



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit



HANDREICHUNG ZUR OPTIMIERUNG VON BIOGASANLAGEN



IMPRESSUM

Herausgeber:

Hochschule Ingolstadt
Fachhochschule Münster
IFEU Heidelberg

Durchführung/Autoren:

Dipl.-Ing. (FH) Georg Häring (Hochschule Ingolstadt)
Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) Matthias Sonnleitner (Hochschule Ingolstadt)
Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner (Hochschule Ingolstadt)
Dipl.-Ing (FH) Elmar Brüggling M.Sc. (Fachhochschule Münster)
Dipl.-Ing. (FH) Christin Bücker (Fachhochschule Münster)
Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter (Fachhochschule Münster)
Dipl.-Ing. U-tech. Regine Vogt (IFEU Heidelberg)

Redaktion:

Hochschule Ingolstadt

Bezug als Download:

www.ifeu.de
www.haw-ingolstadt.de
www.fh-muenster.de

Gestaltung:

ID Kommunikation

Titelfotos:

Hochschule Ingolstadt
Fachhochschule Münster

Stand: Oktober 2010

1. Auflage: 5.000 Stück

HANDREICHUNG ZUR OPTIMIERUNG VON BIOGASANLAGEN

INHALT

1	Einleitung	7 - 9
2	Verkürzen der Transportwege zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung	10 - 11
3	Auswahl des optimalen Entfeuchtungsverfahrens	12 - 13
4	Erhöhen der Substratausnutzung durch den Einsatz hocheffizienter Blockheizkraftwerke	14 - 15
5	Erhöhen der Substratausnutzung durch Vermeiden von Biogasleckstellen	16 - 17
6	Emissionsminderung und Erhöhen der Substratausnutzung durch Abdecken des Endlagers	18 - 19
7	Verringern des Eigenenergieverbrauchs bei der Entschwefelung per Lufteinblasung	20 - 21
8	Verringern des Eigenenergieverbrauchs bei der Feststoffeinbringung	22 - 23
9	Erhöhen der Wärmenutzung durch strukturierte Vorgehensweise bei der Planung	24 - 25
10	Erhöhen der Wärmenutzung durch Nachrüsten von Wärmemengenzählern	26 - 27
11	Erhöhen des Auslastungsgrads des Blockheizkraftwerks	28 - 29
12	Ausblick · Literatur · Glossar	30 - 31

DANKSAGUNG

Die vorliegende Handreichung fasst die Ergebnisse des vom **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)** unterstützten Forschungsvorhabens „**Leitfaden für die ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen (BGA_OPT)**“ (FKZ 03MAP155) zusammen. Die Autoren bedanken sich sehr herzlich für die Förderung.

Fachlich begleitet wurde das Projekt in exzellenter Weise seitens des **BMU** durch Herrn Uwe Holzhammer. Herrn Holzhammer gebührt unser ausdrücklicher Dank für seine engagierte und kooperative Unterstützung und Zusammenarbeit sowie für seine weitsichtige und zielorientierte Koordination. Für die professionelle technische Projektabwicklung möchten wir Frau Dr. Sabine Kleemann vom **Projekträger Jülich** unseren herzlichen Dank aussprechen.

Die Autoren danken insbesondere auch den Betreibern der untersuchten Biogasanlagen, ohne deren Bereitschaft, Engagement und Interesse die Durchführung des Vorhabens nicht möglich gewesen wäre.

Weiter gebührt besonderer Dank den Teilnehmern der im Rahmen des Vorhabens durchgeführten Expertengespräche, deren konstruktive Kommentare einen wesentlichen Beitrag zum Projekterfolg geleistet haben.

Mit der Verabschiedung des Erneuerbare Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 und den Novelierungen in den Jahren 2004 und 2009 wurde die Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb von Biogasanlagen geschaffen.

Jedoch erfüllen nicht alle Biogasanlagen die Erwartungen einer nachhaltigen und klimaschonenden Energieerzeugung. Übereilt durchgeführte und damit unvollständige Planung und qualitativ fragwürdige Ausführung stellen die Hauptprobleme bei Biogasanlagen dar. Die Auswirkungen finden sich sowohl im ökonomischen als auch im ökologischen Bereich (Sonnleitner und Zörner 2008).

Im Rahmen des Projekts „Ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen“ wurden je 10 typische Biogasanlagen in Bayern (BY) und Nordrhein-Westfalen (MS) intensiv untersucht.

In dieser Handreichung werden 10 konkrete, auf den Ergebnissen der Anlagenuntersuchungen basierende, technische, in die Praxis umsetzbare Lösungsansätze detailliert und verständlich für

Planer, Hersteller und Anlagenbetreiber dargestellt. Die Konzepte zielen darauf ab, einerseits die Wirtschaftlichkeit von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen zu erhöhen und andererseits die Treibhausgasemissionen zu minimieren und damit die Ökologie von Biogasanlagen zu verbessern.

Vorgehensweise

Bei der Auswahl der innerhalb der Anlagenanalyse untersuchten Biogasanlagen wurde besonderer Wert darauf gelegt, jeweils das typische Anlagenspektrum der beiden Bundesländer abzudecken. Hierfür wurden die Anlagen nach folgenden Auswahlkriterien ausgewählt:

- Elektrische Nennleistung der Stromerzeugung
- Motorart der Blockheizkraftwerke
- Eingesetzte Substrate
- Unterschiedliche Hersteller
- Fermenter-Bauart

In Tabelle 1 ist ein Überblick der untersuchten Anlagen dargestellt.

