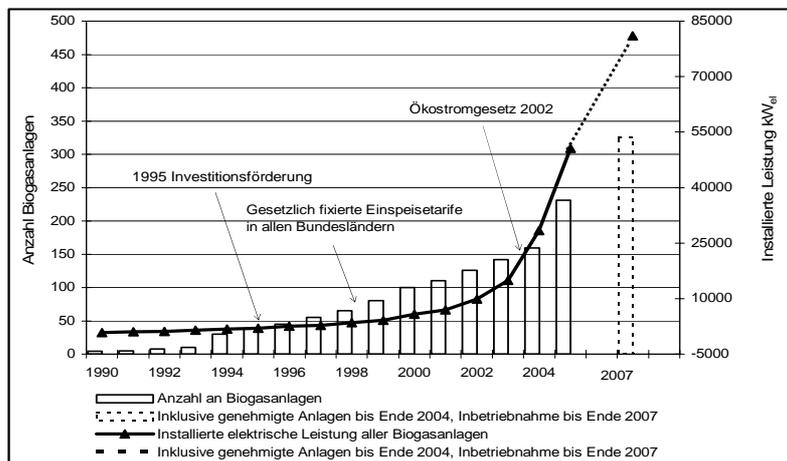
Die Optimierung der Biogaserzeugung aus Energiepflanzen ist das allgemeine Ziel eines Forschungsprojektes vom Institut für Landtechnik. Im Rahmen dieses Projekts wurden in 55 Betrieben produktionstechnische und ökonomische Daten erhoben. In einem Teilprojekt wurden die erhobenen ökonomischen Daten ausgewertet, darüber wird in diesem Beitrag berichtet. Im Einzelnen wurden funktionale Zusammenhänge zwischen der Anlagengröße und den Investitionskosten abgeleitet, die Rohstoffverwendung, die Streuung der Rohstoffpreise und die Preise der Wärmeverwertung untersucht. Schließlich wurden die Kosten je kWh Strom in Abhängigkeit von der Anlagengröße errechnet.

Das Ziel der Auswertung ist, aktuelle ökonomische Kennzahlen für die Errichtung und den Betrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen bereitzustellen.

2. Entwicklung der Anzahl der Biogasanlagen und deren Kapazität

Anfang der Neunzigerjahre gab es in Österreich erst wenige Biogasanlagen. Die Investitionsförderung und die gesetzlich fixierten Einspeisetarife in den Bundesländern sowie das Ökostromgesetz 2002 bewirkten eine kontinuierliche Steigerung der Anzahl der Biogasanlagen auf Basis landwirtschaftlicher Rohstoffe. Nach Angaben der E-Control (2006, S. 147) waren Ende des Jahres 2005 325 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 81 MW_{el} genehmigt. Um die in der Ökostromverordnung fixierten Einspeisetarife zu erhalten, müssen die Biogasanlagen bis 31.12.2007 in Betrieb sein (BGBl. II Nr. 508/2002 bzw. BGBl. II Nr. 254/2005). Für Später genehmigte Anlagen gelten die Ökostromgesetz-Novelle 2006 (BGBl. 105) und die diesbezügliche Ökostromverordnung 2006. Im Jahr 2005 wurden von 231 Anlagen 217 GWh Strom aus Biogas eingespeist (vgl. Abbildung 1).

Abbildung 1: Anzahl an Biogasanlagen und deren installierte Leistung



Quelle: WALLA 2006

Die 55 Erhebungsbetriebe weisen insgesamt eine installierte elektrische Leistung von 17,6 MW auf. Sie liegen mit 320 kW_{el} über der durchschnittlichen Kapazität aller Ende 2005 betriebenen Anlagen.

3. Vorgehensweise

Die Betriebserhebungen erfolgten im Jahr 2005. Ausgewählt wurden für die Erhebung Biogasanlagen, die zwischen 2000 und 2005 in Betrieb gingen und seit mindestens sechs Monaten in Betrieb waren. Berechnet wurde für die ausgewählten Kennzahlen in der Regel das arithmetische Mittel. Angegeben sind zusätzlich der Median sowie der Maximal- und Minimalwert. Der Median ist der mittlere beobachtete Wert, es liegt die gleiche Anzahl von Beobachtungswerten darunter und darüber. Die funktionalen Beziehungen zwischen der Anlagengröße und den Investitionskosten bzw. dem Arbeitszeitbedarf wurden mit Hilfe der Methode der kleinsten Quadrate berechnet.

Da der Betriebserfolg gemäß Finanzbuchhaltung nicht nur von der Betriebsorganisation, sondern auch von der Betriebsstruktur (z.B. Rechtsform, Vermögens- und Kapitalstruktur) abhängt (siehe dazu z.B. Wöhe 1986, S. 1271), sind die Ergebnisse durch Elimination der von der Betriebsstruktur bedingten Unterschiede vergleichbar zu machen. Als wesentliche Störfaktoren wurden bei den Erhebungsbetrieben der unvergleichbare Personal- und Steueraufwand sowie der Zinsaufwand für das eingesetzte Fremdkapital angesehen. Mit den Angaben der Betreiber wurden die Gesamtkosten pro Jahr für die Anlagen berechnet und auf die eingespeiste Strommenge bezogen. Als Kennzahl für die Wirtschaftlichkeit ergaben sich dadurch die Kosten je kWh.

