

Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen

Wichtige Einflussfaktoren am Beispiel von zwei Modellanlagen

Nanina Gubler, Christian Gazzarin, Dunja Dux, Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon ART, Tänikon, CH-8356 Ettenhausen, E-Mail: christian.gazzarin@art.admin.ch

Hans Engeli, Engeli Engineering, Hohmatrainstrasse 1, CH-8173 Neerach

Für zwei Biogasanlagen mit 120 bzw. 240 kW installierter elektrischer Leistung werden Wirtschaftlichkeitsrechnungen erstellt. Bei der Vergärung von Gülle mit verschiedenen Co-Substraten resultieren Gestehungskosten für die Stromproduktion von 17 bis 27 Rappen pro kWh. Werden die Co-Substrate teilweise mit Silomais als nachwachsendem Rohstoff ersetzt, verzeichnen beide Anlagen massive finanzielle Verluste. Aufgrund verschiedener Variantenrechnungen wird deutlich, dass der Standort der Anlage – er wirkt sich auf Transportkosten

oder Wärmenutzung aus – einen grossen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat. Die Entsorgungserlöse der Co-Substrate machen vor allem bei der kleineren Anlage einen wesentlichen Anteil am Gesamterlös aus, weshalb eine ungünstige Entwicklung der Entsorgungsgebühren die Wirtschaftlichkeit schnell gefährden kann. Unter dem angenommenen Strompreis von 21 Rappen pro kWh dürften deshalb grössere gemeinschaftlich betriebene Biogasanlagen in einem dynamischen Umfeld bessere Zukunftschancen haben.

Inhalt	Seite
Glossar	2
Problemstellung	2
Verfahrenstechnik zur Biogasherstellung	2
Annahmen für die zwei Modellanlagen	4
Beschreibung der Varianten	5
Ergebnisse	6
Schlussfolgerungen	8
Anhang	10
Literatur	11



Abb. 1: Der Standort für eine Biogasanlage will gut überlegt sein. Gewinn und Verlust liegen vor allem bei kleineren Anlagen nahe beieinander.



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Volkswirtschafts-
departement EVD

Forschungsanstalt
Agroscope Reckenholz-Tänikon ART

Glossar

AKh	Arbeitskraftstunde
BGA	Biogasanlage
GVE	Grossvieheinheit (1 GVE entspricht einer Kuh)
kWh	Kilowattstunde
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe (Beispiel Silomais)
BHKW	Blockheizkraftwerk zur Bereitstellung von Wärme und Strom
Co-Substrat	Substrate, die zusammen mit Hofdünger vergoren werden, zum Beispiel Reststoffe aus der Nahrungsmittelindustrie, kommunale Reststoffe, Nachwachsende Rohstoffe und Stoffwechselprodukte aus Schlachthöfen.
Biogas	Biogas ist ein Gasgemisch und besteht im Wesentlichen aus Methan (50–80 Vol. %), Kohlendioxid (20–50 Vol. %), Schwefelwasserstoff (0,01–0,4 Vol. %) sowie weiteren Spurengasen (Ammoniak, elementarer Stickstoff, Wasserstoff und Sauerstoff) mit 6–8 Vol. %.

Problemstellung

Mit der energetischen Nutzung von Biomasse besteht ein Potenzial, knapp und teurer werdende fossile Energieträger wie Erdöl oder Erdgas zunehmend zu ergänzen. Die Landwirtschaft kann mit der Erzeugung dieser erneuerbaren Energie einen Beitrag zum Klima- und Umweltschutz leisten.

Das Interesse für Biogasanlagen in der Schweiz nimmt deutlich zu. Der Bau einer solchen Anlage ist jedoch mit relativ hohen Investitionen und damit auch mit einem hohen unternehmerischen Risiko verbunden. Neben der Abklärung von gesetzlichen Rahmenbedingungen (Raumplanungsgesetz, Nährstoffbilanz etc.) sind deshalb auch sorgfältige Analysen des näheren Umfelds von hoher Wichtigkeit. Die Verfügbarkeit von Substraten, den organischen Stoffen, die vergärt werden, oder die Vermarktung der Produkte (Strom, Wärme, Gas, Gärreste) sind massgeblich vom Standort abhängig. Ein falscher Standort, eine überdimensionierte Anlage, mangelnde Einbindung der beteiligten Akteure, ungenügende Risikokalkulation, aber auch eine zu kleine Anlage können die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflussen.

Welche Einflussfaktoren sind nun für die Wirtschaftlichkeit entscheidend, und was muss vor der Investition berücksichtigt werden, um einen gewinnbringenden Betriebszweig aufzubauen? Der vorliegende ART-Bericht möchte anhand zweier Modell-Biogasanlagen (120 kW und 240 kW je mit und ohne Nachwachsende Rohstoffe) Antworten auf diese Fragen geben.

Mit steigenden Preisen für fossile Energieträger (Erdöl, Erdgas) und zunehmend spürbaren Klimaveränderungen rückte auch in der Schweiz die Diskussion um erneuerbare Energien ins Zentrum des Interesses. Energieeffizienz und erneuerbare (oder regenerative) Energien sollen in der künftigen Schweizer Energiepolitik eine bedeutendere Rolle einnehmen. Für die Landwirtschaft ergeben sich dadurch neue Perspektiven. Die Vergärung von Biomasse zur Biogasgewinnung bietet sich in der Landwirtschaft besonders an, da sie mit Hofdüngern und anderen vergärbaren Substraten (zum Beispiel landwirtschaftliche und agroindustrielle Reststoffe wie Rüstabfälle, Getreideabgang und weitere) über eine grosse Menge an Biomasse zur Energieproduktion verfügt. Die Anzahl der landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist in den letzten sieben Jahren von 62 auf zirka 80 gestiegen. Davon haben 26 einen Brenner zur Wärmenutzung und 54 sind mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Strom- und Wärmenutzung ausgerüstet. Für die nächsten 15 bis 20 Jahre kann mit einer Zunahme der Anzahl Biogasanlagen in der Schweiz gerechnet werden. Ein Trend in Richtung grössere bzw. Gemeinschafts-Biogasanlagen ist schon heute aufgrund der sich im Bau befindenden Anlagen erkennbar. Die verfügbare Biomasse (Co-Substrate) und die Vergütung je kWh Strom wird die Bautätigkeit entscheidend beeinflussen.

Biogas ist ein erneuerbarer Energieträger, aus dem sich nutzbare Endenergie in Form von Strom, Wärme, Gas oder Treibstoff gewinnen lässt. Der Verkauf dieser Energie eröffnet dem landwirtschaftlichen Betrieb die Möglichkeit, über diesen neuen Betriebszweig ein Zusatzeinkommen zu generieren. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen hängt von vielen Faktoren ab. Exogene

Faktoren wie politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen (zum Beispiel Raumplanungsgesetz, Einspeisevergütung, Entwicklung der Entsorgungsgebühren) haben zwar einen enormen Einfluss auf die Verbreitung und die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen, können aber vom einzelnen Landwirten kaum beeinflusst werden. Bei den betrieblichen Faktoren verfügt der Landwirt hingegen über einen Gestaltungsspielraum (Dimension der Anlage, verwendete Substrate, Nutzung von Wärme bzw. Strom usw.). Diese Faktoren zu kennen und deren Veränderungen in der Zukunft richtig einzuschätzen, ist entscheidend für den wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage.

Verfahrenstechnik zur Biogasherstellung

Bei Anlagen, die nach dem Prinzip der Nassvergärung arbeiten, kann der Biogasprozess in vier Verfahrensschritte aufgeteilt werden. Der erste Schritt umfasst die Anlieferung, die Aufbereitung und das Einbringen des Substrates in die Anlage.

Im zweiten Schritt geschieht die eigentliche Biogasgewinnung. Der dritte Schritt umfasst die Aufbereitung und anschliessende Verwertung des Biogases. Im parallel dazu verlaufenden vierten Schritt werden die Gärreste gelagert und je nach Bedarf aufbereitet.

Landwirtschaftliche Biogasanlagen können mit einer Vielzahl von Substraten betrieben werden. Substrate, die zusammen mit Hofdünger vergoren werden, werden als Co-Substrate bezeichnet. Darunter fallen beispielsweise Reststoffe aus der Nahrungsmittelindustrie (Biertreber, Schlempen, Trester, Getreideabgang und weitere), kommunale Reststoffe (Küchenabfälle, Gartenabfälle und andere), Nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) und Stoffwechselprodukte aus Schlachthöfen (Panseninhalt, Darminhalt). Die Bedingungen, unter denen Co-Substrate in Biogasanlagen verwendet werden dürfen, sind gesetzlich geregelt. Die entsprechende Positivliste ist unter <http://www.biomasseenergie.ch/dt/frameset.htm> verfügbar.