Tabelle 1:
Untersuchte Anlagen

Nr.	elektrische Nennleistung [kW _{el}]	BHKW-Motor	Einsatzstoffe	Fermenter-Bauart	Inbetriebnahme
BY 1	30	Zündstrahl	Gülle + NawaRo	stehend	1999
BY 2	100	Gas	Gülle + NawaRo	stehend	2002
BY 3	175	Gas	Gülle + NawaRo	stehend	2004
BY 4	250	Gas	Gülle + NawaRo	stehend	2005
BY 5	190	Gas	Gülle + NawaRo	stehend	2005
BY 6	320	4 x Zündstrahl	Gülle + NawaRo	stehend/liegend	2001
BY 7	380	2 x Gas	Gülle + NawaRo	stehend	2005
BY 8	380	2 x Gas	NawaRo	stehend	2006
BY 9	526	Gas	Gülle + NawaRo	stehend/liegend	2006
BY 10	560	2 x Gas	Gülle + NawaRo	stehend	2002
MS 1	440	Gas-Zündstrahl	Gülle + NawaRo	stehend	2009
MS 2	300	Gas	Gülle + NawaRo	stehend	2004
MS 3	350	Gas	Gülle + NawaRo	stehend	2006
MS 4	500	Gas-Zündstrahl	NawaRo	stehend	2004
MS 5	500	Gas	Gülle + NawaRo	stehend	2005
MS 6	860	2 x Gas Zündstrahl	Gülle + NawaRo	stehend	2004
MS 7	590	2 x Gas	Gülle + NawaRo + Co-Substrate	stehend	2009
MS 8	1.022	2 x Gas	NawaRo	stehend	2004
MS 9	1.590	2 x Gas	Gülle+ NawaRo	stehend	2006
MS 10	2.896	5 x Gas	NawaRo	stehend	2008

Gemeinsam mit den Anlagenbetreibern wurden Daten bzgl. der Substratbereitstellung, der Substratlagerung, der Einbringung der Substrate, der Biogaserzeugung, -aufbereitung und -nutzung sowie der Anlagenüberwachung aufgenommen.

Der Eigenenergieverbrauch einer Biogasanlage spielt sowohl aus ökonomischer Sicht als auch aus ökologischer Sicht eine wichtige Rolle. Daher wurde der Eigenstromverbrauch durch temporäre Leistungsmessungen in Verbindung mit Betriebsstundenzählern ermittelt. Hierbei wurden die für den Anlagenbetrieb notwendigen elektrischen Verbraucher erfasst. Diese sind unter anderem die Feststoffeinbringung, die Rühr- und Pumpentechnik, die Entschwefelung sowie die Entfeuchtung.

Zur Identifikation von Biogasleckstellen wurden auf den untersuchten Biogasanlagen systematisch mittels eines Leckagedetektors eventuell vorhandene Gasaustrittstellen aufgespürt und qualitativ bewertet.

Nach Feststellung aller relevanten Methanquellen sowie der weiteren klimarelevanten Einflussgrößen wie Aufwand der Substratbereitstellung, Eigenenergiebedarf, Effizienz der Biogasnutzung, wurden die Treibhausgasemissionen aus den verschiedenen Teilprozessen der Biogaserzeugung und -nutzung ermittelt und in Klimagas-Bilanzen überführt.

Auswahl der Verbesserungskonzepte

Basierend auf den Ergebnissen wurde, um konkrete, technische, in die Praxis umsetzbare, Lösungsansätze zu erarbeiten, das Verbesse-

rungspotenzial der in der Anlagenuntersuchung betrachteten Bereiche anhand der folgenden Kriterien bewertet:

- Ökonomisches Verbesserungspotenzial
- Ökologisches Verbesserungspotenzial
- Umsetzungspotenzial

Die Bewertung erfolgte nach der in Tabelle 2 dargestellten Einstufung und Punktevergabe.

Bereiche, die mit insgesamt 6 bis 9 Punkten bewertet sind, stellen demnach aussichtsreiche Ansatzpunkte für Verbesserungen dar. Tabelle 3 zeigt das Ergebnis der Bewertungsmatrix.

Ausgehend davon wurden folgende, 10 Verbesserungskonzepte ausgearbeitet:

- Verkürzen der Transportwege zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung
- Auswahl des optimalen Entfeuchtungsverfahrens
- Erhöhen der Substratausnutzung durch den Einsatz hocheffizienter Blockheizkraftwerke
- Erhöhen der Substratausnutzung durch Vermeiden von Biogasleckstellen
- Emissionsminderung und Erhöhen der Substratausnutzung durch Abdecken des Endlagers
- Verringern des Eigenenergieverbrauchs bei der Entschwefelung per Lufteinblasung
- Verringern des Eigenenergieverbrauchs bei der Feststoffeinbringung
- Erhöhen der Wärmenutzung durch strukturierte Vorgehensweise bei der Planung
- Erhöhen der Wärmenutzung durch Nachrüsten von Wärmemengenzählern
- Erhöhen des Auslastungsgrads des Blockheizkraftwerks

Tabelle 2:
Bewertungskriterien

	Einstufung		
	gering	mittel	hoch
Ökonomisches Verbesserungspotenzial	kaum Mehreinnahmen	mäßige Mehreinnahmen	hohe Mehreinnahmen
Ökologisches Verbesserungspotenzial	kaum Emissionsverminderungen	mäßige Emissionsverminderungen	hohe Emissionsverminderungen
Umsetzungspotenzial	in den meisten Betrieben umgesetzt	in vielen Betrieben umgesetzt	selten in Betrieben umgesetzt
Punktzahl	1	2	3
Gesamtpunktzahl	3	4-5	6-9

Tabelle 3:
Bewertung der untersuchten Bereiche hinsichtlich ihres Verbesserungspotenzials