4. Ergebnisse

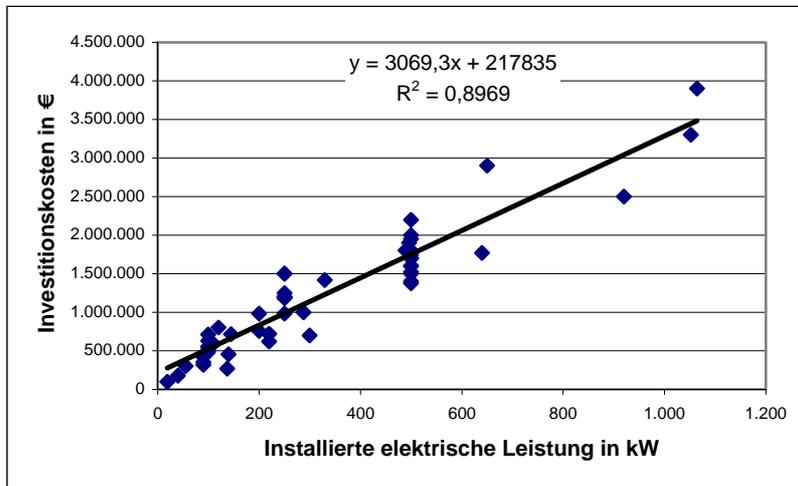
4.1. Rechtsformen

Von 54 Erhebungsbetrieben ist die Rechtsform bekannt. Die GmbH ist mit einem Drittel die häufigste Rechtsform, gefolgt von der KEG (20 %), GmbH & Co. KG (11 %), Einzelunternehmen (11 %), GesbR (6 %) und der OEG (4 %). Als landwirtschaftlicher Nebenbetrieb sind acht Erhebungsbetriebe (15 %) eingestuft.

4.2 Investitionskosten

Von Interesse sind die Investitionskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße. Als Kennziffer für die Anlagengröße dient die installierte elektrische Leistung (kW_{el}) des Blockheizkraftwerks. Abbildung 2 gibt den Zusammenhang zwischen der installierten elektrischen Leistung und den Investitionskosten wieder.

Abbildung 2: Investitionskosten der 55 Biogasanlagen



Die Anlagen liegen zwischen 19 und 1.064 kW_{el} , der Durchschnitt beträgt 320 kW_{el} und der Median 250 kW_{el} . Für die Analyse wurden vier Leistungsklassen gebildet (siehe Tabelle 1). Die Klassenbildung orientierte sich an der Anzahl der Betriebe in einem bestimmten Leistungsbereich und an der Preisabstufung im Ökostromgesetz (BGBl. I Nr. 149/2002). Dadurch sind die Intervalle der Leistungsklassen unterschiedlich groß.

Tabelle 1: Investitionskosten je kW_{el} der Biogasanlagen nach Leistungsklassen

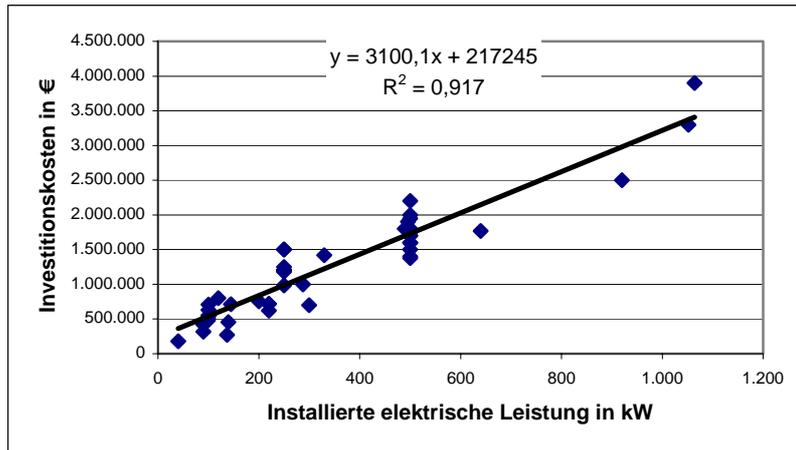
Bezeichnung	Leistungsklassen (BHKW) in kW _{el}			
	bis 100	101 - 300	301 - 500	über 500
Anzahl an Biogasanlagen in der Klasse	14	20	16	5
Leistung in kW _{el}				
Mittelwert	84	215	489	865
Median	99	235	500	920
Maximum	100	300	500	1.064
Minimum	19	110	330	640
Investitionskosten in € je kW _{el}				
Mittelwert	5.156	4.310	3.500	3.520
Median	5.183	4.760	3.450	3.260
Maximum	7.100	6.667	4.400	4.461
Minimum	3.544	1.970	2.750	3.078

In den Leistungsklassen befinden sich Anlagen unterschiedlicher Größe. Daher sind die Investitionskosten der Anlagen nicht insgesamt, sondern je kW_{el} angegeben. Der Mittelwert nimmt mit der Größe der Anlagen in den ersten drei Leistungsklassen ab. Die durchschnittlichen Investitionskosten der fünf Anlagen über 500 kW_{el} sind je kW_{el} etwa gleich groß wie jene der Leistungsklasse 301-500 kW_{el}, der Median ist in der Leistungsklasse über 500 kW_{el} niedriger als in der Leistungsklasse 301-500 kW_{el}. Die höchsten Investitionskosten je kW_{el} verzeichnet nach den Angaben der Betreiber eine Anlage in der Leistungsklasse bis 100 kW_{el}, die niedrigsten eine Anlage in der Leistungsklasse 101 bis 300 kW_{el}.