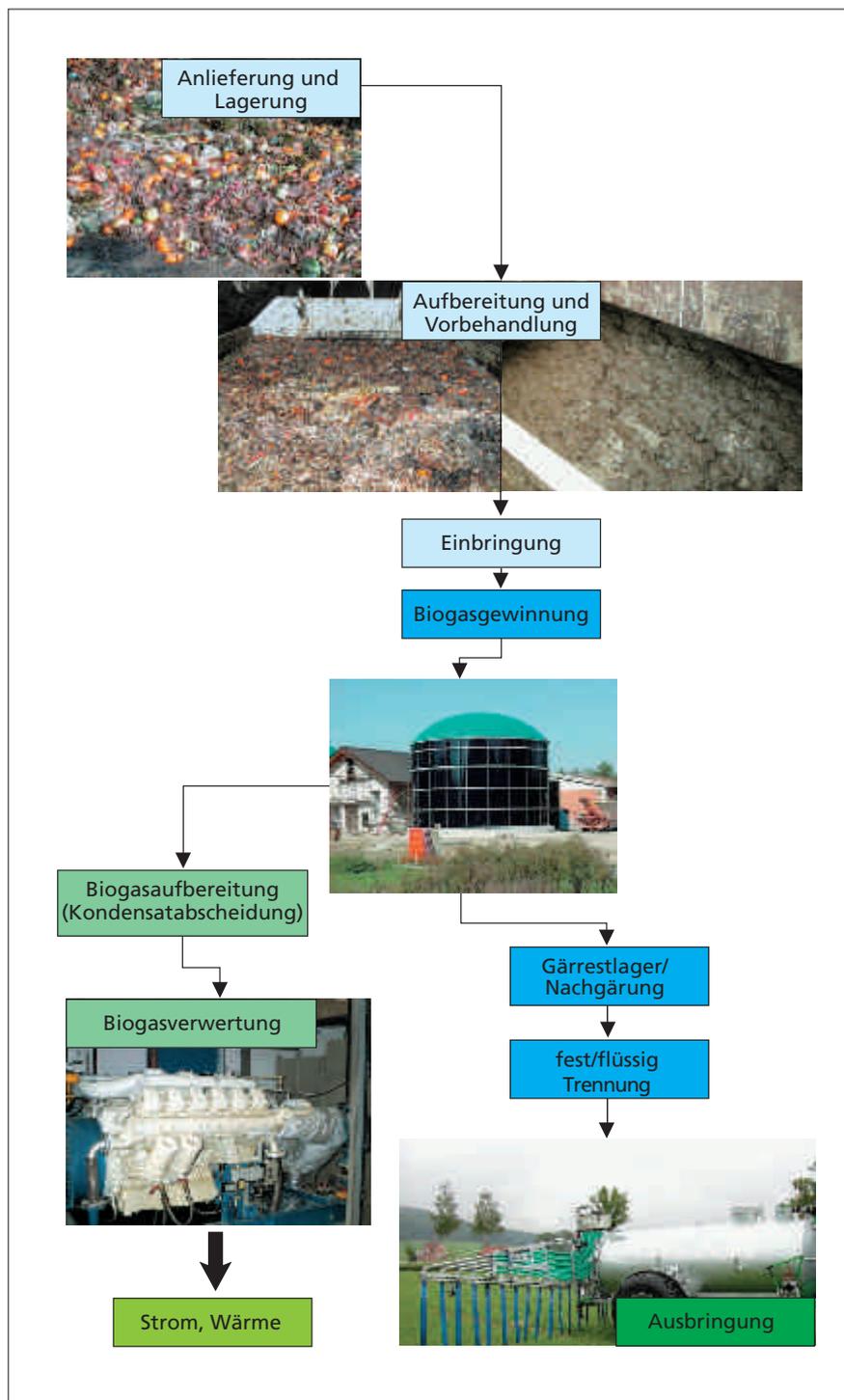


Abb. 2: Flussdiagramm Biogaserzeugung.

1. Verfahrensschritt:**Anlieferung bis Einbringung**

Der erste Verfahrensschritt umfasst die Prozesse der Anlieferung und Lagerung bis zur Einbringung des Substrates in die Biogasanlage. Zum Teil ist eine Vorbehandlung nötig. Beispielsweise müssen Störstoffe wie Plastik oder Steine aussortiert oder die organischen Abfälle zerkleinert werden.

Der Eintrag in den Fermenter hat möglichst gleichmässig und ohne abrupten Wechsel in der Substratzusammensetzung zu erfolgen, damit ein kontinuierlicher und stabiler Abbauprozess gewährleistet ist.

Die Fördertechnik muss dem Anlagentyp und der Substratcharakteristik angepasst sein, damit möglichst keine Probleme auftreten (zum Beispiel Verstopfung der För-

derschnecke oder ähnliches), die viel Zeit und Geld kosten. In den hier betrachteten zwei Anlagentypen werden pro Tag zwischen 16 und 25m³ Substratmix aus der Vor- und Mischgrube mittels einer Beschickungspumpe eingebracht.

2. Verfahrensschritt:**Biogaserzeugung, methanogene Organismen**

Im zweiten Verfahrensschritt geschieht die eigentliche Biogaserzeugung. Dabei wird ein Teil des im Substrat gespeicherten Kohlenstoffs in Biogas umgesetzt. Die Biogaserzeugung geschieht durch verschiedene Bakterien in vier Abbauschritten (Prozessstufen I bis IV, siehe Tab. 4 im Anhang). Die dafür benötigte Prozesswärme wird durch den letzten Verfahrensschritt bereitgestellt. Bei jedem der chemischen Prozesse entstehen verschiedene Produkte, die im nachfolgenden Schritt weiterverarbeitet werden, bis schliesslich das gewünschte Endprodukt und die Gärreste entstehen.

3. Verfahrensschritt:**Biogasaufbereitung, -speicherung und -verwertung**

Im dritten Verfahrensschritt wird Biogas entwässert und gespeichert. Das von Kondensat befreite (entwässerte) Biogas kann direkt in einem BHKW genutzt und in Strom und Wärme umgewandelt werden.

Biogas ist ein hochwertiger Energieträger mit einem unteren Heizwert (Hu bzw. Hi) von durchschnittlich 6kWh/m³ und kann vielseitig verwendet werden. In der Schweiz wird es vorwiegend zur Stromerzeugung und zum Heizen eingesetzt. Weitere Verwendung findet Biogas zum Beispiel in der Warmwasserbereitung, zum Trocknen, Kochen, Kühlen und für den Betrieb von Infrarotstrahlern in der Jungtieraufzucht. Nach einer aufwendigen Aufbereitung kann das Biogas auch als Erdgasäquivalent verwendet werden, unter anderem als Treibstoff.

4. Verfahrensschritt: Gärreste

Im vierten Verfahrensschritt gelangt das vergorene Substrat aus dem Fermenter zur Abkühlung und Lagerung in ein Gärrestlager. Die flüssigen Gärreste werden vorzugsweise in einem geschlossenen Nachgärbehälter mit aufgesetztem Biogasspeicher aufgefangen. Bei der Lagerung in einem offenen Behälter entstehen Biogasverluste (bis 20 % der Gesamtgasausbeute), die infolge der hohen Klimawirksamkeit des Methans unbedingt vermieden werden müssen. Neben der zusätzlichen Gasausbeute lassen sich bei einem gasdicht verschlos-

senen Nachgärbehälter auch Geruchsemissionen vermeiden. In der Regel wird der Gärrest als Flüssigdünger auf landwirtschaftlichen Nutzflächen ausgebracht. Je nach Lagerkapazität und Verwendung der Gärreste kann eine Trennung in eine feste bzw. flüssige Fraktion sinnvoll sein. Die Dünggülle kann fallweise zur Verdünnung des Inputs wieder dem Prozess zugeführt oder als Flüssigdünger verwendet werden. Die feste Fraktion (Separatormist) kann direkt gelagert oder kompostiert werden. Die langjährige Erfahrung hat gezeigt, dass vergorene Substrate besser pflanzenverfügbar sind als Rohgülle.