Untersuchte Bereiche	Ökonomisches Potenzial	Ökologisches Potenzial	Umsetzungspotenzial	Gesamtpunktzahl
Substratbereitstellung				
Transportentfernung der Anbauflächen	gering	gering	gering	3
Flächenausstattung	gering	gering	gering	3
Substratherkunft: Eigen- oder Zukauf	gering	gering	gering	3
Lagerung der Substrate				
Art der Silierung	mittel	mittel	gering	5
Substratlagervolumen	gering	gering	gering	3
Einbringung der Substrate				
Transportweg Substratlager - Einbringsystem	hoch	gering	mittel	6
Zeitaufwand Befüllung Einbringsystem	hoch	gering	mittel	6
Biogasferzeugung				
Fermentationsverfahren	hoch	gering	mittel	6
Substratzusammensetzung	gering	mittel	gering	4
Biologie	gering	gering	mittel	4
Gasaufbereitung				
Wirksamkeit Entschwefelung	mittel	gering	mittel	5
Wirksamkeit Entfeuchtung	mittel	gering	mittel	5
Biogasnutzung				
Blockheizkraftwerk	hoch	hoch	hoch	9
Wärmenutzung	hoch	hoch	hoch	9
Anlagenüberwachung				
Messtechnische Ausstattung	mittel	mittel	mittel	6
Anlagendokumentation	mittel	gering	mittel	5
BHKW-Auslastungsgrad	hoch	mittel	mittel	7
Eigenenergie				
Eigenenergieverbrauch gesamt	hoch	mittel	mittel	7
Feststoffeinbringung	hoch	gering	mittel	6
Rührtechnik	hoch	gering	mittel	6
Pumpentechnik	mittel	gering	mittel	5
Entschwefelung	hoch	gering	hoch	7
Entfeuchtung	hoch	gering	mittel	6
Strombezug	hoch	gering	mittel	6
Leistungsspitzen	mittel	gering	hoch	6
Methanemissionen				
Biogasleckstellen	mittel	hoch	hoch	8
Restgaspotenzial im Endlager	hoch	hoch	mittel	8

Verkürzen der Transportwege zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung

Der Zeitaufwand für das Befüllen der Feststoffeinbringung resultiert aus der Länge des Transportweges zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung, der Größe des Transportbehälters (Schaufelvolumen), der Häufigkeit der dadurch notwendigen Fahrten und der möglichen Fahrgeschwindigkeit durch die Beschaffenheit der Transportwege.

Weiterhin ist von Bedeutung, ob der Vorlagebehälter der Einbringung ausreichend dimensioniert ist, so dass täglich nur ein Befüllvorgang notwendig ist.

Wie Abbildung 1 zeigt, liegen bei den untersuchten Anlagen große Unterschiede in der Entfernung zwischen Substratlager und Einbringung vor.

Zur Darstellung der damit verbundenen Kosten werden im Folgenden, aus der Praxis, zwei vergleichbare, in diesem Vorhaben untersuchte Anlagen, gegenüber gestellt. Die beiden Anlagen mit jeweils einer elektrischen Nennleistung

von 380 kW_{el} nutzen einen baugleichen Teleskopklader für den Transport der festen Substrate vom Substratlager zum Vorlagebehälter der Feststoffeinbringung.

Den in Tabelle 4 dargestellten Kosten sind ein Stundensatz für die aufgewendete Arbeitszeit von 15 €/h und ein Dieselpreis von 0,55 €/l (Doehler 2009) zugrunde gelegt. Die Treibhausgasemissionen wurden auf Basis von Werten der JEC E3-database (version 31-7-2008) berechnet.

Bei Anlage A fallen für den Befüllvorgang jährliche Kosten (Arbeits- und Kraftstoffaufwand) von lediglich 3.240 € an, wohingegen bei Anlage B jährliche Kosten von 16.200 € entstehen. Dies entspricht einer Differenz von 12.960 €/a. Weiterhin trägt ein verringerter Kraftstoffaufwand effektiv zur Emissionsminderung bei. Im Vergleich der beiden Anlagen emittiert Anlage A 11.471 kg CO₂-Äquivalent pro Jahr weniger als Anlage B. Dies entspricht einer Fahrstrecke von rd. 64.000 km mit einem durchschnittlichen PKW.

Abbildung 1:
Vergleich der Entfernungen zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung

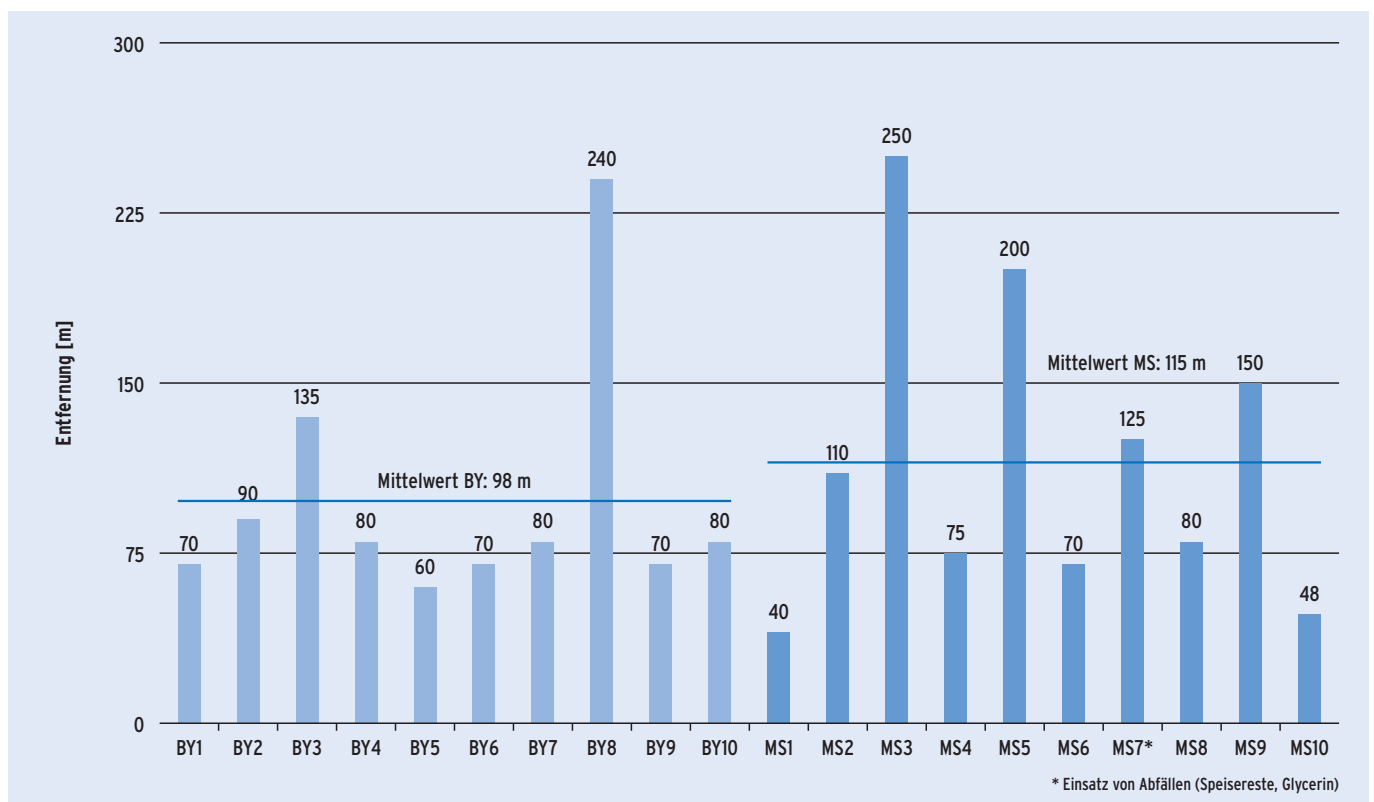


Tabelle 4:

Vergleich von Kosten und Treibhausgas (THG) -Emissionen zweier Anlagen mit unterschiedlichen Wegstrecken zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung

Anlage	Wegstrecke (einfach) [m]	Befüllvorgänge pro Tag	Zeitaufwand insges. [h/d]	Kraftstoffverbrauch [l _{Diesel} /h]	Kosten pro		THG-Emissionen [kg CO ₂ -Äq./a]
					Befüllung [€]	Jahr [€/a]	
A	80	10	0,5	5	0,89	3.240	2.868
B	240	17	2,5	5	2,61	16.200	14.339

Anlage A ist beispielhaft für ein gutes Anlagenlayout hinsichtlich des Transportweges zwischen Substratlager und Feststoffeinbringung. Durch die in Abbildung 2 dargestellte geringe Transportentfernung von ca. 80 m und die asphaltierte und damit gut befahrbare Fläche müssen täglich lediglich 30 Minuten für das Befüllen des Feststoffeinbringsystems aufgewendet werden. Durch den deutlich längeren Transportweg bei Anlage B von ca. 240 m (vgl. Abbildung 3), der zudem schlecht befestigt ist, steigt bei dieser Anlage der Aufwand für die Befüllung erheblich. Da bei Anlage B eine höhere Menge fester Substrate eingebracht wird, als bei Anlage A, sind dort pro Tag zudem mehr Fahrten notwendig. Somit ergeben sich große Unterschiede zwischen Anlage A und B hinsicht-

lich der jährlichen Kosten und verursachten Emissionen.

Bei der Optimierung von Transportwegen ist darauf zu achten, dass die Substratlager möglichst in unmittelbarer Nähe zur Feststoffeinbringung platziert werden, um Transportzeiten und damit verbundene Nachteile so gering wie möglich zu halten.

Die wirtschaftliche Betrachtung des Transportweges muss natürlich auch beachten, dass gegebenenfalls ein Silolager aus dem Bestand verwendet werden kann. Zudem sollte darauf geachtet werden, dass das Substratlager kein Hindernis für spätere bauliche Erweiterungen darstellt.

Abbildung 2:
Anlagenlayout Anlage A (LVG 2010)



Abbildung 3:
Anlagenlayout Anlage B (LVG 2010)



Auswahl des optimalen Entfeuchtungsverfahrens

Durch die im Biogas enthaltene Feuchtigkeit können bei der Gasverwertung aggressive Säuren entstehen, die zu Ventil-, Lager-, und Leitungsschäden im Bereich des Motors führen.

Die Menge des im Biogas enthaltenen Wassers ist abhängig von der Gastemperatur. Im Fermenter ist das Biogas wasserdampfgesättigt. Wird die Temperatur des Biogases abgesenkt, kondensiert entsprechend ein Teil des Wasserdampfes aus und kann somit aus dem Gasstrom abgeschieden werden.

Die Entfeuchtung des Biogases kann mit Hilfe von elektrischen Kühlaggregaten oder erdverlegten Gasleitungen realisiert werden. Auch eine Kombination der beiden Verfahren ist nicht unüblich. Die Wahl des Verfahrens richtet sich nach der Anlagengröße und der für das BHKW geforderten Gasqualität.