Die Regressionsanalyse mit den Investitionskosten der 55 Anlagen ergab folgende Funktion: $y = 217.835 + 3.069x$ (y = Investitionskosten, x = kW_{el}). Das R² beträgt 0,90, das heißt 90 % der Varianz der Investitionskosten lassen sich auf den Einfluss der installierten elektrischen Leistung zurückführen.

Von den 55 Anlagen verarbeiteten 48 ausschließlich landwirtschaftliche Rohstoffe. Die für diese Anlagen geschätzte Regressionsgerade lautet: $y = 217.245 + 3.100x$. Die Koeffizienten sind sehr ähnlich der Gleichung mit allen 55 Anlagen.

Abbildung 3: Investitionskosten der 48 landwirtschaftlichen Biogasanlagen

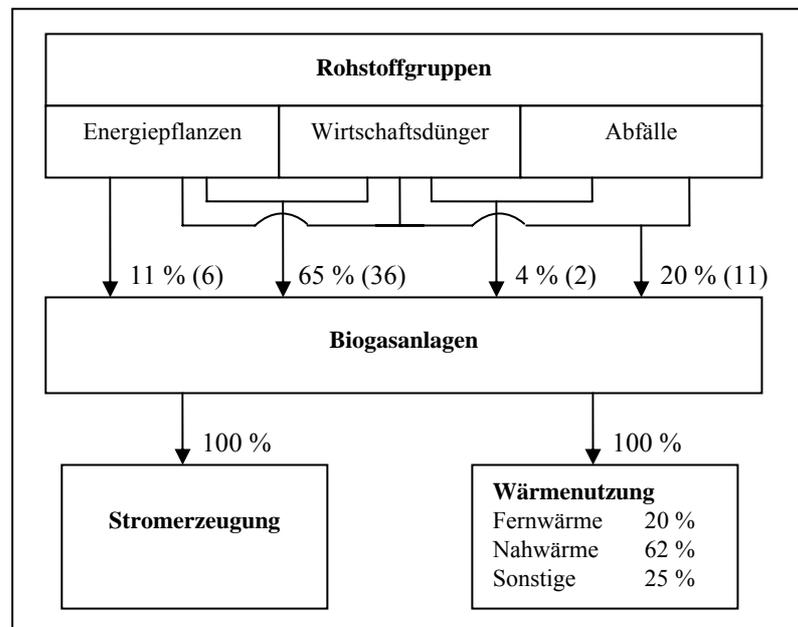


Im Vergleich zu einer früheren Analyse (Walla und Schneeberger 2003), welche mit den Investitionskosten von 34 Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung zwischen 10 und 330 kW_{el} erfolgte, wurden in der vorliegenden Auswertung für die Regressionsgerade etwas andere Koeffizienten geschätzt. Der Schnittpunkt der Geraden mit der Ordinate liegt höher (217.245 vs. 101.522), der Regressionskoeffizient ist niedriger (3.100 vs. 3.500). Nach der für die landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit den Investitionskosten der jüngsten Vergangenheit geschätzten Regressionsgeraden steigen die Investitionskosten mit der Größe weniger stark an als nach der früheren Analyse. Bei einer Größe von rund 290 kW_{el} ergeben beide Funktionen dieselben Investitionskosten (1,12 Mio. €). Die Größendegression ist in den Anlagen der jüngsten Vergangenheit stärker ausgeprägt.

4.3. Rohstoffeinsatz und Wärmenutzung

Im Erhebungsjahr verwendeten 53 der 55 untersuchten Biogasanlagen (96 %) Energiepflanzen, in 11 % wurden nur Energiepflanzen fermentiert. Wirtschaftsdünger setzten 49 der untersuchten Biogasanlagen ein (89 %), davon 36 in Kombination mit Energiepflanzen, elf zusammen mit Energiepflanzen und verschiedenen Abfällen. Da zwei Anlagen die Abfälle noch gemeinsam mit Wirtschaftsdünger verwendeten, gab es insgesamt 13 Biogasanlagen mit Abfallverwertung (siehe Abbildung 4).