Annahmen für die zwei Modellanlagen

Technische Annahmen

In der Schweiz sind zurzeit rund 54 landwirtschaftliche Biogasanlagen (BGA) zur Strom- und Wärmeproduktion im Einsatz. Die durchschnittliche installierte elektrische Leistung beträgt 56 kW. Wie in den umliegenden Ländern geht auch hier der Trend in Richtung grösserer Anlagen, die gemeinschaftlich betrieben werden. Aus diesem Grund wurden für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zwei Modellanlagen betrachtet – eine BGA mit 120 kW und zum Vergleich eine grössere BGA mit

240 kW installierter elektrischer Leistung. Würden BGA früher praktisch nur mit Hofdüngern betrieben, hat sich heute die Verwendung von Co-Substraten durchgesetzt. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen in der Schweiz geben vor, dass der Anteil (Frischgewicht) an Co-Substraten am gesamten Input 50 % nicht überschreiten darf. In einzelnen Kantonen können die Vorschriften jedoch variieren. Mit der Revision des Raumplanungsgesetzes könnten diese Einschränkungen in absehbarer Zukunft jedoch gelockert werden.

Die Verwendung von Co-Substraten erhöht einerseits die Gasausbeute und andererseits generieren viele vergärbare Reststoffe (biogene Abfälle) Erlöse in Form von Entsorgungsgebühren. Für die Zukunft wäre es denkbar, dass Biogasanlagen nebst Hofdüngern und Co-Substraten auch mit nachwachsenden Rohstoffen, sogenannten NaWaRo, betrieben werden. Die Verwendung von NaWaRo spielt in der Schweiz im Unterschied zu Deutschland und Österreich, wo die NaWaRo-Produktion vom Staat speziell gefördert wird, noch eine unbedeutende Rolle. Bedingt durch steigende Energiepreise und veränderte Rahmenbedingungen könnte sich dies auch in der Schweiz in Zukunft ändern. Wobei die ökologischen Auswirkungen und die mögliche Konkurrenz zwischen der Nahrungsmittel- bzw. Futtermittelproduktion, die sich durch den Anbau von NaWaRo verschärft, unbedingt im Auge behalten werden müssen.

Aus diesem Grund wurde sowohl für die

120 kW als auch für die 240 kW Leistung je eine BGA gerechnet, in der die Co-Substrate durch NaWaRo in Form von Maissilage ergänzt werden. Die entsprechenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen erfolgen unter den heutigen schweizerischen Rahmenbedingungen für den Anbau von Silomais.

Tabelle 1 zeigt eine Übersicht der verwendeten Substrate. Zur besseren Vergleichbarkeit der Resultate besteht das flüssige Grundsubstrat für beide Anlagen aus einem konstant gehaltenen Güllemix von Rinder- und Schweinegülle. Das Verhältnis Rindergülle zu Schweinegülle beruht auf den Tierzahlen von Rindern und Schweinen in der Tal- und Hügellregion der Schweiz im Jahr 2003. Daraus ergibt sich ein Mengenverhältnis von 83 % Rinder- zu 17 % Schweinegülle. Unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen Weidehaltung werden für die 120 kW-Anlage insgesamt 143 GVE und für die 240 kW-Anlage 201 GVE benötigt. Als Ergänzung zum Hofdünger werden Co-Substrate in verschiedenen Dosierungen zugegeben (siehe Tab. 1).

Das erzeugte Biogas wird bei beiden Anlagen über einen Gasmotor in Strom umgewandelt. Dabei fällt auch nutzbare Wärme an. Der Motor erreicht einen elektrischen Wirkungsgrad von 36 % (120 kW) bzw. 37 % (240 kW) und einen thermischen Wirkungsgrad von 48 %. Die Auslastung ist abhängig von Betriebsstörungen und wurde bei 88 % angesetzt (KTBL 2006). Der daraus erzeugte Strom wird zu 92 % ins Netz eingespeisen. 8 % wird für den Betrieb der Anlage (Pumpen, Rührwerk usw.) verwendet. Von der erzeugten Wärme wird je nach Anlage 19 bis 31 % benötigt, um den Fermenter auf optimaler Betriebstemperatur zu halten. Der Rest steht für eine externe Wärmenutzung zur Verfügung. Dabei kommen folgende Anwendungen in Frage: Heizwärme, Warmwasseraufbereitung, Trocknung von Getreide oder ähnliches, und Absorptionskälte.

Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung

Für die Ergebnisse werden die drei Erlöspositionen Strom, Wärme und Co-Substrate unterschieden. Der Erlös aus dem Stromverkauf ist das Produkt aus der verkauften Strommenge (kWh) und dem Strompreis pro kWh. Analog wird der Erlös aus der Wärmenutzung berechnet. Schliesslich beinhaltet der Erlös aus den Co-Substraten bereits die Entsorgungsgebühren für die Reststoffe.

Tab. 1: Zusammenstellung der Substrate für die 120 kW- und 240 kW-Anlage.

120 kW ohne NaWaRo				240 kW ohne NaWaRo			
Basis-Substrat	t/Jahr	Biogasertrag m ³ /t (m ³ /Jahr)			t/Jahr	Biogasertrag m ³ /t (m ³ /Jahr)	
Güllemix (143 GVE)	3475	17,5	(60 701)	Güllemix (201 GVE)	4865	17,5	(84 982)
Co-Substrate				Co-Substrate			
Hühnermist	50	91	(4550)	Hühnermist	50	91	(4550)
Frittieröl	100	677	(67 688)	Frittieröl	200	677	(135 375)
Rüstabfälle	800	49	(39 168)	Rüstabfälle	800	49	(39 168)
Rasenschnitt	800	61	(48 960)	Rasenschnitt	800	61	(48 960)
Getreideabgang	500	446	(238 000)	Getreideabgang	600	446	(267 750)
				Glycerin	600	570	(342 000)
Total	2 250			Total	3050		
120 kW mit NaWaRo				240 kW mit NaWaRo			
Basis-Substrat	t/Jahr	Biogasertrag m ³ /t (m ³ /Jahr)			t/Jahr	Biogasertrag m ³ /t (m ³ /Jahr)	
Güllemix (143 GVE)	3475	17,5	(60 701)	Güllemix (201 GVE)	4865	17,5	(84 982)
Co-Substrate				Co-Substrate			
Hühnermist	50	91	(4550)	Hühnermist	50	91	(4550)
Frittieröl	100	677	(67 688)	Frittieröl	100	677	(67 688)
Rüstabfälle	800	49	(39 168)	Rüstabfälle	400	49	(19 584)
Rasenschnitt	800	61	(48 960)	Rasenschnitt	700	61	(42 840)
Getreideabgang	100	446	(44 625)	Getreideabgang	600	446	(267 750)
NaWaRo	1000	189	(189 000)	NaWaRo	2400	189	(453 600)
Total	2850			Total	4 250		

Tab. 2: Aufteilung der Investitionen.

120 kW ohne NaWaRo in CHF		240 kW ohne NaWaRo in CHF	
Bauliche Investitionen	450 805	Bauliche Investitionen	557 741
Gesamte Anlagentechnik	256 500	Gesamte Anlagentechnik	287 000
Energieerzeugungsanlagen	210 600	Energieerzeugungsanlagen	390 600
Gesamte Investitionen	917 905	Gesamte Investitionen	1 235 341
Investitionen / kW	7649	Investitionen / kW	5147
120 kW mit NaWaRo in CHF		240 kW mit NaWaRo in CHF	
Bauliche Investitionen	538 886	Bauliche Investitionen	771 980
Gesamte Anlagentechnik	256 500	Gesamte Anlagentechnik	287 000
Energieerzeugungsanlagen	210 600	Energieerzeugungsanlagen	390 600
Gesamte Investitionen	1 005 986	Gesamte Investitionen	1 411 000
Investitionen / kW	8383	Investitionen / kW	6117

Tab. 3: Arbeitszeitbedarf pro Jahr in Abhängigkeit des Anlagentyps.

	120 kW	120 kW mit NaWaRo	240 kW	240 kW mit NaWaRo
Anlagenbetreuung, Wartung	487 AKh	487 AKh	730 AKh	730 AKh
Management	91 AKh	91 AKh	91 AKh	91 AKh
Einlagerung / Entnahme NaWaRo		151 AKh		339 AKh
Total AKh	578 AKh	729 AKh	821 AKh	1161 AKh

Quellen: in Anlehnung an KTBL 2006, Zeitbedarf für NaWaRo nach Schick und Stark 2002.