Bei der Gastrocknung mit einem Kühlaggregat fallen neben den Investitionskosten auch Energiekosten für dessen Betrieb an, die bei der Kalkulation berücksichtigt werden müssen. Der durchschnittliche Energieverbrauch für den Betrieb eines Kühlaggregates liegt bei 0,05 kWh_{el}/d pro kW_{el} BHKW-Nennleistung. Die Investitionskosten eines Kühlaggregates orientieren sich hauptsächlich am gewünschten Wassergehalt und bewegen sich in einem Bereich von 20.000...30.000 € bei Biogasvolumenströmen von 200...500 m³/h.

Die Kosten für eine erdverlegte Gaskühlstrecke werden hingegen hauptsächlich von der Länge der zu verlegenden Leitung bestimmt. Um eine ausreichende Entfeuchtung vor dem BHKW zu erreichen, ist als Faustwert 1,0 m Trassenlänge je kW_{el} BHKW-Nennleistung vorzusehen. Bei einer PE-Leitung mit DN 150 sind Kosten von ca. 85 €/lfm zu veranschlagen (Krause 2008).

Die beiden beschriebenen Verfahren zur Biogasentfeuchtung unterscheiden sich stark hinsichtlich ihrer fixen sowie variablen Kosten. Während bei der Gastrocknung in erdverlegten Gaskühlstrecken die fixen Kosten (hohe Investitionen) dominieren, werden die Gesamtkosten der Gastrocknung mit Kühlaggregaten von variablen Kosten (Stromkosten für Betrieb des Aggregats) bestimmt. Um eine Aussage zu treffen, mit welchem Verfahren sich das Biogas wirtschaftlicher trocknen lässt, sind in Abbildung 4 die jährlichen Kosten eines Kühlaggregates und einer erdverlegten Leitung in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung dargestellt. Aufgetragen sind in Abbildung 4 die Kosten des Kühlaggregates, bestehend aus Abschreibungs- (kalkulatorische Laufzeit 10 Jahre, Zinssatz 6 %) und Energiekosten (0,15 €/kWh_{el}). Bei der erdverlegten Leitung werden nur die Abschreibungskosten berücksichtigt. Die Investitionskosten sowie der Energieverbrauch für den Betrieb des Kühlaggregates werden nach den oben genannten Faustwerten abgeschätzt.

Abbildung 4:

Jahreskosten eines Kühlaggregates bzw. einer Kühlstrecke in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung

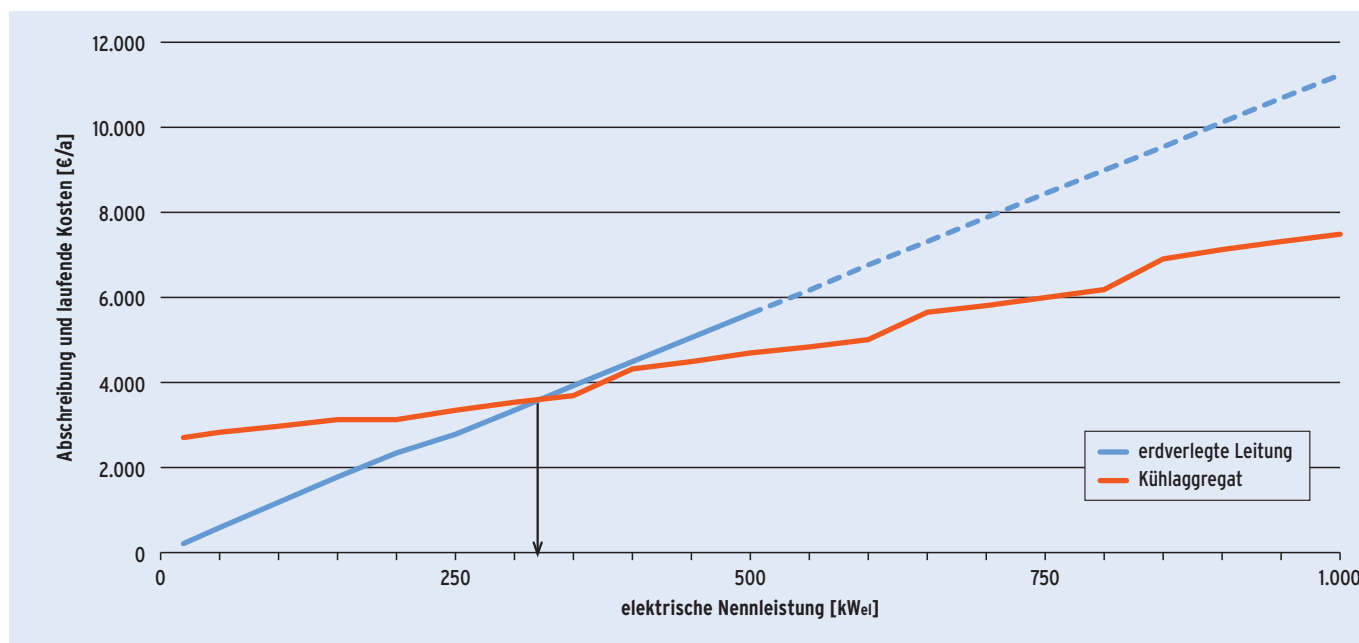


Tabelle 5:

Beispielhafter Kostenvergleich und Treibhausgas (THG) -Emissionen für unterschiedliche Varianten der Entfeuchtung in Abhängigkeit der Anlagengröße

Anlage	elektrische Nennleistung [kW _{el}]	Art der Kühlung	Investition [€]	Stromkosten [€/a]	Abschreibung [€/a]	Kosten [€/a]	THG-Emissionen [kg CO ₂ -Äq./a]
A	150	erdverlegte Leitung	12.750	-	1.781	1.781	-
		Kühlaggregat	16.000	411	2.660	3.071	1.725
B	500	erdverlegte Leitung	42.500	-	5.627	5.627	-
		Kühlaggregat	19.000	1.370	3.160	4.530	5.749

Es zeigt sich, dass es ab einer elektrischen Nennleistung von ca. 300 kW_{el} wirtschaftlich sinnvoller ist, ein Kühlaggregat zu betreiben.