Abbildung 4: Überblick über Rohstoffeinsatz und Wärmenutzung in den Erhebungsbetrieben



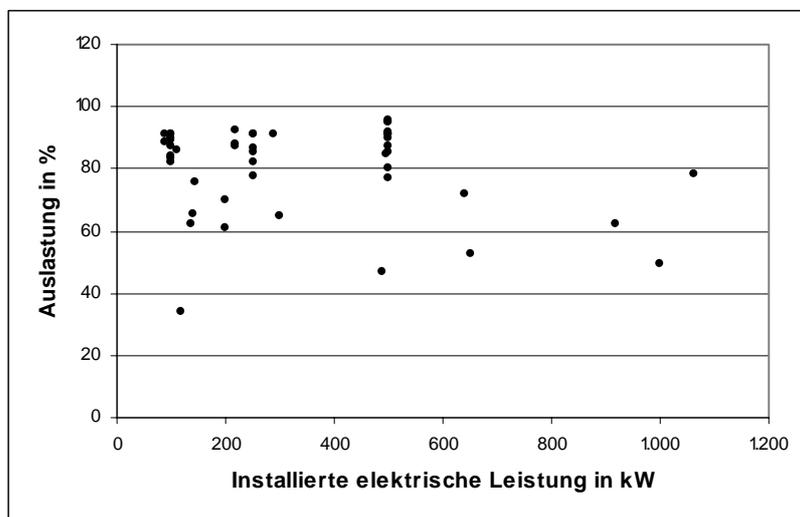
Silomais ist in den untersuchten Biogasanlagen die am häufigsten eingesetzte Energiepflanze, gefolgt von Grassilage, Maiskornsilage und Sonnenblumensilage. Vereinzelt werden Getreide und Rübenschnitte vergoren. Grünschnitt und Kartoffelschlempe kommen in jeweils einer Anlage zum Einsatz. Schlachtabfälle vergären drei Anlagen, Bioabfälle, Speiseabfälle, Speisefette und Glycerin je zwei Anlagen.

Das Biogas wird in allen Anlagen verstromt. Die Wärme wird in unterschiedlichem Ausmaß genutzt. In Abbildung 4 ist der Anteil der Anlagen mit Nutzung als Fernwärme, Nahwärme und sonstige Nutzung angeführt, ohne auf das Ausmaß der Nutzung einzugehen. Zur Nahwärmeversorgung tragen 34 Anlagen bei, in ein Fernwärmenetz liefern 11 Anlagen, für die Trocknung setzen 11 Betriebe die Wärme ein. Drei Betriebe spezifizierten ihre Wärmenutzung nicht (wegen Mehrfachnennungen Summe mehr als 55 bzw. mehr als 100 %).

4.4. Auslastung der Anlagen im Jahr 2005

Mit den verfügbaren Daten konnte für das Jahr 2005 eine Kapazitätsauslastung für 47 Anlagen berechnet werden. Als 100 % wurde die jährliche Stromerzeugung bei 8.760 Volllaststunden angesetzt. Der geschätzte Auslastungsgrad liegt zwischen 95 und 34 % (siehe Abbildung 4). Eine Auslastung über 80 % (über 7.008 Volllaststunden) erreichten 68 % der Anlagen, zwischen 60 und 80 % Auslastung (zwischen 5.256 und 7.008 Volllaststunden) 23 % und eine Auslastung unter 60 % (weniger als 5.256 Volllaststunden) 9 %.

Abbildung 5: Geschätzte Auslastung der Biogasanlagen im Jahr 2005



Anmerkung: Daten von 47 Anlagen, 100 % sind 8.760 Volllaststunden (365 Tage)

4.5. Rohstoffpreise

Die Preise der Energiepflanzen sind je t Frischmasse sehr verschieden, auch bei den einzelnen Energiepflanzen ist eine starke Streuung zu verzeichnen. Für die am häufigsten eingesetzten Energiepflanzen wurden folgende Preise je t Frischmasse bezahlt (jeweils ohne MwSt): 17 bis 58 für Silomais, 40 bis 100 für Maiskornsilage, 13 bis 58 € für Grassilage, 19 bis 58 € für Sonnenblumensilage. Weil manche Betreiber extrem hohe bzw. niedrige Preise zahlten, sind in Tabelle 2 auch die zweithöchsten bzw. zweitniedrigsten Werte angeführt.

Tabelle 2: Rohstoffpreis für Energiepflanzen frei Anlage je Tonne Frischmasse

Energiepflanze	Silomais	Maiskornsilage	Grassilage	Sonnenblumensilage
Anzahl der Preisangaben	44	18	24	16
Rohstoffpreise in € je t exkl. MwSt.				
Mittelwert	26	67	25	26
Median	25	64	22	23
Maximum	58	100	58	58
Zweithöchster Preis	40	92	44	35
Zweitniedrigster Preis	19	44	19	20
Minimum	17	40	13	19

Für Gülle gibt es von vier Anlagenbetreibern Preisangaben. Bezahlt wurden zwischen 1,00 und 5,15 € je m³, im Durchschnitt 3,29 €. Speisefette und Glycerin kosteten zwischen 50 und 81 € je t. Die Kartoffelschlempe verursachte Transportkosten von 3,84 € je t Frischmasse, diese Kosten wurden vom Anlagenbetreiber getragen.

Die Verwertung von Bio- und Speiseabfällen brachte Erlöse zwischen 37,50 und 40 € je t Frischmasse. Für Schlachtabfälle erhalten die Betreiber der Biogasanlage zwischen 3 und 27 €, für Grünschnitt 10 € je t Frischmasse.