Kosten, die dem Betriebszweig «Biogas» direkt zugeteilt werden können (Totale Kosten), berücksichtigen die Betriebskosten (Arbeit, Unterhalt, Reparatur, Betriebsmittel, Substrate, Maschinen, Transport usw.), die Kapitalkosten (Zinsanspruch, Schuldzinsen) und die Abschreibungen.

Die Investitionen betragen je nach Anlage gut 900 000 bis 1,5 Mio. Franken (siehe Tab. 2). Die gesamte Anlagentechnik umfasst unter anderem Vorbehandlungsanlagen, Gasspeicher, Pumpen, Rührwerke, Fermenterheizungen, Armaturen und Elektroeinrichtungen. Die Energieerzeugungsanlage besteht aus dem Gasmotor mit Generator und den Zusatzvorrichtungen wie zum Beispiel eine Anlage zur Schadstoffreduktion. Die deutlich höheren Investitionen der BGA mit NaWaRo sind durch den Bau des Silolagers (Siloplatte) bedingt.

Die Lebensdauer der einzelnen Bestandteile ist unterschiedlich. Im Sinne der Vereinfachung werden für die Abschreibungen jedoch nur zwei Zeitspannen berücksichtigt. Beispielsweise wird der Fermenter auf 20 Jahre abgeschrieben, während für den Gasmotor zehn Jahre angesetzt werden.

Bei der Finanzierung werden 20 % Eigenkapital mit einem Zinsanspruch von 3 % angenommen, was annähernd dem Zinssatz für Bundesobligationen mit 20 Jahren Laufzeit entspricht 2,66 % (Stand Januar 2007). Als weitere Annahme gilt ein zinsloser Investitionskredit in der Höhe von Fr. 2000 pro GVE. Dies entspricht je nach BGA einem Anteil von 27 % bis 33 % der Gesamtinvestition. Der Restbetrag schliesslich wird über

einen Bankkredit mit einem durchschnittlichen Zins von 5 % fremdfinanziert.

Die Tabelle 3 zeigt den Arbeitszeitbedarf in Abhängigkeit des Anlagentyps. Für die Arbeitsplanung auf dem Landwirtschaftsbetrieb ist insbesondere zu berücksichtigen, dass die Arbeitszeit mit Ausnahme der Einlagerung von NaWaRo nicht periodisch, sondern wie in der Nutztierhaltung, regelmässig (täglich) anfällt. Da der landwirtschaftliche Betrieb mit der Energieproduktion in Konkurrenz mit ausserlandwirtschaftlichen Unternehmen steht, wurde die Arbeit mit dem ausserlandwirtschaftlichen Lohnansatz von Fr. 60.– bewertet (Ammann 2006). Weitere Annahmen zu den Berechnungen sind in Tabelle 5 im Anhang zusammengestellt.

Erfolgsgrössen

Um die Wirtschaftlichkeit zu messen, müssen geeignete Erfolgsgrössen ausgewählt werden. Die folgenden fünf Grössen erlauben eine Beurteilung der Wirtschaftlichkeit:

1. Der **Kalkulatorische Gewinn bzw. Verlust** ist die Differenz aus der Summe der drei Erlöse (Stromverkauf, Wärmenutzung und Entsorgungsgebühren) sowie den Totalen Kosten. Ein Gewinn entspricht einer Entschädigung für Management und Risiko.
2. Die **Gesamtkapitalrentabilität bzw. Kapitalrendite** (entspricht annähernd dem Return on Investment, ROI) ist ein

Mass für die Rentabilität einer Investition, indem der Gewinn bzw. der Verlust mit dem investierten Kapital ins Verhältnis gesetzt wird. Von den Totalen Kosten werden die Zinskosten sowohl für Fremdkapital als auch für Eigenkapital abgezogen. Die Differenz zum Gesamterlös wird dann durch die Investitionssumme dividiert. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass die Investitionskredite zwar zum investierten Kapital gehören, jedoch keinen Zins aufweisen. Aufgrund der hohen Kapitalintensität von Biogasanlagen ist die Gesamtkapitalrentabilität von grosser Bedeutung.

3. Die **Eigenkapitalrentabilität** ist der Gewinn bzw. der Verlust im Verhältnis zum eingesetzten Eigenkapital. Von den Totalen Kosten werden die Zinskosten des Eigenkapitals (Zinsanspruch) abgezogen. Die Differenz zum Gesamterlös wird dann durch das eingesetzte Eigenkapital dividiert. Die Eigenkapitalrentabilität kann mit alternativen Kapitalanlagen verglichen werden.
4. Die **Arbeitsverwertung** bzw. das Arbeitseinkommen aus der BGA ist die tatsächliche Entlohnung des Arbeitseinsatzes. Die Totalen Kosten werden um die kalkulierten Arbeitskosten (basierend auf Fr. 60.–/AKh) reduziert. Die Differenz zum Gesamterlös wird dann durch die Anzahl Arbeitsstunden (Tabelle 3) dividiert. Die Arbeitsverwertung ist eine wichtige Vergleichsgrösse zu anderen landwirtschaftlichen Betriebszweigen.
5. Die **Strom-Gestehungskosten** (Rp./kWh) ergeben sich, indem man von den Totalen Kosten die Nebenerlöse aus Wärmenutzung und Entsorgungsgebühren abzieht und den Rest durch die produzierte Strommenge dividiert. Dabei handelt es sich um den Break-Even oder die Gewinnschwelle, also jenen Strompreis, der für eine Kostendeckung nötig ist (Gewinn=0). Diese Grösse ist hilfreich für den Quervergleich mit anderen Biogasanlagen oder anderen Verfahren der Stromproduktion wie Wind oder Photovoltaik.

Beschreibung der Varianten

Neben dem direkten Vergleich der vier Anlagen, die sich hinsichtlich Grösse und Nutzung von NaWaRo unterscheiden, soll der Einfluss von weiteren wichtigen Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit

abgeschätzt werden. Hierzu wird eine sogenannte Referenzvariante anderen Varianten gegenübergestellt, bei denen wichtige Einflussfaktoren verändert werden. Auf der Erlösseite sind dies der Strompreis, die Entsorgungsgebühren und der Umfang der Wärmenutzung. Auf der Kostenseite sind es die Preise für energiereiche Substrate (Frittieröl, Glycerin) und die Transportkosten, die vom Standort beeinflusst werden.

Variante 1 «Referenz»

Für die meisten BGA, die Strom ins Netz einspeisen, setzt sich der Strompreis je kWh aus den 15 Rappen garantierter Einspeisevergütung und einem ökologischen Mehrwert (Stromlabel) von 5–7 Rappen zusammen, wobei oft nicht die gesamte Strommenge mit einem ökologischen Mehrwert abgesetzt werden kann. Für die Referenzvariante wurde ein Strompreis von 21 Rappen angenommen (6 Rappen ökologischer Mehrwert auf den gesamten Strom). Dies ist im Vergleich zur aktuellen Situation zwar eher optimistisch, bei längerfristiger Betrachtungsweise unter Annahme einer wahrscheinlichen Erhöhung der Einspeisevergütung für erneuerbare Energien jedoch vertretbar. Die frei nutzbare Wärme wird zu 20 % genutzt bzw. verkauft. Dies entspricht einer Wärmeversorgung von sechs bis sieben Einfamilienhäusern bei der 120kW-BGA bzw. 15 Einfamilienhäusern bei der 240kW-BGA (Annahme: jährlich 25 000kWh pro Haus). Die Kosten für die Wärmeleitungen werden nicht der BGA belastet. Dafür ist der Wärmepreis mit 4 Rappen pro kWh auf einem tiefen Niveau (Heizöl 7–8 Rappen je kWh).

Die Zukaufpreise für energiereiche Co-Substrate sind bei Fr. 20.–/t für Frittieröl bzw. für Fr. 25.–/t für Glycerin angesetzt. Die Entsorgungsgebühren für Rasenschnitt, Rüstabfälle und Getreideabgang liegen bei Fr. 60.–/t.

