

7 Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen

Philipp Grundmann, Tanja Kenkmann,
Christoph Luckhaus, Matthias Plöchl

Das wirtschaftliche Ergebnis von Biogasanlagen wird von einer Vielzahl von Faktoren bestimmt, die sich in unterschiedlichem Maße auf die Rentabilität auswirken und von der frühen Planungsphase an berücksichtigt werden sollten.

7.1 Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit

7.1.1 Betriebsstruktur und Know-How

Für die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage spielt die bereits vorhandene Betriebsstruktur eine wichtige Rolle. Tierproduktionsbetriebe mit Stallhaltung sind im Vorteil, da sie über ein kostenloses Substrat für die Biogasanlage in Form von Gülle oder Festmist und in der Regel über geeignete Gülleausbringtechnik verfügen. Betriebe, die bereits Silagewirtschaft betreiben oder in denen Silage- und Güllelagerkapazität vorhanden sind, haben ebenfalls günstige Voraussetzungen, da diese für die Biogasanlage genutzt werden können und die Investitionshöhe verringert wird.

Die Flächen- und Bodenausstattung des Betriebes ist hinsichtlich der Verfügbarkeit und der Anbaueignung für bestimmte pflanzliche Substrate (**vgl. Kap. 4**) ebenfalls von Bedeutung. Die Flächen sind nicht nur notwendig für die Erzeugung von Energiepflanzen, sondern auch für die Ausbringung des Gärrests.

Auch für reine Pflanzenanbaubetriebe lohnt sich der Betrieb einer Biogasanlage, wenn diese erfolgreich in den Betriebsablauf eingebunden werden kann und die Anbaukosten nicht zu hoch sind. Unter bestimmten Umständen lohnt sich auch die weitgehende strukturelle Neuausrichtung des Betriebes hin zur Energieproduktion.

Auch zukünftige Änderungen der Verhältnisse (Auslaufen von Pachtverträgen, Reduzierung der Tierbestände) müssen bei der langfristigen Planung berücksichtigt werden.

Ein entscheidendes Kriterium für den erfolgreichen Bau und Betrieb einer Biogasanlage ist das Know-How und das Engagement des Betriebsleiters und der verantwortlichen Mitarbeiter. Grundsätzlich stellen Bau und Betrieb einer Biogasanlage zusätzliche Ansprüche an die Betriebsleitung und die Ressourcen des Betriebes (Schulz & Eder, 2001; Top Agrar, 2002). Eine intensive Einarbeitung in das Thema ist unbedingt erforderlich. Außerdem empfiehlt sich für den Betreiber die Zusammenarbeit mit einem Beratungsunternehmen, das bereits in der Planungsphase auf die richtige Zusammenstellung und Verfügbarkeit von Substraten und

Anlagenkonzepten achtet, den Betreiber in der Bauplanung und Genehmigungsantragstellung unterstützt und schließlich auch noch während des Betriebs der Anlage mit Rat und Tat zur Verfügung steht.

7.1.2 Substratverfügbarkeit und -kosten

Für die Konzeption und den Betrieb einer Biogasanlage ist zuallererst entscheidend, ob ausreichend Substrate zur ganzjährigen Beschickung der Anlage zu akzeptablen Kosten vorliegen. Hierbei sind Betriebe mit und ohne Tierhaltung zu unterscheiden. Tierhaltende Betriebe haben hierbei den Vorteil, dass ihnen ein Substrat, Gülle oder Festmist, zur Verfügung steht, das mit Ausnahme vielleicht geringer zusätzlicher Kosten für Logistik nichts kostet und dessen Eigenschaften, Geruchsemissionen und Düngequalität, durch die anaerobe Vergärung auch noch verbessert werden. Die Auswirkungen auf die Ausbringkosten sind zu vernachlässigen, da sich das Volumen des Gärrests kaum vom Volumen des unbehandelten Wirtschaftsdüngers unterscheidet.

Ob die Ausbeute an verkaufbarer Energie durch die Zugabe von zusätzlichen, pflanzlichen Substraten gesteigert werden kann, wird in erster Linie durch die zusätzlichen Kosten und durch die Verfügbarkeit von Acker- und Grünlandfläche beeinflusst. In der Regel kann man aber davon ausgehen, dass 10 - 20 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche zur Produktion von Energiepflanzen genutzt werden können.

Die Beantwortung der Fragen nach den Kosten der Bereitstellung von Substraten und der verfügbaren landwirtschaftlichen Nutzfläche stellt sich insbesondere bei reinen Marktfruchtbetrieben. Hierbei ist auch zu berücksichtigen, dass der Gärrest von Energiepflanzen zwar als Dünger geeignet ist, dass aber zusätzliche Aufwendungen gegenüber der Ausbringung von Mineraldüngern entstehen. Bei der gemeinsamen Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdüngern ist ebenfalls das vergrößerte Gärrestvolumen zur Düngerausbringung zu beachten.

In **Tab. 7.1** sind die Kosten zur Stromerzeugung für zehn praxisübliche Substrate dargestellt. Hierbei wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 0,35 unterstellt, die Eigenschaften der Substrate entsprechen den Angaben aus **Kap. 3**. Hektarerträge, Kosten des Anbaus, Transports und der Lagerung entstammen der Datensammlung des Landes Brandenburg (Hanff et al, 2005) und beziehen sich auf die Eigenschaften des Landbaugebiets III (Ackerzahl 29-35). Der Anfall an Wirtschaftsdünger pro GV wurde der Rahmenempfehlung zur Düngung 2000 im Land Brandenburg (Roschke et al, 2000) entnommen. Zusätzliche Logistikkosten wurden mit 1 €

Tab. 7.1: Kosten der Stromerzeugung häufiger Substrate (zusammengestellt nach Hanff et al., 2005)

Substrat	Ertrag [t FM·ha ⁻¹]	Exkrememente [t·a ⁻¹ ·GV ⁻¹]	Anbaukosten [€·ha ⁻¹]	Anbaukosten [€·t ⁻¹ FM]	Kosten für Strom [€·kWh ⁻¹]
Rindergülle		38			< 0,001
Schweinegülle		21			< 0,001
Rinderfestmist		11			< 0,001
Triticale GPS	18,9		553	29	0,069
Gerste GPS	17,7		569	32	0,096
Roggen GPS	17,8		501	28	0,077
Maissilage	26,2		946	36	0,090
Grasanwelksilage (Intensivgrünland)	26,7		756	28	0,101
Roggenschrot	4,6		501	108	0,093
Sudangras	43,8		756	17	0,057

pro GV für Milchvieh und 0,33 € pro GV Schweine angenommen.