Als Folge der unterschiedlichen Rohstoffversorgung der einzelnen Anlagen streuen die Rohstoffkosten je kWh beträchtlich. Vor allem durch den Einsatz von Wirtschaftsdünger und die Verwertung von Abfällen.

4.6. Arbeitszeitbedarf

In Abbildung 6 ist der Arbeitszeiteinsatz in 43 landwirtschaftlichen Biogasanlagen eingetragen. Ein Zusammenhang zwischen Anlagengröße und Arbeitszeitbedarf ist offensichtlich, allerdings streut der Arbeitszeitbedarf sehr stark. Die Betreiber der Anlagen mit etwa 500 kW_{el} gaben den Arbeitszeiteinsatz zwischen 1.000 und 2.850 Stunden an. Mit den Angaben der Anlagenbetreiber ergab sich folgende Funktion: $z = 759 + 1,97x$ (z = Arbeitszeit in Stunden pro Jahr, x = kW_{el}).

Abbildung 6: Arbeitszeiteinsatz in den landwirtschaftlichen Biogasanlagen

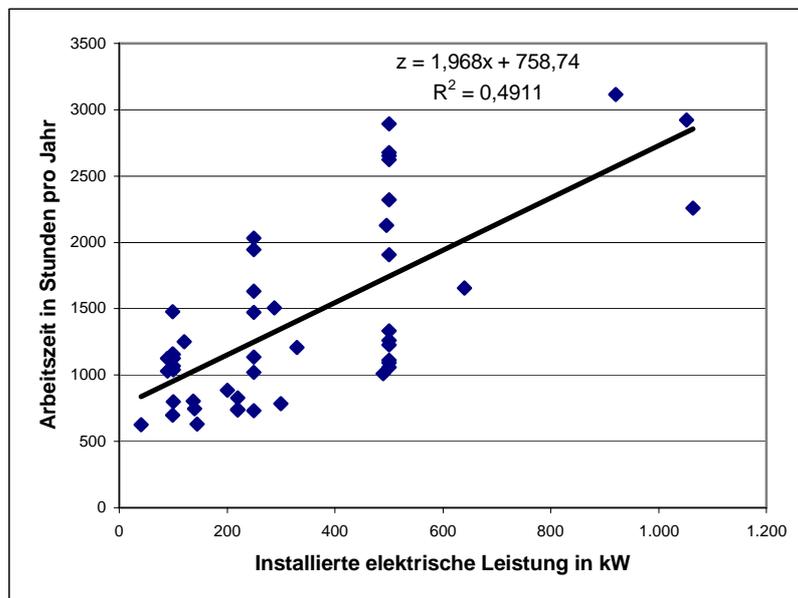
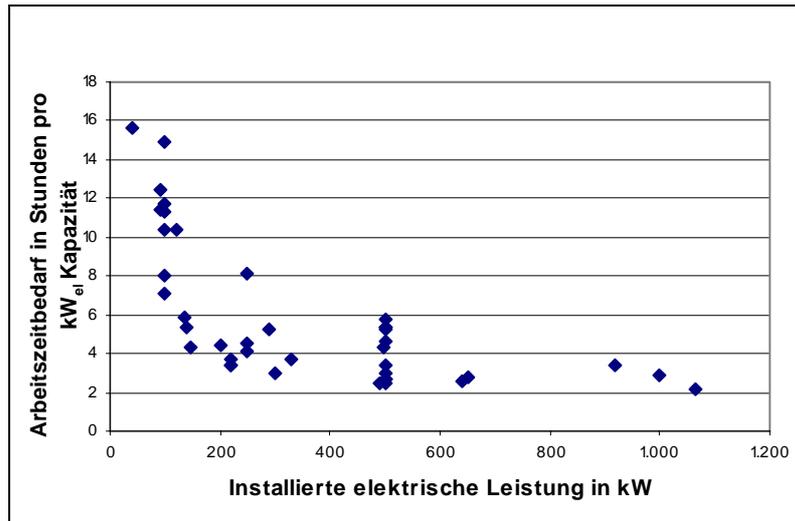


Abbildung 7: Arbeitszeiteinsatz je kW_{el} Kapazität in den landwirtschaftlichen Biogasanlagen



4.7. Preis für Strom

Der Preis für Strom aus Biogasanlagen ist in Österreich gesetzlich geregelt. Für Ökostrom von Biogasanlagen, die bis zum 31.12.2004 genehmigt wurden, beträgt der Preis, abhängig von der installierten elektrischen Leistung, zwischen 16,5 Cent und 10,3 Cent je kWh. Für jene Anlagen, die neben landwirtschaftlichen Rohstoffen auch andere Rohstoffe vergären, ist der Strompreis um jeweils 25 % niedriger (BGBl. II Nr. 508/2002). Fünf Anlagen erhalten nicht den angeführten Tarif des Ökostromgesetzes, sondern einen Tarif des jeweiligen Bundeslandes, der vor der Regelung im Ökostromgesetz gültig war.

4.8. Preis für Wärme

Wärme verkauften 28 Anlagen, der durchschnittliche Wärmepreis betrug 2,4 Cent je kWh. Der Median liegt bei 2,1 Cent je kWh, das Maximum bei 5 Cent je kWh und das Minimum bei 0,9 Cent je kWh, fünf Anlagen lieferten Wärme um eine Jahrespauschale. Bei Lieferung der Wärme in ein Wärmenetz wurde ein höherer Preis erzielt als für die Nahwärme.