Variante 2 «Freie Wärme nicht genutzt» und Variante 3 «Freie Wärme 40% genutzt»

In der Schweiz wird die Wärme, die bei der Umwandlung von Biogas in Strom entsteht, oft nicht optimal genutzt, weil eine Nutzung der Wärme mit relativ hohen, zusätzlichen Investitionen verbunden ist (zum Beispiel Nah- bzw. Fernwärmeleitungen). Der Einfluss der Wärmenutzung auf die Wirtschaftlichkeit wird mit einem vollständigen Verzicht auf die Wärmenutzung (Variante 2) bzw. mit einer Verdoppelung der Wärmenutzung auf 40 % (Variante 3) betrachtet. Die Verdoppelung der Wärmenutzung ent-

spricht bei der kleineren Anlage einer Beheizung von rund 13, bei der grösseren Anlage von rund 30 Einfamilienhäusern.

Variante 4 «Strompreiserhöhung von 21 Rappen auf 22 Rappen/kWh»

In Zukunft kann aufgrund veränderter Rahmenbedingungen mit etwas höheren Strompreisen gerechnet werden. In dieser Variante wird deshalb der Strompreis um einen Rappen auf 22 Rappen /kWh erhöht, um den Effekt von Strompreisänderungen darzustellen.

Variante 5 «geringere Transportkosten»

Die kleinstrukturierten Verhältnisse in der Schweizer Landwirtschaft können für die Biogasanlage viele Transporte durch Hinführen der Gülle bzw. beim Wegschaffen des Gärsubstrates verursachen. In dieser Variante wird ein besserer Standort vorausgesetzt, somit fallen um 20 % tiefere Transportkosten als in der Referenzvariante an.

Variante 6 «tiefere Entsorgungsgebühren für Co-Substrate und höhere Zukaufpreise für energiereiche Co-Substrate»

Obwohl die Rahmenbedingungen für Biogasanlagen in der Schweiz weniger attraktiv sind als in den Nachbarländern, hat die Anzahl der Anlagen in den letzten Jahren zugenommen. BGA mit Co-Substrat-Vergärung werden weiter zunehmen, sodass von einer steigenden Nachfrage nach geeigneten Co-Substraten auszugehen ist. Der Anlagenbetreiber muss deshalb mit sinkenden

Entsorgungsgebühren rechnen. Gleichzeitig wächst auch die Nachfrage nach energiereichen Co-Substraten wie zum Beispiel Glycerin, sodass hier steigende Preise zu erwarten sind. Dies wird in der Variante 6 aufgezeigt, wobei die Entsorgungsgebühren um ein Drittel auf Fr. 40.–/t reduziert und die Co-Substrat-Preise für Glycerin und Frittieröl um 50 % auf Fr. 30.–/t bzw. Fr. 37.50/t erhöht werden.

Ergebnisse

Referenzvariante

Zuerst werden die Ergebnisse der Referenzvariante diskutiert. Anschliessend wird auf die Varianten 2–6 eingegangen. Die ausführlichen Resultate für die Modellanlagen und ihre Varianten finden sich in Tabelle 6 im Anhang.

Die Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse der vier Modellanlagen in der Referenzvariante. Die Erlöse sind als farbige Säulen dargestellt und zeigen die Anteile am Gesamterlös aus der Co-Substrat-Verwertung, der Wärmenutzung und dem Stromverkauf. In allen vier Fällen macht der Stromverkauf den grössten Anteil aus. Die geringste Bedeutung am Gesamterlös hat die Wärmenutzung. Die hohe Bedeutung der Erlöse aus den Co-Substraten ist gerade bei der kleineren 120kW-Anlage ohne NaWaRo offensichtlich. Der entsprechende Anteil der Co-Substrate liegt bei über 40 %, während bei der grösseren Anlage die Abhängigkeit

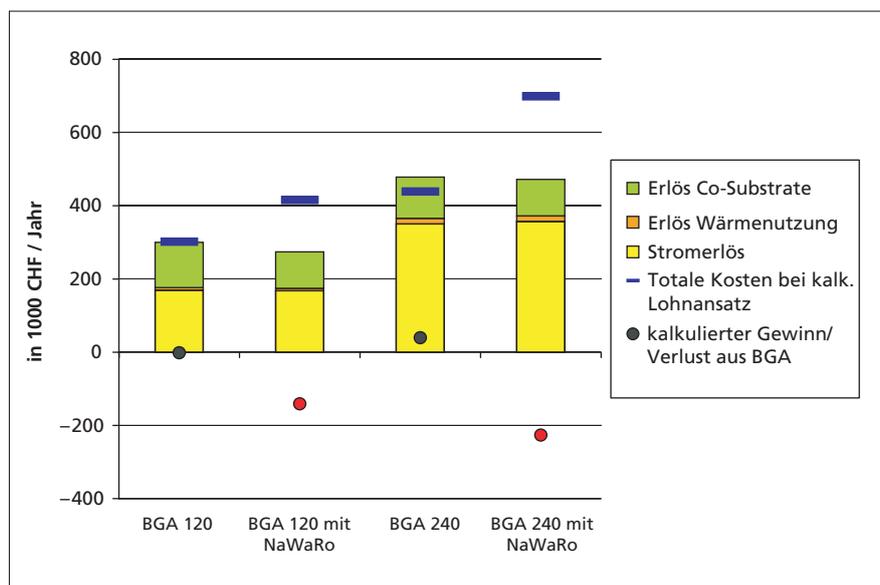


Abb 3: Ertrag und Kosten der Variante 1 (Referenz).

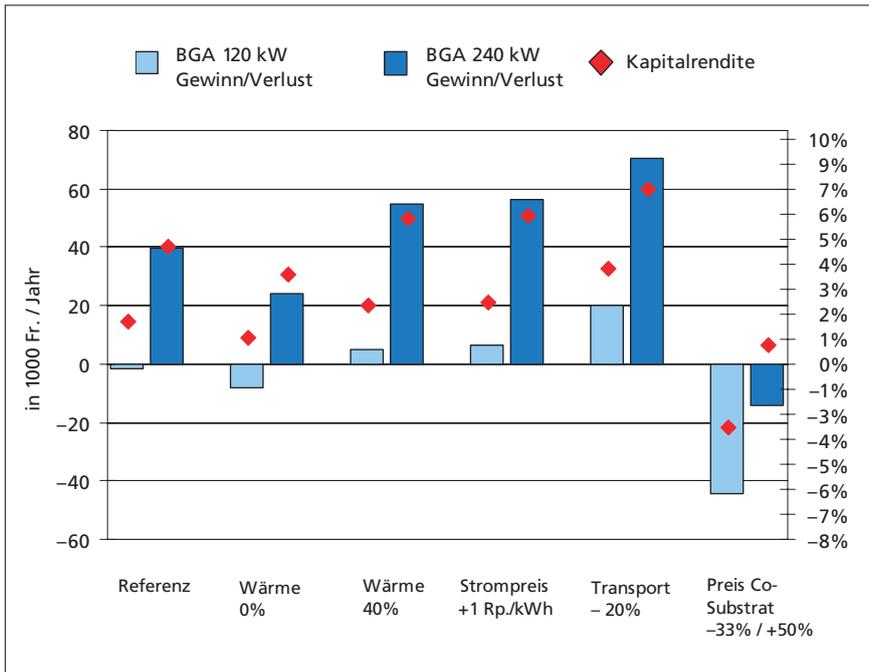


Abb. 4: Gewinn/Verlust und Kapitalrendite.

von den Entsorgungsgebühren deutlich geringer ist. Bei der 120kW-Anlage ohne NaWaRo liegt der blaue Balken (Totale Kosten) nahezu auf gleicher Höhe mit der Säule (Erlöse). Somit wären die Totalen Kosten der BGA gedeckt. Bei der grösseren 240kW-Anlage ohne NaWaRo liegt der Balken unterhalb der Säule, womit ein Gewinn erzielt wird, der vornehmlich auf den Grösseneffekt zurückzuführen ist (kleinerer Fixkostenanteil). In den beiden Fällen mit NaWaRo übersteigen die Totalen Kosten die Erlöse deutlich, weshalb ein massiver Verlust zu verzeichnen ist. Trotz höherer Kosten für das Substrat lassen sich keine markant höheren Gasausbeuten erzielen, woraus ein ungünstiges Kosten-Nutzen-Verhältnis resultiert. Zu berücksichtigen ist, dass unter den gegebenen Umständen beide Anlagen mit NaWaRo auch dann nicht kostendeckend wären, wenn der Silomais gratis abgegeben würde. Insbesondere die Investitionen für den benötigten Lagerraum schlagen zu Buche. Dieser muss für 1000 bzw. 2400t Silomais ausgelegt sein. Bei Gras oder Grassilage wäre infolge des geringeren Energieinhaltes die benötigte Menge noch grösser.