Die im Gärversuch untersuchte Gersten GPS war im Reifestadium der Blüte und hatte einen extrem niedrigen Trockenmassegehalt von 25 % FM. Bei einem späteren Erntetermin ist zwar mit einem geringeren Biogasertrag pro eingesetzte Masse (880 m³·t⁻¹ oTM statt 920 m³·t⁻¹ oTM), dafür aber mit einem deutlich höheren Trockenmassegehalt und folglich Trockenmasseertrag pro Hektar zu rechnen. Unter den hier gemachten Annahmen sinken die Kosten von 0,096 €/kWh auf 0,072 €/kWh. Dies verdeutlicht, dass gegenüber den Kosten in **Tab. 7.1** noch Optimierungspotenzial besteht.

7.1.3 Investitionen

Vor der Planung einer Biogasanlage sollte die gegenwärtige und zukünftige finanzielle Stabilität, Rentabilität und Liquidität des Gesamtbetriebes überprüft werden. Diese Notwendigkeit ergibt sich bereits aus der Tatsache, dass bei der Finanzierung einer Biogasanlage in der Regel eine Eigenkapitalquote in Höhe von 20 bis 30 % gefordert wird (bei guter Bonität sind auch deutlich niedrigere Eigenkapitalquoten möglich). Sind die betrieblichen Erfolgsparameter (Stabilität, Rentabilität und

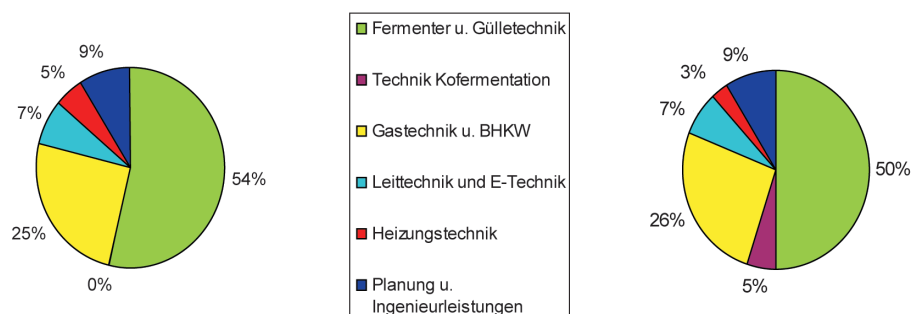
Liquidität) nicht zufrieden stellend, kann der Bau einer Biogasanlage die finanzielle Situation des Gesamtbetriebes zusätzlich erheblich gefährden.

Die Investitionen teilen sich zu ca. 50 - 60 % auf die Gülletechnik und Fermenter, ca. 25 - 35 % auf die Gastechnik und BHKW, ca. 5 - 10 % auf die Elektrotechnik und Leittechnik, ca. 2 - 5 % auf die Heizungstechnik sowie ca. 3 - 10 % auf Ingenieurleistungen auf (**Abb. 7.1**).

Für den Vergleich von Anlagen eignen sich die Kenngrößen der spezifischen Investitionen bezogen auf die installierte elektrische Leistung und das Arbeitsvolumen. Hohe spezifische Investitionen bezogen auf die installierte Leistung bedingen nicht zwangsläufig hohe Kosten in Bezug auf das Fermentervolumen, vor allem wenn in den Anlagen besondere Technik, beispielsweise zur Substrataufbereitung oder zur Gasreinigung eingesetzt wird. Die Mehrheit der Anlagen hat spezifische Investitionen zwischen 2.000 - 4.000 €/kW_{el} sowie 200 - 400 €·m⁻³ Fermentervolumen. Zwischen ein- und mehrstufigen Anlagen besteht kein signifikanter Unterschied in den spezifischen Investitionen.

Anlagen mit Stahlfermentern liegen bei den spezifischen Investitionen in der Regel höher als Anla-

Abb. 7.1: Verteilung der Investitionskosten für eine 500 kW-Anlage. Links ausschließlich Gülle-Vergärung, rechts mit Kofermentation pflanzlicher Substrate



gen mit Betonfermentern. Bei einer Verringerung der spezifischen Fermenterinvestitionen um 10 - 30 % ergeben sich bei gleich bleibenden Leistungskennzahlen Kostensenkungen für Strom aus Biogas von 0,003 - 0,01 €·kWh⁻¹ (Grundmann, 2004).

Die spezifischen Investitionen sind bezogen auf die Investitionen für das BHKW breit gestreut. Bei Zündstrahl- und Gasmotoren ist mit zunehmender Leistung eine Abnahme der spezifischen Kosten zu beobachten. Zwischen Zündstrahl und Gas-BHKW wurde in dem Messprogramm kein Unterschied in Bezug auf die spezifischen Investitionen beobachtet. Auch der Kauf mehrerer kleiner Zündstrahl-BHKWs anstatt eines großen Gas-BHKWs bringt keinen nachweislichen finanziellen Vorteil. Analyseergebnisse zeigen, dass sich bei einer Senkung der spezifischen Aggregatinvestitionen um 10 - 30 % und sonst gleich bleibenden Leistungskennzahlen die Stromgestehungskosten um 0,002 - 0,007 €·kWh⁻¹ reduzieren lassen (Grundmann, 2004).

Die Kosten für die Feststoffeinträge, Pumpen und Rührwerke betragen etwa 3 - 9 % der Gesamtinvestition.

Die Investitionsanteile für die Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sind weitgehend unabhängig von der Anlagengröße und belaufen sich im Durchschnitt auf 5 - 10 % der spezifischen Investitionen.