Die Wärme wurde in unterschiedlichem Ausmaß genutzt, 50 % und mehr konnten 24 Anlagenbetreiber, weniger als 50 % 31 Anlagenbetreiber nutzen (siehe Tabelle 3). Betriebe mit Lieferung der Wärme in ein Fernwärmenetz konnten einen höheren Anteil der Wärme nutzen als die anderen.

Tabelle 3: Art und Ausmaß der Wärmenutzung

Art der Wärmenutzung	Anzahl der Betriebe mit Wärmenutzung		Durchschnittliche Wärmenutzung in %
	≥ 50 %	< 50 %	
Nahwärme	8	22	38
Fernwärme	9	2	84
Trocknung	3	0	64
Nahwärme und Trocknung	4	4	46
Keine Zuordnung		3	28

4.9. Erlös Biogasgülle

Ein Erlös für Biogasgülle wurde von 12 Anlagenbetreibern angegeben. Die Angaben sind uneinheitlich, denn 4 der 12 Anlagenbetreiber wiesen für die Biogasgülle Kosten aus, die anderen 8 Betreiber nicht. Daher werden keine Werte wiedergegeben.

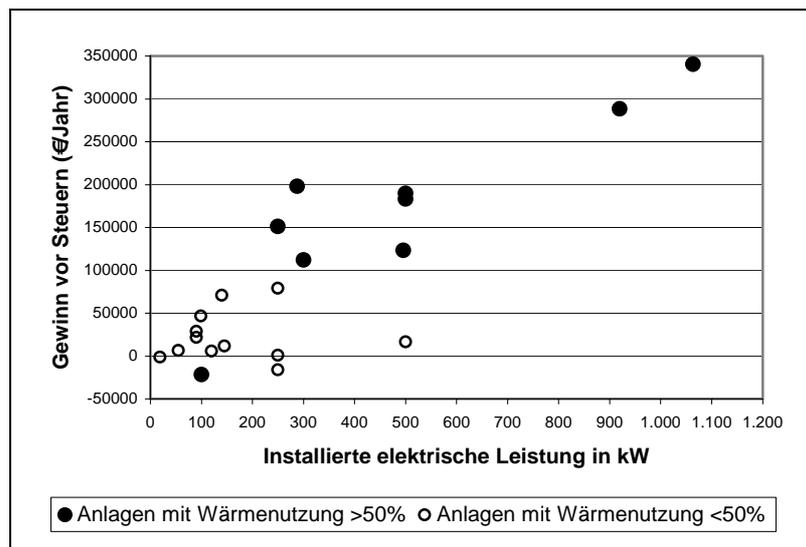
5. Wirtschaftlichkeitsvergleiche

Zuerst wird der für das Jahr 2005 von den Betrieben ausgewiesene Erfolg präsentiert. Danach werden die für die einzelnen Anlagen bei der tatsächlichen Auslastung im Jahr 2005 kalkulierten Kosten je kWh vorgestellt.

5.1. Ergebnis der Aufwands- und Ertragsrechnung

Abbildung 8 gibt das Ergebnis der Aufwands- und Ertragsrechnung von 21 Anlagen wieder. Es lässt sich ablesen, dass im Erhebungsjahr nicht alle Betreiber von Anlagen bis 250 kW_{el} den Aufwand durch die Erlöse decken konnten.

Abbildung 8: Gewinn vor Steuern



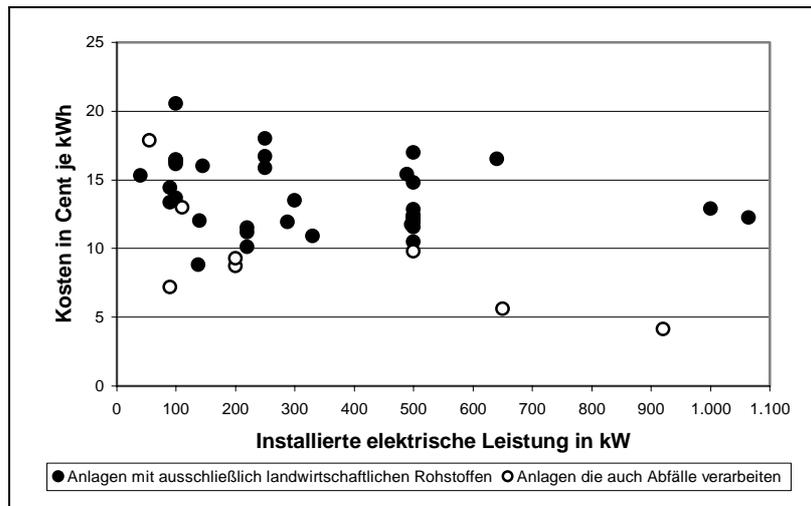
5.2. Kostenvergleich

Der Aufwand laut Buchhaltung muss in Kosten übergeleitet werden, um einen Kostenvergleich durchführen zu können. Anstelle der Fremdkapitalzinsen werden für das von den Betreibern eingesetzte Kapital (ohne Förderungsbeträge) Zinsen von 3 % verrechnet. Alle Anlagen werden in 13 Jahren ohne Restwert abgeschrieben (garantierte Einspeisetarife für diesen Zeitraum). Die Aufwendungen für den Betrieb der Anlage sind als Kosten übernommen (für Versicherungen, Mieten, Motoröl, Strom, Reparaturen, Biogasgülleausbringung, Verwaltung etc.). Die nicht entlohnten Arbeitszeiten wurden mit 8 € bewertet. Die Erlöse für Wärme, Biogasgülle und verwertete Abfälle sind den Kosten gegengerechnet.