Die Auslastung der Anlage bzw. die Häufigkeit von Betriebsstörungen hat einen grossen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Ausgehend von den unterstellten 7750 Betriebsstunden pro Jahr (88 %-Auslas-

tung) sinkt der jährliche Gewinn bei jedem zusätzlichen Tag, an dem die Anlage störungsbedingt nicht in Betrieb ist, um knapp 500 Franken bei der kleineren Anlage bzw. um knapp 1000 Franken bei der grösseren Anlage.

Vergleichsvarianten

Aufgrund der schlechten Wirtschaftlichkeit des NaWaRo-Einsatzes werden im Folgenden nur noch die Ergebnisse der beiden Anlagen ohne NaWaRo diskutiert (sämtliche Resultate sind in der Tab. 6 im Anhang enthalten). In Abbildung 4 sind die Gewinne oder Verluste sowie die Kapitalrenditen der beiden Anlagen in den verschiedenen Varianten dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass eine Strompreiserhöhung um einen Rapfen (Variante 4) und eine Verdoppelung der Wärmenutzung von 20% auf 40% (Variante 3) den gleichen positiven Effekt haben und den Gewinn jährlich um rund 7000–8000 Franken bei der kleinen Anlage bzw. um gut 15000 Franken (+40%) bei der grösseren Anlage erhöhen. Einen noch grösseren Effekt hat eine Abnahme der Transportkosten (Variante 5), die durch einen besseren Standort oder allenfalls durch unterirdische Gulleitungen erreicht werden können. Die Gewinnsteigerung ist bei der kleinen Anlage im Vergleich zu den beiden vorherigen Varianten (3 und 4) viermal höher, während der Gewinn

bei der grösseren Anlage nochmals knapp 15000 Franken zulegt (+26%). Im Vergleich zur Referenzvariante entspricht dies einer Gewinnsteigerung von rund 80%.

Problematischer steht es um die Wirtschaftlichkeit, wenn keine Wärme verkauft wird (Variante 2) oder die Co-Substrat-Preise sich verändern (Variante 6). Die grössere Anlage kann ohne die Wärmenutzung zwar immer noch einen Gewinn erzielen, bei der kleineren Anlage können die Kosten hingegen nicht mehr voll gedeckt werden. Gänzlich negativ wirtschaftet die kleinere Anlage, wenn die Entsorgungsgebühren gesenkt bzw. die Preise für energiereiche Co-Substrate erhöht werden (Variante 6). Auch die grössere Anlage kann dann die Kosten nicht mehr voll decken.

Rentabilität des eingesetzten Kapitals

Da in eine Biogasanlage viel Kapital investiert wird, ist die Kapitalrentabilität von grosser Bedeutung. Um die Rentabilität abzuschätzen, wird das Verhältnis vom kalkulatorischen Gewinn bzw. Verlust zum eingesetzten Kapital analysiert. Je höher der Gewinn pro Franken investiertes Kapital, desto rentabler ist die Anlage.

Die abgebildete Gesamtkapitalrentabilität (Abb. 4. «Kapitalrendite») berücksichtigt das gesamte investierte Kapital, unabhängig von der Finanzierungsart. Die 120kW-Anlage erreicht in der Referenzvariante einen Wert von 1,6% und liegt damit unterhalb der langfristigen Bundesobligationen, während die grössere 240kW-Anlage mit knapp 5% deutlich mehr erreicht und damit für einen Investor eine interessante Rendite bringen würde. Wie in Abbildung 3 ersichtlich, schwankt die Gesamtkapitalrentabilität je nach Variante zwischen -3% und +7,4%.

Bei der Eigenkapitalrentabilität wird nur das investierte Eigenkapital in Relation zum Gewinn gesetzt. Die kleinere Biogasanlage (120kW) erreicht so in der Referenzvariante einen Wert von knapp 1%. Dieser Wert liegt deutlich unter dem angenommenen Zinsanspruch von 3%, das heisst, das Kapital des Landwirts wäre beispielsweise mit einer langfristigen Bundesobligation besser angelegt, sofern deren Zinssatz oder Ertrag im Durchschnitt der nächsten 20 Jahre tatsächlich über 1% liegen würde. Bei der grösseren Anlage erreicht das investierte Eigenkapital hingegen eine Rendite von knapp 18%, womit man sicherlich von einer guten Investition sprechen kann.

Arbeitsverwertung

Abbildung 5 enthält die Arbeitsverwertung bzw. das Arbeitseinkommen je eingesetzte Arbeitskraftstunde (Akh). Hierbei zeigt sich bei der kleineren BGA, dass auch bei der nichtkostendeckenden Variante 2 noch eine Arbeitsverwertung von gut Fr. 45.– erzielt und erst bei Variante 6 nichts mehr verdient wird. Die grössere BGA erreicht Arbeitsverwertungen von über Fr. 60.–. Bei der nichtkostendeckenden Variante 6 wird die eingesetzte Arbeitsstunde immer noch mit Fr. 43.– anstelle der kalkulierten Fr. 60.– entlohnt.

Strom-Gestehungskosten (Break-Even)

Abbildung 6 zeigt die effektiven Gestehungskosten des produzierten Stromes in den verschiedenen Varianten. Dabei wurden zwei Preisschwellen eingezeichnet, die garantierten 15 Rappen/kWh Einspeisevergütung sowie der angenommene Preis von 21 Rappen/kWh unter Einbezug des ökologisch motivierten Zusatzerlöses. Liegen die Punkte über den jeweiligen Preisschwellen, kann der Strom nicht kostendeckend produziert werden.

Klar ersichtlich ist, dass die beiden BGA bei einem Strompreis von 15 Rappen in keiner Variante kostendeckend produzieren können. Je nach Variante würde die grössere Anlage dazu einen Strompreis von 17–22 Rappen, die kleinere Anlage von 19–27 Rappen benötigen.

Schlussfolgerungen

Die Kalkulationen zeigen, dass das Zusammenspiel von mehreren Faktoren für die Wirtschaftlichkeit entscheidend ist. Aus den Ergebnissen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Mit einem Strompreis von 15 Rappen/kWh ist bei den beiden betrachteten Anlagen kein rentabler Betrieb möglich.
- Auch bei einem Strompreis von 21 Rappen/kWh tragen die Entsorgungsgebühren massgeblich zu einem rentablen Betrieb bei. Dies gilt besonders für die kleinere Anlage.
- Der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen ist in den zwei betrachteten Biogasanlagen auch bei tiefen Produktionskosten unter den aktuellen Rahmenbedingungen bei Weitem nicht rentabel.
- Unter den getroffenen Annahmen hat

der Transport der Gülle und der Gärreste einen entscheidenden Einfluss. Kann dieser beispielsweise durch einen besseren Standort reduziert werden, zeigt sich dies in einem deutlich besseren Ergebnis.

- Die durch grössere Nachfrage angenommene Senkung der Entsorgungsgebühren bzw. die Preissteigerung der gasertragsstarken Substrate haben ebenfalls einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Veränderungen der Gebühren bzw. der Preise können über die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage entscheiden.
- Eine Strompreiserhöhung um 1 Rappen/kWh hat bei den betrachteten Anlagen praktisch den selben Effekt wie eine Erhöhung der Wärmenutzung von 20% auf 40%.

Generell kann gefolgert werden, dass ungünstige Verhältnisse hinsichtlich Entsorgungsgebühren, Transport, Wärmenutzung oder Strompreis bei kleineren Anlagen bedeutendere Auswirkungen haben und die Wirtschaftlichkeit gefährden können. Grössere gemeinschaftlich betriebene Biogasanlagen dürften in einem dynamischen Umfeld bessere Zukunftschancen haben. Abgesehen von der Wirtschaftlichkeit sind weitere Restriktionen wie Zonenkonformität, allfällige Schadstoffbelastung der Co-Substrate und die betrieblichen Nährstoffbilanzen zu berücksichtigen. Letztere sind eine Bedingung für landwirtschaftliche Direktzahlungen und damit indirekt von wirtschaftlich hoher Relevanz. Eine kompetente, unabhängige Beratung mit einer detaillierten Situationsanalyse ist in jedem Fall zu empfehlen.