Die Anschlusskosten der Biogasanlage ans Stromnetz liegen beim Anlagenbetreiber und beinhalten alle Kosten, die durch die Verbindung der EEG-Anlage mit dem Anschlusspunkt entstehen. Die Netzanschlusskosten können einen erheblichen Kostenfaktor darstellen, insbesondere wenn eine Investition in eine Trafo-Station erforderlich wird.

7.1.4 Betriebs- und Fixkosten

Wartung

Für die Wartung des BHKW und der sonstigen Technik fallen durchschnittlich 4 % der Investitionskosten an.

Versicherung

Die jährlichen Versicherungskosten sind mit ca. 1 % der Gesamtinvestitionen zu veranschlagen. Bei vielen älteren Anlagen liegen die Versicherungskosten mit unter 0,5 % der Gesamtinvestitionssumme sogar noch weit darunter (FNR, 2005). Durch sicherheitstechnische Vorkehrungen sowie Leistungs- und Verfügbarkeitsgarantien aufgrund umfassender Wartungsverträge können die Versicherungskosten in Grenzen gehalten werden.

Stromkosten

Eine Biogasanlage hat einen nicht unerheblichen Eigenenergiebedarf. Der Strombedarf ist abhängig von der Energieintensität des Anlagenkonzeptes, z.B. schnell und langsam laufende Rührwerke, Rührzeiten und Häufigkeiten, und beträgt bei Nassfermentationsanlagen 4 % - 12 % des erzeugten Stroms. Bei Trockenfermentationsanlagen ist der Strombedarf geringer, da keine Rührwerke vorhanden sind. Herstellerangaben liegen bei 1 % des erzeugten Stroms. Im Normalfall wird der erzeugte Strom zu 100 % eingespeist und der benötigte Strom zum üblichen Strompreis des Betriebs zugekauft.

Arbeitskosten

Der Arbeitszeitbedarf für den Betrieb einer Biogasanlage ist über einen Grundbedarf hinaus von dem Betriebskonzept, der Größe und Störanfälligkeit der Anlage, sowie den eingesetzten Substraten abhängig. Eine Faustzahl für den Arbeitszeitbedarf ist schwer zu benennen. Je größer und moderner die Anlage ist, desto höher ist i.d.R. deren Automatisierungsgrad, so dass weniger Arbeit anfällt als bei sehr kleinen Anlagen, in denen viel „per Hand“ gemacht wird (FNR 2006). In den meisten Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird davon ausgegangen, dass für eine 500 kW-Anlage 3 - 5 Stunden täglich (365 Tage im Jahr) für die Anlagenbetreuung und Wartung, inkl. Störfallbeseitigung, ausreichend sind.

Einfluss des Netzsicherheitsmanagements auf die Anlagenwirtschaftlichkeit

2004 bzw. 2005 führten die in Brandenburg agierenden Energieversorgungsunternehmen das Netzsicherheitsmanagement (NSM) ein (vgl. Kap. 11). Dies besagt, dass bei Überlastung des Stromnetzes die Stromeinspeisung auch von Biogasanlagen abgeschaltet werden kann. Diese Abschaltung kann zu Ertragsausfällen und damit zu wirtschaftlichen Nachteilen für den Anlagenbetreiber führen. Allerdings ist seit Einführung des NSM die Zahl der Abschaltungen extrem gering und nur äußerst kurzzeitig gewesen (E.ON edis, mdl. Mitteilung, 2.8.2006). Eine Abschaltung tritt nur dann auf, wenn zwei seltene Faktoren zusammentreffen: extrem hohe Stromeinspeisung (z.B. durch starken Wind) verbunden mit gleichzeitig extrem geringer Nachfrage (z.B. an Feiertagen). Bisher sind die Auswirkungen des NSM auf die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen daher unbedeutend gewesen. Es besteht die Möglichkeit, dass sich bei einer zunehmenden Zahl von Stromeinspeisern die Zahl der Abschaltungen erhöht, allerdings wird langfristig ein Netzausbau durchgeführt. Insgesamt ist nicht damit zu rechnen, dass das NSM die Rentabilität einer Biogasanlage gefährdet, wenn die Anlage ansonsten wirtschaftlich betrieben werden kann.

Zündölkosten

Bei BHKWs unter 250 kW_{el} werden häufig Zündstrahlmotoren eingesetzt, in welchen das Biogas vor dem Verbrennen mit 7 % - 10 % Heizöl versetzt wird (vgl. Kap. 5). In diesem Fall entstehen zusätzliche Kosten für das Zündöl, welche jedoch durch den zusätzlichen Energiegehalt ausgeglichen werden. Ab 2007 dürfen in Biogasanlagen nur noch Biokraftstoffe (i.d.R. Biodiesel oder Pflanzenöl) als Zündöl eingesetzt werden.

Kosten für Prozessbiologische Betreuung

Durch fachmännische prozessbiologische Betreuung einer Biogasanlage lassen sich die Gaserträge erhöhen und/oder auf hohem Niveau stabilisieren bzw. Störungen vermeiden. In diesem noch jungen Markt variieren die angebotenen Leistungen und Preise stark. Der Betreuungsumfang ist bei verschiedenen Anbietern unterschiedlich und reicht von Diagnosen eingesandter Substrate bis hin zum zusätzlichen regelmäßigen Besuch des Fachmanns. Die Kosten liegen, je nach Anlagengröße und Leistungsumfang, zwischen 5.000 und 25.000 €·a⁻¹. Einige Berater bieten erfolgsabhängige Verträge mit einem relativ geringen Sockelbetrag an.

Kosten für die Ausbringung des Gärrestes

Werden pflanzliche Substrate in einer Biogasanlage eingesetzt, entstehen zusätzliche Kosten für die Ausbringung des Gärrestes. Allerdings kann die Ausbringung des Gärrestes andere Düngearbeitsgänge ersetzen, wodurch anderweitig im Betrieb Kosten eingespart werden.