Nicht nur aus wirtschaftlichen Gründen ist es bei BHKW-Motoren dieser Größenordnung empfehlenswert, das Biogas mit einem Kühlaggregat zu entfeuchten. In der Regel haben diese Motoren erhöhte Anforderungen an die Gasqualität, die nur mit einem Gaskühlaggregat erfüllt werden können. Grundsätzlich sollte allerdings bei Biogasanlagen mit einer elektrischen Nennleistung im unteren Bereich auf den Einsatz von Gaskühlaggregaten verzichtet werden. Dies hat auch Vorteile hinsichtlich THG-Emissionen wie das Beispiel in Tabelle 5 zeigt.

Darin sind für zwei unterschiedliche Anlagengrößen die Auswirkungen der Wahl des Entfeuchtungsverfahrens dargestellt. Für die jährlichen Kosten wird hierbei von einem Zinssatz von 6 % p.a., einer kalkulatorischen Laufzeit von 10 Jahren und einem Strompreis von 0,15 €/kWh_{el} ausgegangen. Die THG-Emissionen ergeben sich aus dem Stromverbrauch, der mit einem Emissionsfaktor von 630 g CO₂-Äq./kWh für den deutschen Strommix bewertet wird.

Im Ergebnis zeigt sich für die kleinere Anlage A, dass diese sowohl hinsichtlich Kosten als auch THG-Emissionen vorteilhafter mit einer erdverlegten Leitung ausgestattet ist. Die Länge der erdverlegten Gasleitung beträgt 150 m. Würde diese Anlage ein Kühlaggregat installieren, müssten jährlich fast 1.300 € mehr an Kosten aufgewendet werden und es fielen THG-Emissionen in Höhe von 1.725 kg CO₂-Äq./a aus dem Stromverbrauch an. Dies entspricht rund 15 % der Emissionen, die jährlich von einem Einwohner Deutschlands emittiert werden.

Für die größere Anlage B zeigt sich dagegen ein Kostenvorteil bei Installation eines Kühlaggregates. Verwendet wird ein Gaskühlaggregat mit einer elektrischen Nennleistung von 3,3 kW_{el} (Abbildung 5; Investitionskosten: 19.000 €). Für die Alternative – erdverlegte Gasleitung – wäre eine Kühlstrecke von 500 m erforderlich. Die

Abschreibungskosten hierfür sind deutlich höher als die Summe aus Abschreibungskosten und Kosten für den Strombedarf von ca. 9.125 kWh_{el}/a des Kühlaggregates.

Aus Klimaschutzsicht wäre zwar ein Verzicht auf den Einsatz von Strom zu bevorzugen, allerdings steht in diesem Fall der sichere Betrieb der BHKW-Motoren im Vordergrund. Indirekt wären höhere BHKW-Wartungsintervalle oder -Ausfälle ggf. mit höheren Nachteilen hinsichtlich THG-Emissionen verbunden.

Abbildung 5:
Gaskühlaggregat an einer 500 kW_{el}-Anlage



Erhöhen der Substratausnutzung durch Einsatz hocheffizienter Blockheizkraftwerke

Die Auswahl eines BHKWs mit hohem elektrischem Wirkungsgrad stellt bei der Neuanschaffung, besonders bei Biogasanlagen mit geringer Wärmenutzung und bereits älteren BHKWs eine gute Möglichkeit dar, die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

Vor einer Kaufentscheidung ist zu empfehlen, sich nach Praxiserfahrungen mit den Aggregaten zu erkundigen, da die Wirkungsgrade im Betrieb teils um einige Prozentpunkte von den auf Prüfstandsmessungen basierenden Herstellerangaben abweichen können. Auch sollte hinterfragt werden, ob hocheffiziente Pumpen verbaut sind, da diese den BHKW-Eigenstrombedarf deutlich verringern.

Durch einen verbesserten elektrischen Wirkungsgrad kann bei verringertem Substrateinsatz und damit reduzierter Gasmenge dieselbe elektrische Energiemenge, wie mit einem veralteten BHKW, erzeugt werden. Durch den verringerten Substratbedarf reduziert sich entsprechend der Flächenbedarf für den Substratanbau. Demgegenüber stehen höhere Beschaffungskosten für das BHKW, die sich allerdings schon nach kurzer Zeit amortisieren können.

In manchen Fällen kann aufgrund des derzeitigen Marktangebotes eine Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrads nur in Verbindung mit einer Steigerung der elektrischen Nennleistung