Abbildung 9 zeigt das Ergebnis der Berechnungen mit den Daten von 38 Anlagen für das Jahr 2005. Die Ergebnisse streuen sehr stark. Für eine fundierte Analyse der Ursachen für die Kostenunterschiede müssten für jede Anlage die produktionstechnischen und ökonomischen Kennzahlen entwickelt werden und mit jedem Anlagenbetreiber seine

Ergebnisse im Vergleich zu den anderen Anlagen durchbesprochen werden.

Abbildung 9: Kosten der Ökostromzeugung in den Erhebungsbetrieben im Jahr 2005



Die errechneten Kosten je kWh übersteigen bei einigen Anlagen die Erlöse gemäß Ökostromgesetz (16,50 Cent bis einschließlich 100 kW_{el}; 14,50 Cent über 100 kW bis 500 kW; 12,50 Cent über 500 kW bis 1 MW, 10,30 Cent über 1 MW für landwirtschaftliche Biogasanlagen). Die Ergebnisse zeigen, dass in einigen Anlagen Effizienzsteigerungen notwendig sind. Bei noch nicht voll ausgelasteten Anlagen lassen sich die Kosten durch eine bessere Kapazitätsauslastung senken. Mit zunehmender Erfahrung ist noch eine Verbesserung der Produktionstechnik zu erwarten.

6. Diskussion und Schlussfolgerungen

Nach den Erhebungen besteht in der Praxis bei den Biogasanlagen eine relativ große Vielfalt. Dieser Sachverhalt trifft auf die Rechtsform, die Rohstoffe, die Investitionskosten, die Finanzierung, den Arbeitszeitbedarf und die Verwertung der Wärme zu.

Die Investitionskosten je kW_{el} der Biogasanlagen sinken im Durchschnitt mit der Anlagengröße. Die Streuung ist besonders in den Leistungsklassen bis $300 \text{ kW}_{\text{el}}$ groß. In der Leistungsklasse 100 bis $300 \text{ kW}_{\text{el}}$ trägt eine Anlage zu der besonders großen Differenz zwischen Maximum und Minimum bei. Bei den Anlagen der Leistungsklassen über $300 \text{ kW}_{\text{el}}$ liegt das Maximum wesentlich näher beisammen.

Für eine Analyse der Ursachen der großen Streuung der Investitionskosten wäre die Kenntnis der Zusammensetzung der Investitionskosten notwendig. Möglicherweise wurden die Investitionen unterschiedlich abgegrenzt (z.B. Grundstück für Anlage, Maschinen für Ernte der Rohstoffe und Ausbringung der Biogasgülle). Weitere Ursachen für die unterschiedliche Höhe der Investitionskosten je kW_{el} können die Bauausführung, der Anteil und die Bewertung von Eigenleistungen sowie die Art und die Mechanisierung der Rohstoffversorgung sein.

Bei der Berechnung der Kosten je kWh wurde ein einheitlicher Abschreibungszeitraum und ein einheitlicher Kalkulationszinssatz verwendet. Die Unterschiede in den jährlichen Kapitalkosten gehen daher nur mehr auf unterschiedliche Investitionskosten zurück. Nicht eliminiert wurde der unterschiedliche Auslastungsgrad der Anlagen im Abrechnungszeitraum. Die Auslastung war sehr unterschiedlich, wie Abbildung 5 zeigt. Anlagen mit niedriger Auslastung im Abrechnungszeitraum können die Kapitalkosten je kWh senken.

Energiepflanzen sind in den Erhebungsbetrieben die überwiegend eingesetzten Rohstoffe. Die Preise je t Frischmasse waren in der Abrechnungsperiode sehr verschieden, inwieweit dafür unterschiedliche Qualitäten und eine unterschiedliche Wettbewerbssituation verantwortlich waren, lässt sich aus den Erhebungsdaten nicht ableiten. Dazu wären eigene Untersuchungen notwendig.

Der Einsatz von Wirtschaftsdünger und Abfällen bewirkt in einem Teil der Biogasanlagen in der Abrechnungsperiode sehr unterschiedliche Rohstoffkosten je kWh . Da die mit dem Einsatz von Abfällen durch höhere Investitionskosten und durch höheren Arbeitseinsatz im Vergleich zum Energiepflanzeneinsatz verbundenen Mehrkosten nicht quantifiziert werden konnten, wurden die Rohstoffkosten je kWh im Beitrag nicht ausgewiesen. Für diese Vorgehensweise sprach zudem der Umstand, dass die Bewertungsansätze für Wirtschaftsdünger nicht von allen Betrieben bekannt sind.