7.1.5 Gasnutzung

Das Biogas kann sehr vielseitig genutzt werden, u.a. in Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungs-(KWKK)-Anlagen, durch Wärmenutzung in Brennern, als Treibstoff oder durch die direkte Einspeisung ins Erdgasnetz (vgl. Kap. 5). Die Stromerzeugung in BHKW und Stromvergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist derzeit noch die

wichtigste Einnahmequelle für Betreiber von Biogasanlagen. Dabei hat die richtige Dimensionierung von Anlage und BHKW sowie die möglichst hohe Auslastung des BHKW entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Erfahrungsgemäß ist aber die Rentabilität einer Biogasanlage allein auf der Grundlage der Stromerlöse nur schwer darstellbar. Deshalb sollten schon bei der Anlagenkonzeption zusätzliche Einnahmen (u.a. Entsorgungseinnahmen, EEG-Boni, Wärmeverkauf) bzw. Kosteneinsparungen (Wärmenutzung im eigenen Betrieb) in Betracht gezogen werden. Die extern tatsächlich verwertete Wärme ist durch einen Wärmemengenzähler zu erfassen, und bei Anlagen unter 2 MW kann dann über die Stromkennzahl des BHKW die Höhe des KWK-Bonus errechnet werden (vgl. Kap. 11).

Für Biogasanlagen in der Landwirtschaft ist aufgrund ihres Standorts eine umfassende Wärmenutzung in der Regel kaum möglich. Standorte an Fernwärmetrassen oder in der Nähe von Einrichtungen mit hohem Heiz- bzw. Prozesswärmebedarf sind meist für eine konsequente Kraft-Wärme-Kopplung gut geeignet. Sonderlösungen in der Landwirtschaft sind denkbar an Standorten mit Wärmebedarf für die Trocknung, wie zum Beispiel zur Holzhackschnitzeltrocknung bzw. dort, wo über Absorptionskältemaschinen Wärme zur Kälteerzeugung einsetzbar ist, wie beispielsweise bei der Milchkühlung oder der Stallklimatisierung. In der Regel fallen zur Wärmenutzung zusätzliche Investitionskosten (Übergabestationen, Wärmetauscher, Rohrleitungen, etc.) an.

Zukünftig werden bedingt durch Preisentwicklung und Kostendruck Neuanlagen nur noch an Standorten mit hoher jährlicher Wärmeabnahme attraktive Renditen erzielen und alle beteiligten Akteure zu innovativen und integrativen Lösungen der Wärmenutzung gezwungen sein.

Zur Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz liegen bereits erste Erfahrungen in Deutschland und

Wirtschaftlich günstigster Inbetriebnahmezeitpunkt

Auf Grund der jährlichen Degression der Grundvergütung um 1,5 % (vgl. Kap. 11.1) ist der Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage für den zu erzielenden Erlös sehr wichtig.

Bei einer 500 kW-Beispielanlage ohne Wärmenutzung, die 3,5 Mio. kWh_{el}·a⁻¹ ins Netz einspeist, summiert sich der Vergütungsunterschied von 1,5 % auf 105.000 € in 20 Jahren. Allerdings besagt das EEG, dass der festgelegte Vergütungssatz für 20 Jahre gezahlt wird plus dem Inbetriebnahmejahr. Geht die Anlage also zum Jahresende 2006 ans Netz, erhält der Betreiber genau 20 Jahre lang die festgelegte Vergütung. Geht sie jedoch erst im März 2007 ans Netz, würde der Betreiber neun Monate länger von der hohen EEG-Vergütung profitieren. In diesem Zusammenhang muss außerdem unbedingt beachtet werden, dass die Inbetriebnahme einer Biogasanlage im Winter je nach Witterung zu erheblichen Problemen führen kann. Bei niedrigen Außentemperaturen ist es sehr energieintensiv, im Fermenter die nötigen Temperaturen zu erreichen. Es entstehen erhebliche Kosten für die Stützfeuerung des BHKW und/oder die Fermenterbeheizung. Der Gasbildungsprozess kommt nur sehr langsam „in Gang“.

Es sollte also kritisch überdacht und genau nachgerechnet werden, ob sich die überstürzte Inbetriebnahme einer, im schlimmsten Fall noch nicht richtig fertigen, Biogasanlage zum 31.12. wirklich lohnt.

Tab. 7.2: Substratmengen und -kosten für drei Anlagengrößen und acht Substratmischungen