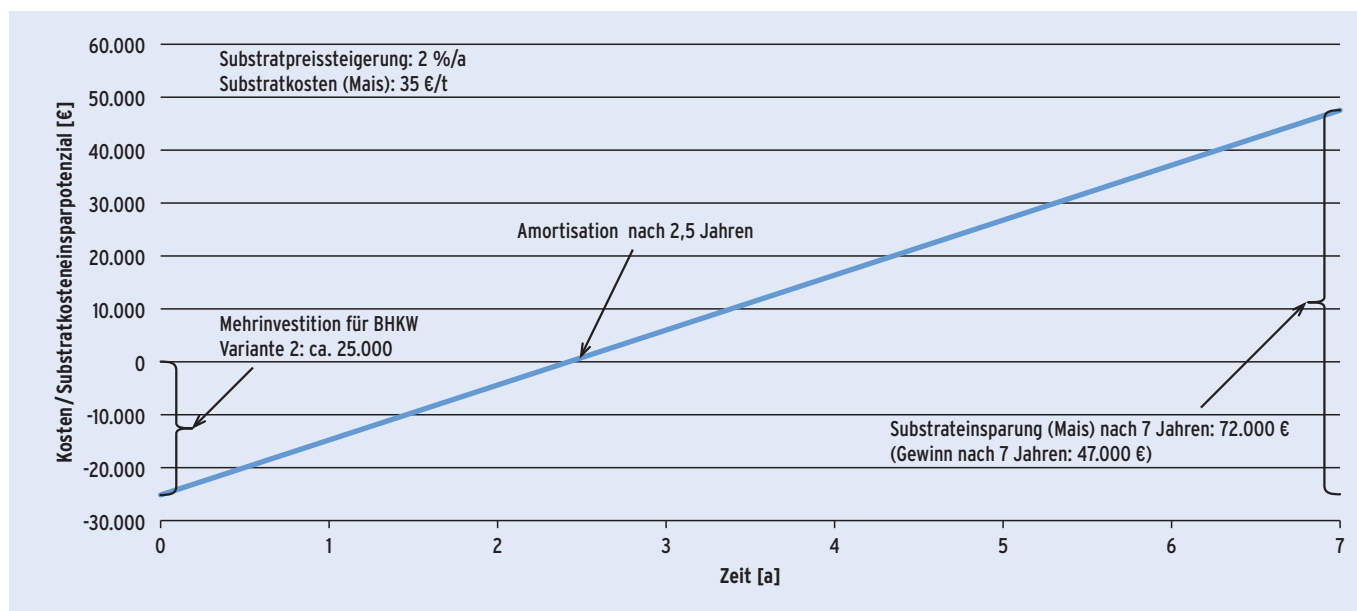
erreicht werden. Hierbei ist ggf. zu berücksichtigen, dass Folgekosten hinsichtlich Netzintegration und Genehmigung auf den Anlagenbetreiber hinzukommen können, die im Einzelfall abgeklärt werden müssen.

Um die positiven Auswirkungen einer Steigerung des elektrischen Wirkungsgrads darzustellen, werden im Folgenden zwei BHKWs verglichen.

Die in Tabelle 6 betrachtete Anlage verfügt über ein BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 38,5 % und einer elektrischen Nennleistung von 190 kW_{el}. Für den Fall einer BHKW-Neuschaffung werden ein baugleiches BHKW und ein BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 40,6 % und einer Nennleistung von 220 kW_{el} betrachtet.

Die Beschaffung des 220 kW_{el}-BHKWs verursacht hierbei Mehrkosten von ca. 55.000 €, jedoch kann durch die gesteigerte Anlagenleistung auch mehr elektrische Energie eingespeist werden (Tabelle 6). Der Substrateinsatz (Mais mit einem Substratertrag von 50 t/ha) steigt wegen des höheren elektrischen Wirkungsgrads um 350 t/a. Durch die genannten Veränderungen verkürzt sich die hydraulische Verweilzeit von 97 auf 91 Tage ebenfalls nur unwesentlich. Die Raumbelastung wird dementsprechend leicht von 1,5 auf 1,7 kg_{OTM}/m³ Arbeitsvolumen · d erhöht.

Abbildung 6:
Auswirkungen unterschiedlicher BHKW-Kombinationen



Unter Berücksichtigung des gesteigerten Substrateinsatzes und der höheren Investitionskosten ergibt sich eine Amortisation der erhöhten BHKW-Beschaffungskosten innerhalb von nur zwei Jahren. Über einen Zeitraum von sieben Jahren stellen sich Mehreinnahmen von 225.000 € ein, was unter Berücksichtigung der erhöhten Investitionen einem Gewinn von ca. 165.000 € entspricht. Daneben kann durch die erhöhte Stromerzeugung trotz höherem Substrateinsatz eine Emissionsminderung von ca. 134 t CO₂-Äq./a erreicht werden. Dies entspricht den Emissionen, die jährlich von knapp 12 Einwohnern in Deutschland verursacht werden.

Bei einer weiteren Anlage wird ein Vergleich von zwei BHKW-Konstellationen durchgeführt, die beide die gleiche elektrische Nennleistung von 560 kW_{el} aufweisen (Tabelle 7). Variante 1 besteht aus einer Kombination von drei BHKWs (je 190 kW_{el}; gedrosselt) mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 38,5 %, Variante 2 stellt eine Kombination von zwei BHKWs (400 kW_{el} und 190 kW_{el}; gedrosselt) mit einem gesamten elektrischen Wirkungsgrad von 39,6 % dar.

Bei der Beschaffung der BHKW-Kombination mit 39,6 % elektrischem Wirkungsgrad ergeben

sich erhöhte Investitionskosten von ca. 25.000 €, jedoch kann der Substrateinsatz (Mais, Substratertrag 50 t/ha) um ca. 274 t/a reduziert werden. Die Substrateinsparung entspricht bei einem Substratpreis (Mais) von 35 €/t einer jährlichen Substratkostenverringerung von ca. 9.500 €. Zudem sinkt der Flächeneinsatz um ca. 6 ha. Durch die genannten Veränderungen verlängert sich die hydraulische Verweilzeit von 99 auf 114 Tage. Die Raumbelastung verringert sich dementsprechend von 1,8 auf 1,5 kg_{OTM}/m³Arbeitsvolumen·d.

Unter Berücksichtigung des verringerten Substrateinsatzes und der höheren Investitionskosten ergibt sich eine Amortisation der erhöhten BHKW-Beschaffungskosten innerhalb von 2,5 Jahren. Über einen Zeitraum von sieben Jahren stellt sich ein Gewinn von ca. 47.000 € ein (Abbildung 6). Durch die verringerten Substratkosten vermindert sich zudem die Abhängigkeit von Marktpreisen, die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage wird dadurch zusätzlich gestärkt.