Energiepflanzen werden teils in einer anderen Abrechnungsperiode eingekauft als sie in der Anlage eingesetzt werden (z.B. Maissilage). Ob in allen Erhebungsbetrieben eine exakte Abgrenzung erfolgte, lässt sich aus den Erhebungsdaten nicht nachvollziehen. Wenige Betriebe weisen Erlöse und Kosten für die Biogasgülleverwertung aus. Die Vereinbarungen mit Rohstofflieferanten im Hinblick auf die Verwertung der anfallenden Biogasgülle beeinflussen nicht nur die Kosten der Biogasanlage, sondern auch die Rohstoffkosten. Sind die Lieferanten von Energiepflanzen verpflichtet, die Biogasgülle abzunehmen, scheinen in den Abrechnungen weder Kosten noch Erlöse für die Biogasgülle auf. Die Organisation (z.B. Lohnunternehmer oder eigene Abfuhr) und die Transportentfernungen sind die Hauptdeterminanten für die Kosten der Biogasgülleabfuhr. Beim Einsatz von Gülle aus dem eigenen landwirtschaftlichen Betrieb wäre für eine Kostenabgrenzung zwischen landwirtschaftlichem Betrieb und der Biogasanlage eine Analyse der Arbeitsabläufe erforderlich. Erst wenn die Arbeitsabläufe bekannt sind, lassen sich die Mehrkosten durch den Gülleeinsatz in der Biogasanlage quantifizieren.

Aus den Angaben zum Arbeitszeiteinsatz geht deutlich hervor, dass dieser je kWh mit der Anlagengröße stark abnimmt. Am Beispiel der Anlagen mit 500 kW_{e1} zeigt sich aber auch, dass es außer der Anlagengröße, der Auslastung und den eingesetzten Rohstoffen noch andere Ursachen gibt. Eine Erfassung der Arbeitsabläufe und detaillierte Arbeitszeitaufzeichnungen wären für eine Erklärung des unterschiedlichen Arbeitszeiteinsatzes notwendig.

Abschließend sei bemerkt: Die Auswertung der Daten der Erhebungsbetriebe gibt ein Bild aus der Vergangenheit. Da manche Anlagen noch nicht lange im Betrieb waren, ist anzunehmen, dass sich die Produktionstechnik noch verbessern lässt. Die unterschiedliche Auslastung im Erhebungsjahr ermöglichte nicht, den Einfluss unterschiedlicher Substrate auf die Kosten je kWh zu ermitteln. Ideal wäre ein mehrjähriges Monitoring von gut funktionierenden Anlagen. Die steigende Nachfrage nach Biomasse (Biogasanlagen, Heizwerke, Hersteller von Biokraftstoffen u.a.) dürfte sich auf die Rohstoffpreise auswirken (siehe Zeddes, 2006). Jede Verteuerung der Rohstoffkosten, entweder direkt im Preis oder indirekt über höhere Pachtpreise (siehe dazu Heißenhuber und Berenz, 2006, 140), verschlechtert die Wettbewerbskraft der Biogasanlagen. Da der Kapitaleinsatz für die Stromerzeugung aus Biomasse

se hoch ist und zudem die Zinsen für Fremdkapital in Zukunft steigen könnten, besteht trotz des gesicherten Stromerlöses (Ökostromgesetz) ein erhebliches Risiko bei Investitionen in Biogasanlagen. Landwirte, die einen Einstieg in die Stromerzeugung aus Biogas beabsichtigen, sollten einen Investitions- und Finanzplan nach dem Grundsatz kaufmännischer Vorsicht entwickeln.

Literatur

- E-CONTROL (2006): Bericht über die Ökostrom-Entwicklung und fossile Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich. Wien.
- HEISSENHUBER A. und BERENZ St. (2006): Energieproduktion in landwirtschaftlichen Unternehmen. In: DARNHOFER, I., WYTRZENS, H.K. und WALLA, C. (Hrsg.): Alternative Strategien für die Landwirtschaft. Wien: Facultas Universitätsverlag, 135-144.
- WALLA, C. (2006): Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen. Diss. Universität für Bodenkultur Wien.
- WALLA, C., und SCHNEEBERGER, W. (2003): Analyse der Investitionskosten und des Arbeitszeitbedarfs landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Österreich. Berichte über Landwirtschaft, 81; 527-535.
- WALLA, C. und SCHNEEBERGER, W. (2005): Farm biogas plants in Austria – An economic analysis. In: HOFREITHER, M., PISTRICH, K., SINABELL, F., TAMME, O., und WYTRZENS, H.K (HRSG.): Jahrbuch der ÖGA - Europäische Integration - Chancen und Risiken für den ländlichen Raum, 13, 107-120.
- WÖHE, G. (1986): Einführung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre. München: Vahlen.
- ZEDDIES, J. (2006): Wechselwirkungen zwischen Energiepreise, Agrarrohstoffe und Biomasseimporte. Vortrag beim Fachkongress des BBE und der UFOP „Kraftstoffe der Zukunft 2006“ am 27.11.2006. Berlin.