Mix-Nr.	Substratmischung	Parameter	150 kW _{el}	500 kW _{el}	1.000 kW _{el}
Mix 1	100 % Rindergülle	Güllebedarf [m ³ ·a ⁻¹]	22.418	74.725	149.450
		Tierbestand [GV]	590	1.966	3.933
		Kosten [€·a ⁻¹]	590	1.966	3.933
Mix 2	100 % Schweinegülle	Güllebedarf [m ³ ·a ⁻¹]	26.677	88.924	177.849
		Tierbestand [GV]	1.270	4.234	8.469
		Kosten [€·a ⁻¹]	419	1.397	2.795
Mix 3	80 % Rindergülle 20 % Roggen GPS	Güllebedarf [m ³ ·a ⁻¹]	7.582	25.274	50.548
		Tierbestand [GV]	200	665	1.330
		Roggen GPS [t·a ⁻¹ FM]	1.896	6.318	12.637
		Anbaufläche [ha]	106	355	710
		Kosten [€·a ⁻¹]	53.551	178.504	357.009
Mix 4	60 % Rindergülle 20 % Roggen GPS 20 % Grasanweilsilage	Güllebedarf [m ³ ·a ⁻¹]	4.028	13.427	26.853
		Tierbestand [GV]	106	353	707
		Roggen GPS [t·a ⁻¹ FM]	1.329	4.431	8.862
		Anbaufläche [ha]	75	249	498
		Grasanweilsilage [t·a ⁻¹ FM]	1.329	4.431	8.862
		Anbaufläche [ha]	50	166	332
		Kosten [€·a ⁻¹]	75.155	250.517	501.033
Mix 5	60 % Rindergülle 20 % Maissilage 20 % Grasanweilsilage	Güllebedarf [m ³ ·a ⁻¹]	3.849	12.831	25.662
		Tierbestand [GV]	101	338	675
		Maissilage [t·a ⁻¹ FM]	1.270	4.234	8.468
		Anbaufläche [ha]	48	162	323
		Grasanweilsilage [t·a ⁻¹ FM]	1.270	4.234	8.468
		Anbaufläche [ha]	48	159	317
Kosten [€·a ⁻¹]	81.933	273.109	546.218		
Mix 6	60 % Rindergülle 20 % Sudangras 20 % Grasanweilsilage	Güllebedarf [m ³ ·a ⁻¹]	4.385	14.618	29.236
		Tierbestand [GV]	115	385	769
		Sudangras [t·a ⁻¹ FM]	1.447	4.824	9.648
		Anbaufläche [ha]	33	110	220
		Grasanweilsilage [t·a ⁻¹ FM]	1.447	4.824	9.648
		Anbaufläche [ha]	54	181	361
Kosten [€·a ⁻¹]	66.072	220.239	440.478		
Mix 7	50 % Rindergülle 10 % Roggen GPS 10 % Gerste GPS 10 % Maissilage 20 % Grasanweilsilage	Güllebedarf [m ³ ·a ⁻¹]	2.739	9.130	18.259
		Tierbestand [GV]	72	240	481
		Roggen GPS [t·a ⁻¹ FM]	548	1.826	3.652
		Anbaufläche [ha]	31	103	205
		Gerste GPS [t·a ⁻¹ FM]	548	1.826	3.652
		Anbaufläche [ha]	31	103	206
		Maissilage [t·a ⁻¹ FM]	548	1.826	3.652
		Anbaufläche [ha]	21	70	139
		Grasanweilsilage [t·a ⁻¹ FM]	1.096	3.652	7.304
Anbaufläche [ha]	41	137	274		
Kosten [€·a ⁻¹]	84.671	282.235	564.471		
Mix 8	20 % Roggen GPS 20 % Gerste GPS 20 % Maissilage 20 % Grasanweilsilage 20 % Roggenschrot	Roggen GPS [t·a ⁻¹ FM]	408	1.358	2.717
		Anbaufläche [ha]	23	76	153
		Gerste GPS [t·a ⁻¹ FM]	408	1.358	2.717
		Anbaufläche [ha]	23	77	153
		Maissilage [t·a ⁻¹ FM]	408	1.358	2.717
		Anbaufläche [ha]	16	52	104
		Grasanweilsilage [t·a ⁻¹ FM]	408	1.358	2.717
		Anbaufläche [ha]	15	51	102
		Roggenschrot [t·a ⁻¹ FM]	408	1.358	2.717
		Anbaufläche [ha]	89	295	591
Kosten [€·a ⁻¹]	91.893	306.309	612.619		

anderen europäischen Ländern (u.a. Schweden, Niederlande, Schweiz) vor. In Brandenburg ist in Kürze mit der Erprobung erster Anlagen zu rechnen. Für eine Verbreitung der Einspeisung von Biogas in Deutschland müssen allerdings noch kostenoptimierte und größenangepasste Techniken zur Verfügung stehen, sowie rechtliche Rahmenbedingungen, u.a. Einleitungs- bzw. Durchleitungsverordnung, existieren und ökonomische Rahmenbedingungen, z.B. Gaseinspeise- und Vergütungsgesetz analog EEG, geschaffen werden.

7.2 Anlagenwirtschaftlichkeit in Szenario- und Beispielbetrieben

In **Tab. 7.2** sind für drei Größen von Biogasanlagen (150, 500, 1.000 kW_{el}) die notwendigen Substratmengen für acht verschiedene Zusammensetzungen aufgeführt.

7.2.1 Maximale Investitionen für Biogasanlagen

Die Preisspannen bei Biogasanlagenherstellern weisen hinsichtlich Qualität und Umfang ihrer Angebote hohe Schwankungsbreiten auf. Für eine 500 kW Anlage liegen die Investitionen derzeit zwischen 2.500 und 5.000 €·kW⁻¹ installierter elektrischer Leistung. Unabhängig von den Qualitätsunterschieden der Komponenten gibt es für die Investitionen jedoch eine standortabhängige Obergrenze, die der Betreiber nicht überschreiten sollte, damit die tatsächlichen Anbaukosten pflanzlicher Substrate für die geplante Anlage abgedeckt werden und eine Mindestrendite erreicht wird.

Für die zuvor definierten acht Substratmixe und drei Anlagengrößen (**Tab. 7.2**) wurde jeweils ein Anlagenkonzept als zweistufige Anlage mit Fermentern entsprechender Größe zu Grunde festge-

legt. Dies war notwendig, um die Gasausbeute von 85 % der im Labor ermittelten Werte zu erreichen. Basierend auf den Anbaukosten aus Hanff et al, 2005 und den in **Tab. 7.3** dokumentierten Nebenbedingungen wurden die spezifischen Grenzkosten der Investition [€·kW_{el}⁻¹] für drei Preisniveaus ermittelt:

1. Anbaukosten für das Land Brandenburg gemäß Hanff et al, 2005 (Szenario „Substratkosten-BBG“)
2. 90 % der Anbaukosten gemäß Hanff et al, 2005 (Szenario „Substratkosten -10 %“)
3. 80 % der Anbaukosten gemäß Hanff et al, 2005 (Szenario „Substratkosten -20 %“)

Unter Berücksichtigung der genannten Bedingungen, insbesondere der geforderten Kapitalverzinsung von 9 %, werden in **Abb. 7.2** die mix- und größen-spezifischen Grenzinvestitionen dargestellt.

Es zeigt sich, dass unter den Anbaubedingungen in Brandenburg, mit Anbaukosten deutlich über dem Marktpreis, von den ausgewählten Mixen lediglich die ersten drei Mixe in den Bereich marktüblicher spezifischer Investitionskosten ihrer jeweiligen Anlagengröße kommen. Unter guten Standortbedingungen besteht allenfalls noch bei Mix 6 eine Realisierungschance. Alle anderen Mixe erfordern unter den genannten Nebenbedingungen und Anbaukosten sehr niedrige Grenzinvestitionen bzw. eine zusätzliche Förderung in Form von Investitionszuschüssen oder Bonusvergütungen.