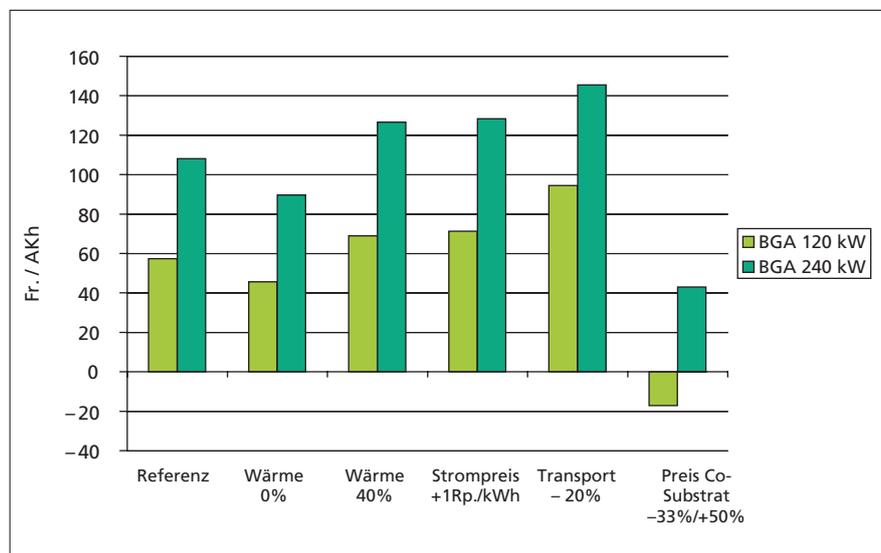


Abb. 5: Arbeitsverwertung in der Biogasanlage.

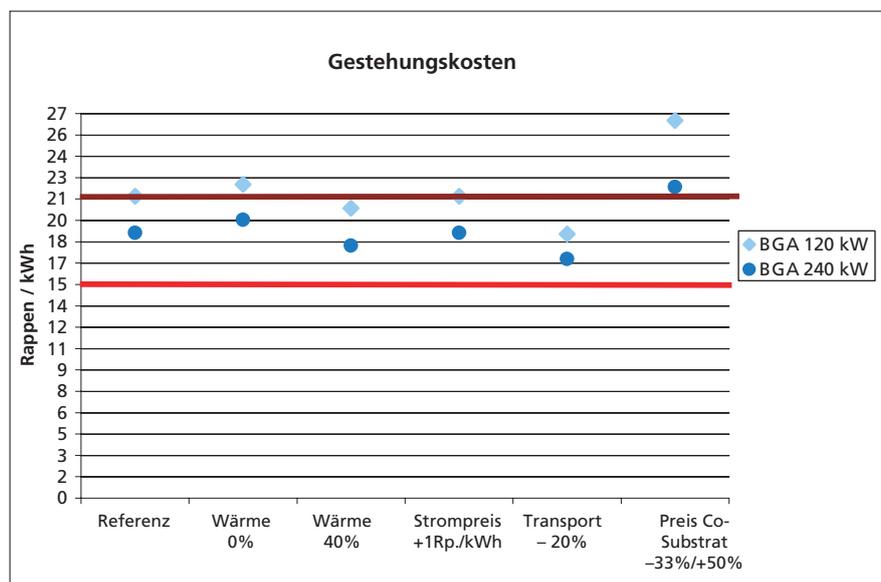


Abb. 6: Gestehungskosten in Rappen je kWh Strom.

Tab. 4: Übersichtstabelle zu den Ergebnissen und Kennzahlen der 6 Varianten.

Variante 1	Einheit	BGA 120	BGA 120 mit NaWaRo	BGA 240	BGA 240 mit NaWaRo
Totale Kosten bei kalk. Lohnansatz	Fr. 1000.–/a	302	416	439	699
Stromerlös	Fr. 1000.–/a	169	168	350	357
Erlös Wärmenutzung	Fr. 1000.–/a	7	6	15	15
Erlös Co-Substrate	Fr. 1000.–/a	124	100	113	100
kalkulierter Gewinn / Verlust aus BGA	Fr. 1000.–/a	-1.55	-141	39	-227
Arbeitseinkommen aus Biogasanlage	Fr./a	33128	- 97525	88748	- 156981
Arbeitsverwertung aus Biogasanlage	Fr./h	57	-134	108	- 135
Strom-Gestehungskosten	Rp./kWh	21.2	38.7	18.6	34.3
Investition pro kWh	Rp./kWh	104.6	115.8	68.2	79.4
Gesamtkapitalrentabilität	%	1.6%	-12.2%	4.9%	-13.6%
Eigenkapitalrendite bei 20% Eigenkapital	%	0.9%	-68.5%	17.7%	-75.5%
Variante 2	Einheit	BGA 120	BGA 120 mit NaWaRo	BGA 240	mit NaWaRo
Totale Kosten bei kalk. Lohnansatz	Fr. 1000.–/a	302	416	439	699
Stromerlös	Fr. 1000.–/a	169	168	350	357
Erlös Wärmenutzung	Fr. 1000.–/a	7	6	15	15
Erlös Co-Substrate	Fr. 1000.–/a	124	100	113	100
kalkulierter Gewinn / Verlust aus BGA	Fr. 1000.–/a	-8	-148	24	-242
Arbeitseinkommen aus Biogasanlage	Fr./a	26377	- 103915	3541	- 172013
Arbeitsverwertung aus Biogasanlage	Fr./h	46	-143	90	- 148
Strom-Gestehungskosten	Rp./kWh	22.0	39.5	19.5	35.2
Investition pro kWh	Rp./kWh	104.6	115.8	68.2	79.4
Gesamtkapitalrentabilität	%	0.8%	-12.8%	3.7%	-14.6%
Eigenkapitalrendite bei 20% Eigenkapital	%	-2.8%	-71.7%	11.5%	-80.6%
Variante 3	Einheit	BGA 120	BGA 120 mit NaWaRo	BGA 240	mit NaWaRo
Totale Kosten bei kalk. Lohnansatz	Fr. 1000.–/a	302	416	439	699
Stromerlös	Fr. 1000.–/a	169	168	350	357
Erlös Wärmenutzung	Fr. 1000.–/a	14	13	30	30
Erlös Co-Substrate	Fr. 1000.–/a	124	100	113	100
kalkulierter Gewinn / Verlust aus BGA	Fr. 1000.–/a	5.20	-134.89	54.68	-211.59
Arbeitseinkommen aus Biogasanlage	Fr./a	39880	- 91136	103955	- 141949
Arbeitsverwertung aus Biogasanlage	Fr./h	69	-125	127	- 122
Strom-Gestehungskosten	Rp./kWh	20.4	37.9	17.7	33.4
Investition pro kWh	Rp./kWh	104.63	115.78	68.16	79.44
Gesamtkapitalrentabilität	%	2.3%	-11.6%	6.1%	-12.5%
Eigenkapitalrendite bei 20% Eigenkapital	%	4.6%	-65.3%	23.9%	-70.3%
Variante 4	Einheit	BGA 120	BGA 120 mit NaWaRo	BGA 240	mit NaWaRo
Totale Kosten bei kalk. Lohnansatz	Fr. 1000.–/a	302	416	439	699
Stromerlös	Fr. 1000.–/a	178	176	367	374
Erlös Wärmenutzung	Fr. 1000.–/a	7	6	15	15
Erlös Co-Substrate	Fr. 1000.–/a	124	100	113	100
kalkulierter Gewinn / Verlust aus BGA	Fr. 1000.–/a	6.52	-133.56	-210	-139.978
Arbeitseinkommen aus Biogasanlage	Fr./a	41199	- 89531	105422	- 139978
Arbeitsverwertung aus Biogasanlage	Fr./h	71	-123	128	- 121
Strom-Gestehungskosten	Rp./kWh	21.2	38.7	18.6	34.3
Investition pro kWh	Rp./kWh	104.6	115.8	68.2	79.4
Gesamtkapitalrentabilität	%	2.5%	-11.4%	6.2%	-12.4%
Eigenkapitalrendite bei 20% Eigenkapital	%	5.3%	-64.5%	24.4%	-69.7%
Variante 5	Einheit	BGA 120	BGA 120 mit NaWaRo	BGA 240	mit NaWaRo
Totale Kosten bei kalk. Lohnansatz	Fr. 1000.–/a	280	390	408	662
Stromerlös	Fr. 1000.–/a	169	168	350	357
Erlös Wärmenutzung	Fr. 1000.–/a	7	6	15	15
Erlös Co-Substrate	Fr. 1000.–/a	124	100	113	100
kalkulierter Gewinn / Verlust aus BGA	Fr. 1000.–/a	20	-116	70	-190
Arbeitseinkommen aus Biogasanlage	Fr./a	54576	- 72455	119499	- 120203
Arbeitsverwertung aus Biogasanlage	Fr./h	94	-99	146	- 104
Strom-Gestehungskosten	Rp./kWh	18.5	35.5	16.8	32.2
Investition pro kWh	Rp./kWh	104.6	115.8	68.2	79.4
Gesamtkapitalrentabilität	%	3.9%	-9.7%	7.4%	-11.1%
Eigenkapitalrendite bei 20% Eigenkapital	%	12.6%	-56.0%	30.1%	-62.9%
Variante 6	Einheit	BGA 120	BGA 120 mit NaWaRo	BGA 240	mit NaWaRo
Totale Kosten bei kalk. Lohnansatz	Fr. 1000.–/a	302	416	439	699
Stromerlös	Fr. 1000.–/a	169	168	350	357
Erlös Wärmenutzung	Fr. 1000.–/a	7	6	15	15
Erlös Co-Substrate	Fr. 1000.–/a	81	65	60	65
kalkulierter Gewinn / Verlust aus BGA	Fr. 1000.–/a	-45	-176	-14	-262
Arbeitseinkommen aus Biogasanlage	Fr./a	-9872	- 132525	35248	- 191981
Arbeitsverwertung aus Biogasanlage	Fr./h	- 17	-182	43	- 165
Strom-Gestehungskosten	Rp./kWh	26.5	43.1	21.8	36.4
Investition pro kWh	Rp./kWh	104.6	115.8	68.2	79.4
Gesamtkapitalrentabilität	%	-3.1%	-15.7%	0.6%	-16.0%
Eigenkapitalrendite bei 20% Eigenkapital	%	-22.5%	-85.9%	-4.0%	-87.4%