Die Ergebnisse der vorliegenden Szenarien auf eine Praxisanlage zu übertragen, ist ohne entsprechende Anpassungen nicht sinnvoll. Die systematischen Vergleiche zwischen den Mixen machen deutlich, dass die Grenzinvestitionen bei Reduzierung des Maiseinsatzes und Ersatz durch alterna-

Tab. 7.3: Den Szenariorechnungen zugrunde liegende Annahmen

		angenommener Wert
Anlage und Investitionsrahmen		
Elektrischer Wirkungsgrad		35 %
Volllaststunden		7.000 h·a ⁻¹
Gasausbeute (Anteil der maximal möglichen Gasausbeuten)		85 %
Wärmenutzung		0 %
geforderte Kapitalverzinsung		9 %
mittlerer Zins für Annuitätsdarlehn (Laufzeit 10 a)		5 %
Betriebskosten		
Versicherungskosten		1 %
Wartung		4 %
Arbeitsbedarf (mit 10 €·h ⁻¹ Lohn)	150 kW	5,1 Akh·a ⁻¹ ·kW _{el} ⁻¹
	500 kW	4,2 Akh·a ⁻¹ ·kW _{el} ⁻¹
	1 MW	3,1 Akh·a ⁻¹ ·kW _{el} ⁻¹
Strombedarf		6 % des erzeugten Stroms
Substratkosten (mixabhängig gemäß Hanff et al, 2005)		
Gärrestaubsbringung (ohne Gülle)		2 €·t ⁻¹

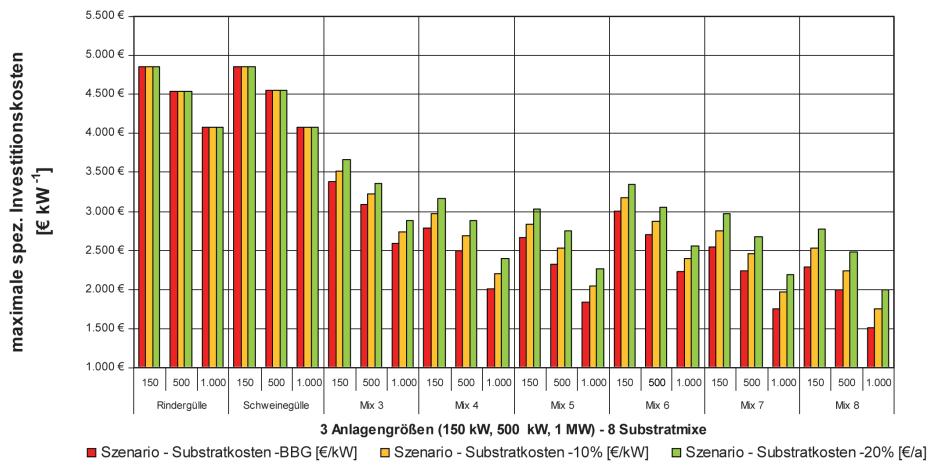


Abb. 7.2: Mixspezifische Grenzinvestitionen in Brandenburg (LBG III) bei 9 % Rendite

tive, den Standortbedingungen besser angepasste Substrate, wie z.B. Sudangras oder Roggen GPS, höher liegen. Schlussfolgernd ist einerseits mehr Sensibilität von Planern und Betreibern bei der Auswahl der Gärsubstrate zu fordern. Andererseits würde eine stärker substratspezifische Ausrichtung der Förderinstrumente den vorliegenden Ergebnissen Rechnung tragen und sich zusätzlich positiv auf Fruchtfolgen und Diversität der Agrarlandschaft auswirken.

Grundsätzliche Bedeutung kommt der möglichen Wärmenutzung am Standort der Biogasanlage zu, da über den KWK-Bonus und den Wärmeverkauf zusätzliche Erlöse erreicht werden können und das Betriebsergebnis deutlich verbessert wird. Wichtige Stellschraube für die Rentabilität ist außerdem ein gleichmäßiger und optimaler Betrieb der Anlage, der sich in einer höheren BHKW-Auslastung niederschlägt und das Ergebnis deutlich verbessert. Dies untermauert die Bedeutung fachkundiger Betriebsführung und Betreuung. Entsprechende Ausbildungs- und Qualifizierungsmaßnahmen können dabei helfen.

7.2.2 Abhängigkeit der Renditen von den Investitionen

Basierend auf den gleichen Substrat- und Anlagenparametern soll die Wirtschaftlichkeit der ausgewählten Szenarien dargestellt werden. Die zusammengestellten Investitionskosten beruhen dabei nicht auf jeweils anlagenspezifischen Angeboten, sondern werden getrennt als spezifische Kosten je Kapazitätsgröße für Fermenter [$\text{€}\cdot\text{m}^{-3}$], BHKW [$\text{€}\cdot\text{kW}^{-1}_{\text{e}}$] und Einbringungstechnik für die Kofermentation [$\text{€}\cdot\text{t}^{-1}$] mit entsprechendem Degressionsfaktor für die geforderte Auslegungsgröße ermittelt. Bei einer vorgegebenen Raumbelastung von $3 \text{ kg oTM}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{d}^{-1}$ wurden mixspezifisch die erforderlichen Verweilzeiten und daraus resultierenden Fermentervolumina errechnet.

Um den Einfluss der Investitionskosten auf die Wirtschaftlichkeit zu verdeutlichen, wurden drei Preis-

niveaus für jedes Szenario (acht Substrat-Mixe, drei Anlagengrößen) untersucht:

1. Investitionen (Standard) – gemäß oben beschriebener Kostenermittlung
2. Investitionen (+ 10 %) – gemäß 1. mit 10 % Kostensteigerung
3. Investitionen (- 10 %) – gemäß 1. mit 10 % Kostenachlass

Die zugrunde liegenden Substratkosten basieren nicht auf Marktpreisen, sondern wie zuvor auf der Datensammlung Brandenburg (Hanff et al, 2005).