Anhang

Ergänzungen zu «Verfahrenstechnik zur Biogasherstellung» (Tab. 5)

Die vier Prozessstufen der anaeroben Fermentation

In zweistufigen Anlagen werden die ersten zwei Abbaustufen von den beiden nachfolgenden räumlich getrennt. Weil die am Biogasprozess beteiligten Bakterien unterschiedliche Anforderungen an die Umgebung stellen, kann so das Milieu besser den Bedürfnissen der jeweils aktiven Bakterien angepasst werden, und es lassen sich höhere Abbauleistungen erreichen.

In der ersten Phase des Abbauprozesses, der Hydrolyse, bauen aerobe Bakterien die hochmolekularen organischen Substanzen (wie Proteine, Kohlehydrate, Fette, Zellulose) in niedermolekulare Verbindungen wie Einfachzucker, Aminosäuren, Fettsäuren und Wasser um. Dieser Prozess verläuft langsam und wird vom pH-Wert und der Verweilzeit des Substrats im Fermenter beeinflusst.

Die Zwischenprodukte werden in der Versäuerungsphase (II. Prozessstufe) durch säurebildende Bakterien weiter abgebaut zu niederen Fettsäuren wie Essig-, Propion- und Buttersäure sowie Kohlendioxid und Wasserstoff. Daneben entstehen auch geringe Mengen an Milchsäure und Alkohole. Es handelt sich dabei um Bakterien, die den noch verbleibenden Sauerstoff verbrauchen und die für die Methanbakterien notwendigen anaeroben Bedingungen schaffen.

In der dritten Stufe, der Essigsäurebildung, produzieren Essigsäurebakterien aus den organischen Säuren die Ausgangsprodukte für die Methanbildung: Essigsäure, Kohlendioxid und Wasserstoff.

In der vierten Stufe der Biogasproduktion, der Methanogenese, erfolgt die Bildung von Methan aus den Produkten der Essigsäurebildung. Etwa 70 % des Methans wird aus der Essigsäure hergestellt, damit ist die Essigsäurebildung der geschwindigkeitsbestimmende Faktor der Methanbildung. Die restlichen 30 % des Methans werden aus Wasserstoff und Kohlendioxid gebildet. Diese Reaktion reduziert den Wasserstoffgehalt, welcher bei zu hoher Konzentration die Essigsäurebildung hemmt.

Tab. 5: Die vier Prozessstufen der anaeroben Fermentation.

Prozessstufe	chem. Prozess	Produkte	Bakterienart
I.	Hydrolyse	Einfachzucker Aminosäuren Fettsäuren	fakultativ anaerobe Bakterien (hydrolytische Bakterien)
II.	Versäuerung	kurzkettige Fettsäuren Kohlendioxid CO ₂ Wasserstoff H ₂ Alkohole	säurebildende Bakterien (fermentative Bakterien)
III.	Essigsäurebildung	Essigsäure Kohlendioxid CO ₂ Wasserstoff H ₂	essigsäurebildende Bakterien (acetogene Bakterien)
IV.	Methanbildung	Methan CH ₄ Kohlendioxid CO ₂ Wasser H ₂ O Schwefelwasserstoff H ₂ S Stickstoffverbindungen N ₂	methanbildende Bakterien (methanogene Bakterien)

Quelle: verändert nach EDER und SCHULZ (2006).

Tab. 6: Allgemeine Annahmen zu den Berechnungen.

	Merkmal	Annahmen
Investition / Finanzierung	Investitionsbedarf	Basierend auf FAT-Preisbaukasten 2005 und empirischen Erhebungen
	Amortisationsdauer	Bauliche Investitionen: 20 Jahre Technische Anlagen: 10 Jahre
	Investitionskredite	2000.– Fr. / DGVE, zinslos
	Eigenkapital	20 % der Investition (Zinsanspruch 3 %)
	Hypothek	Investition abzüglich Eigenkapital und Investitionskredit (mittlerer Zinssatz: 5 %)
	Maschinenkosten	Radlader: Fr. 87.–/h; Teleskoplader: Fr. 81.–/h; Maschinenzeiten nach Modellkalkulationen
	Preis NaWaRo (Silomais)	Fr. 5.75/dt gehäckselt ab Feld + Fr. 1.17/dt Transportkosten = Fr. 6.92/dt franko Siloplatte (Anteil eigene NaWaRo: 20 %).
	Anlagenunterhalt, Ersatzteile, Reparaturen	2,5 % der Investition
	Unterhalt Wärmekraftkopplung	2.5 Rappen je erzeugte kWh Strom
	Versicherungen	1% der Investition
Preise	Transportkosten Gülle	Fr. 190.–/h; Lastwagen mit 10m ³ -Fassungsvermögen; mittlere Entfernung: 120 kW-Anlage: 5 km 240 kW-Anlage: 7 km Standzeit (Saugen, Pumpen): 20 min je Fahrt. Anteil eigene DGVE: 25%
	Wärmeverkauf	4 Rp./kWh
	Zertifizierungskosten (naturemade star)	0.3 Rp./kWh
	Lohnansatz	Fr. 60.–/AKh

Literatur

Ammann H., 2006. Maschinenkosten 2007, ART-Bericht 664, Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon ART, Ettenhausen.

Eder B. und Schulz H., 2006. Biogas Praxis. 3. vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, Ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg.

FNR, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2005a. Handreichung, Biogasgewinnung und -nutzung, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow, <http://www.fnr.de/>.

FNR, 2005b. Leitfaden Bioenergie, Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow, <http://www.fnr.de/>.

Schick M. und Stark R., 2002. Arbeitswirtschaftliche Kennzahlen zur Raufutterernte. Zeitbedarf und Verfahrensleistungen für Grassilage- und Heuernte. FAT-Bericht 588, Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon ART, Ettenhausen.

Wellinger A., 1991. Biogas Handbuch. 2. stark überarbeitete Auflage, Verlag Wirz AG, Aarau.

KTBL, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2006. Betriebsplanung Landwirtschaft 2006/07, Darmstadt.

Impressum

Herausgeber: Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon ART,
Tänikon, CH-8356 Ettenhausen

Die ART-Berichte erscheinen in rund 20 Nummern pro Jahr. – Jahresabonnement
Fr. 60.–. Bestellung von Abonnements und Einzelnummern: ART, Bibliothek,
CH-8356 Ettenhausen. Telefon +41 (0)52 368 31 31, Fax +41 (0)52 365 11 90,
doku@art.admin.ch, <http://www.art.admin.ch>

Die ART-Berichte sind auch in französischer Sprache als «Rapports ART» erhältlich.
ISSN 1661-7568.

Die ART-Berichte sind im Volltext im Internet (www.art.admin.ch)