Erwartungsgemäß sind die Renditen für die Gülleanlagen relativ hoch, was dem kostengünstigen Substrat geschuldet ist. Für mittlere Standorte (LBG III) Brandenburgs wird deutlich, dass die Kofermentation und auch die güllelose Vergärung bei den angenommenen Anbaukosten und Vergütungssätzen (vgl. Kap. 7.1) ernsthaft zu prüfen ist. Der Vergleich von Mix 5 und Mix 6 belegt, dass Sudangras gegenüber Maissilage deutliche wirtschaftliche Vorteile hat (Abb. 7.3). Maissilage ist in Brandenburg nicht grundsätzlich als Gärsubstrat zu empfehlen. Auch der Einsatz teurer Grassilage von Intensivgrünland, Gerste GPS und Roggenschrot (vgl. Tab. 7.1) in Biogasanlagen ist unter ungünstigen Umständen kaum wirtschaftlich. Positiver stellt sich dagegen der Einsatz von Roggen- und Triticale GPS dar.

Auch bei dieser Betrachtung ergäben sich bei einer besseren BHKW-Auslastung, einem höheren BHKW-Wirkungsgrad und bei Nutzung der anfallenden Wärme deutlich höhere bzw. überhaupt positive Renditen. Landwirte und zukünftige Betreiber von Biogasanlagen in Brandenburg sollten, bevor sie sich für den Einsatz von Substraten entscheiden, in jedem Fall die Kosten ihrer Pflanzenproduktion exakt ermitteln, sei es für die eigene Anlage oder als reiner Rohstoffproduzent für zukünftig entstehende Biogasanlagen. Ausgehend von einer realistischen Renditeerwartung kann dann die Auswahl möglicher Substrat-Mixe getroffen werden.

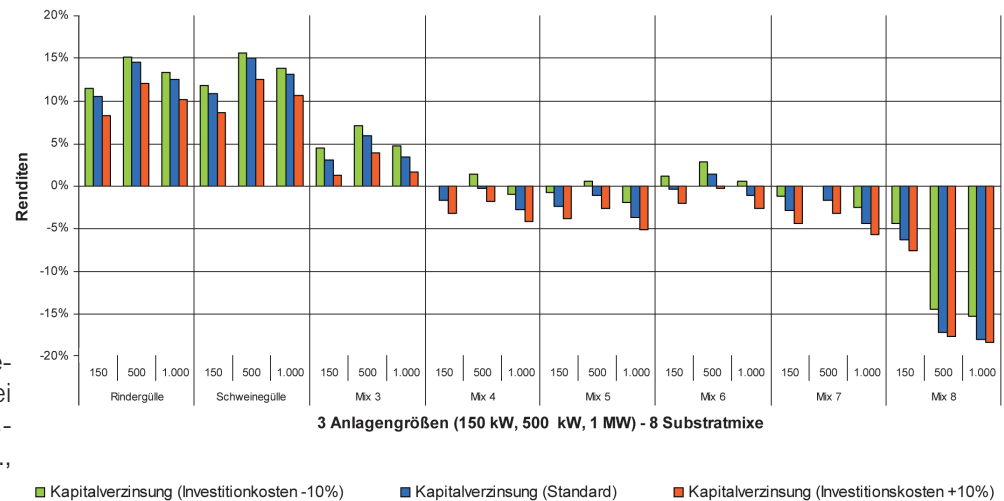


Abb. 7.3: Rendite für definierte Investitionen bei Biomasseproduktionskosten gemäß Hanff et al., 2005

7.2.3 Beispielbetriebe in Brandenburg

In **Tab. 7.4** sind beispielhaft Kosten und Erlöse von drei brandenburgischen Biogasanlagen verschiedener Größe zusammengestellt. Die Zahlen zeigen, wie groß die Schwankungsbreite der Kosten tatsächlich sein kann und wie groß auch die Abweichungen von den zu den Szenarioberechnungen verwendeten Annahmen, die ja auf Erfahrungswerten zahlreicher Anlagen in ganz Deutschland beruhen, sind.

Bereits die Höhe der Investitionskosten bestätigt, dass hier, wie weiter oben gesagt, ein sehr großer Spielraum vorhanden ist. Die aufgewendete Investitionssumme liegt bei Anlage 1 bei $3.450 \text{ €} \cdot \text{kW}_{\text{el}}^{-1}$, bei Anlage 2 bei $4.250 \text{ €} \cdot \text{kW}_{\text{el}}^{-1}$ und bei Anlage 3 bei $2.330 \text{ €} \cdot \text{kW}_{\text{el}}^{-1}$. Die Versicherungskosten betragen bei den drei Anlagen zwischen 0,6 % und 1,4 % der Investitionssumme. Die Wartungskosten liegen bei Anlage 1 bei 3,9 %, bei Anlage 3 bei 3,3 % und bei Anlage 2 bei nur 1,3 % der Investitionssumme und sind damit extrem niedrig.

Tab. 7.4: Daten von Brandenburgischen Beispielbetrieben

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
BHKW-Leistung (kW_{el})	152	330	850
Investitionskosten (€)			
Gesamtinvestition	524.000	1.400.000	1.983.464
Anteil Förderung	126.000	150.000	109.153
jährliche Kosten für Zinsen und Tilgung	51.000	118.000	186.581
Betriebskosten ($\text{€} \cdot \text{a}^{-1}$)			
Wartung BHKW		18.000	65.386
Unterhalt Maschinen und Geräte	20.300		
Versicherung	4.500	20.000	12.624
Arbeitskosten	14.000	29.000	61.728
Energiekosten	15.000	35.000	40.432
Zündölkosten	20.640		
sonstige Betriebskosten	10.000	18.000	62.234
Gesamt-Betriebskosten	84.440	120.000	242.404
Substratkosten ($\text{€} \cdot \text{a}^{-1}$)			
(Mais-)Silage	50.000	nur	296.441
Schlempe	6.500	Gülle-	
Getreide		vergärung	91.448
Gesamt	56.500	-	387.889
Erlöse			
Stromerzeugung ($\text{kWh}_{\text{el}} \cdot \text{a}^{-1}$)	1.247.000	2.674.000	6.281.500
Wärmeerzeugung ($\text{kWh}_{\text{th}} \cdot \text{a}^{-1}$)	keine Angabe	nicht erfasst	0
Anteil Wärmeverkauf (%)	keine Angabe	eigene Nutzung	0
Stromverkauf ($\text{€} \cdot \text{a}^{-1}$)	202.400	414.000	946.526
Wärmeverkauf ($\text{€} \cdot \text{a}^{-1}$)	10.000	nicht erfasst	0

Die Arbeitskosten dagegen sind weit höher als angenommen. Bei der 150 kW-Anlage liegen sie bei $7,7 \text{ Akh} \cdot \text{a}^{-1} \cdot \text{kW}_{\text{el}}^{-1}$, bei der 330 kW-Anlage bei $7,3 \text{ Akh} \cdot \text{a}^{-1} \cdot \text{kW}_{\text{el}}^{-1}$ und bei der 850 kW-Anlage bei $6,0 \text{ Akh} \cdot \text{a}^{-1} \cdot \text{kW}_{\text{el}}^{-1}$. Die Arbeitskosten sind sehr stark von den betriebsspezifischen Bedingungen abhängig. Insbesondere in den nordostdeutschen Bundesländern werden oft Mitarbeiter für die Bedienung der Anlage komplett freigestellt, wodurch höhere Kosten entstehen, als wenn die Anlage „nebenbei“ betrieben wird. Bei allen drei Anlagen treten „sonstige Betriebskosten“ in beträchtlicher Höhe auf, hinter denen sich zum Beispiel Gebühren, Pachten und Mieten sowie Verwaltungskosten verbergen.

Alle drei Anlagen decken den überwiegenden Anteil ihres Substrates über Gülle ab, und geben nur geringe Mengen pflanzliche Substrate zu. Dadurch entstehen vergleichsweise geringe Substratkosten.

7.3 Fazit

Die Produktion von Biogas und die Umwandlung in Strom ist für Landwirte mit viehhaltenden Betrieben eine zusätzliche und sichere Einkommensquelle. Werden ausschließlich tierische Exkremente als Substrate eingesetzt, können in jeder Größenordnung erstklassige Biogasanlagen gebaut und Renditen von mehr als 9 % erzielt werden. Um diese Rendite zu erzielen, sind bei Einsatz von ausschließlich Energiepflanzen als Substrat entweder die Kosten für die Substrate oder die Kosten für die Investition entsprechend stark zu senken.

Gelingt es, Anlagen für etwa $2.500 \text{ €} \cdot \text{kW}_{\text{el}}^{-1}$ installierte Leistung zu bauen, sind auch eine Vielzahl von Kombinationen mit zumindest einem erheblichen Anteil an Gülle im Substratmix wirtschaftlich äußerst sinnvoll und erlauben es, Renditen bis etwa 9 % zu erreichen.

Das Beispiel Gerste (**Tab. 7.1**) zeigt außerdem, dass es möglich ist, die Substratkosten pro erzeugter kWh erheblich zu senken, wenn die Optimierung des Erntezeitpunkts nicht nur das spezifische Methanbildungspotenzial, also bezogen auf organische Trockenmasse, sondern auch die Erntemenge pro Hektar, also letztlich das Methanbildungspotenzial pro Hektar, berücksichtigt.

Darüber hinaus gilt es, die gesamte Produktionskette darauf auszurichten, dass nur geringe Verluste der angebauten Biomasse eintreten. Hierbei sind insbesondere eine effektive Silierung und Silagelagerung wichtig. Durch fehlerhafte Silierung und Lagerung können bis zu 20 % der geernteten Energie verloren gehen.

Die vorgelegten Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen belegen, dass ein gewinnbringender Biogasbetrieb möglich ist, wobei dieser durch zusätzliche Wärmenutzung deutlich verbessert wird. Es zeigt aber auch, dass der gewährte Bonus für nachwachsende Rohstoffe die tatsächlichen Kosten nur teilweise deckt, und der Einsatz von Energiepflanzen zur Biogasproduktion einer detaillierten Planung und dauernden Kontrolle bedarf.

Literatur

- FNR (2006): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, Gülzow
- FNR (2005): Ergebnisse des Biogas-Messprogramms, Gülzow.
- Grundmann, P.; Heiermann, M., Hellebrand, H. J.; Jacobs, H., Luckhaus, C. (2004): Vergärung oder Thermolyse – Königswege für eine wirtschaftliche Strom- und Kraftstoffbereitstellung am Beispiel Brandenburgs. In: Cottbuser Schriften zur Ökosystemgenese und Landschaftsentwicklung.
- Grundmann, P. (2003): Zur Wirtschaftlichkeit von Innovationen für eine wettbewerbsfähige Biogawirtschaft. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V.: Zwölftes Symposium „Energie aus Biomasse“ – Biogas, Flüssigkraftstoffe, Festbrennstoffe. OTTI Kolleg, Bad Staffelstein (ISBN 3-934681-28-X), 20.-21.11.2003. S. 107-112.
- Grundmann, P. (2003): Ökonomische Bewertung von Ansätzen zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von Biogas. Agrartechnische Forschung 9, Heft 5: S. E 88 - E 91.
- Hanff H., Neubert G., Brudel H. (2005): Datensammlung für die Betriebsplanung und die betriebswirtschaftliche Bewertung landwirtschaftlicher Produktionsverfahren im Land Brandenburg – Ackerbau – Grünlandwirtschaft – Tierproduktion. 4. überarbeitete Auflage. Schriftenreihe des Landesamtes für Verbraucherschutz, Landwirtschaft und Flurneuordnung Reihe Landwirtschaft, Frankfurt/Oder, Band 6 (2005), Heft 1.
- Roschke M., Böhm L., Kohlmüller S., Krüger K., Pickert J., Wurbs A., Hierold W., Peschke H., Feller C., Fink M. (2000): Rahmenempfehlungen zur Düngung 2000 im Land Brandenburg. Landesamt für Ernährung und Landwirtschaft, Frankfurt/Oder.
- Schulz, H. & Eder, B. (2001): Biogas-Praxis. Grundlagen – Planung – Anlagenbau – Beispiel. 2. überarbeitete Auflage. Ökobuch Verlag.
- Top Agrar (Hrsg.) (2002): Biogas – Strom aus Gülle und Biomasse. Landwirtschaftsverlag GmbH. Münster.