Zusätzlich kann eine THG-Minderung von knapp 10.000 kg CO₂-Äq./a erreicht werden, was einer Fahrstrecke von rd. 54.300 km mit einem durchschnittlichen Pkw entspricht.

Tabelle 6:

Auswirkungen durch Einsatz eines hocheffizienten BHKWs

BHKW	elektrischer Wirkungsgrad [%]	elektrische Nennleistung [kW _{el}]	Stromerzeugung [kWh _{el} /a]	Erhöhung		Einnahmen [€/a]	Einsparungen THG-Minderung [kg CO ₂ -Äq./a]
				Substrateinsatz (Mais) [t/a]	Flächeneinsatz [ha]		
alt	38,5	190	-	-	-	-	-
modern	40,6	220	233.000	350	7	29.000	134.309

Tabelle 7:

Auswirkungen unterschiedlicher BHKW-Kombinationen

BHKW Variante	elektrischer Wirkungsgrad [%]	elektrische Nennleistung [kW _{el}]	Stromerzeugung [kWh _{el} /a]	Einsparungen			
				Substrateinsatz (Mais) [t/a]	Flächeneinsatz [ha]	Substratkosten [€/a]	THG-Minderung [kg CO ₂ -Äq./a]
1	38,5	560	4.828.105	-	-	-	-
2	39,6			274	6	9.500	9.774

Erhöhen der Substratausnutzung durch Vermeiden von Biogasleckstellen

Diffuse Methanemissionen bei Biogasanlagen bedeuten unnötige Verluste, die zudem meist einfach aufgespürt und vermieden werden können. Dies kann vom Anlagenbetreiber selbst schnell und effektiv durchgeführt werden.

Voraussetzung hierfür ist die Anschaffung eines Leckagedetektors, der auf Methangas reagiert. Die Kosten für ein Methanlecksuchgerät in einfacher, aber vollkommen ausreichender Ausführung bewegen sich im Bereich von 400...600 € (Abbildung 7). Auch besteht die Möglichkeit einer gemeinschaftlichen Anschaffung.

Eine Begehung zum Aufspüren von Biogasleckstellen sollte monatlich erfolgen. Bei Umbauten oder bei Verdacht auf Gasaustrittsstellen (z.B. bei Biogasgeruch) sind häufigere Begehungen empfehlenswert. Es ist zudem anzuraten, die Begehungen bei unterschiedlichen betrieblichen Zuständen durchzuführen, d.h. bei unterschiedlichen Druckzuständen im Fermenter, da bei höheren Drücken Leckstellen auftreten können, die bei leerem Gassack nicht festzustellen sind.

Häufig anzutreffende Biogasleckstellen sind in Tabelle 8 dargestellt.

Abbildung 7:
Methanlecksuchgerät



Tabelle 8:
Häufig anzutreffende Biogasleckstellen

Biogasleckstelle							
Eintragschnecke	Offener Überlauf	Seildurchführung Tauchmotor- rührwerk	Verankerung Rührwerk	Schauglas	Gasspeicher	Flanschverbindung	Revisionsluke
Maßnahme							
Einbringssystem mit Presskolben und/ oder Zuführung unterhalb der Flüssigkeitssäule	Offene Überläufe generell vermeiden	Nachfetten an vorgesehener Stelle nach jeder Bewegung des Seils	Schrauben anziehen; Montage nach Herstellerangabe (Montagefehler)	Gasrücktrittsicherung und Kugelhahn an vorgesehener Stelle anbringen (Montagefehler)	Abdichtung nach Herstellervorgabe	Montage nach Herstellervorgabe (Montagefehler: Fehlen von Schrauben)	Austausch der Dichtungen

Die aufgespürten Biogasleckstellen können in konstruktive, durch mangelnde Instandhaltung/Alterung oder durch Installations-/Montagefehler bedingte Ursachen eingeteilt werden.

Besonders leicht und ohne großen finanziellen Aufwand sind Biogasleckstellen zu beheben, die auf Installations- oder Montagefehler zurückzuführen sind. Zu diesen zählen beispielsweise falsch montierte Schaugläser oder Flanschverbindungen. Genauso sind auch Biogasleckstellen, die durch mangelnde Instandhaltung oder durch Alterung verschiedener Materialien, wie Dichtungen, auftreten, schnell und kostengünstig zu beheben.

Zu beachten ist, dass die Messungen zum Aufspüren von Biogasleckstellen im Ex-Bereich erfolgen, weswegen hierbei, aber insbesondere auch bei Wartungsarbeiten und Reparaturen in diesen Bereichen, entsprechende Vorsichtsmaßnahmen getroffen werden müssen.

In Abbildung 8 sind beispielhaft die eingesparten jährlichen Substratkosten für Mais dargestellt. Es zeigt sich, dass selbst bei einem Gasverlust von nur 1 % des produzierten Biogases ein großes Einsparpotenzial vorhanden ist.

Im Falle einer Biogasanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 190 kW_{el} lassen sich folgende jährlichen Einsparungen realisieren:

- Verringerte Substratkosten (Mais): 1.400 €/a
- Verringerter Flächeneinsatz (Mais): 0,8 ha
- Verringerter Substrateinsatz (Mais): 41 t/a
- Minderung Methanemissionen: 4.161 m³/a
- THG-Minderung durch vermiedene Methanemissionen und Substrateinsparung: 75.917 kg CO₂-Äq./a (△ Emissionen durch knapp 7 Einwohner in Deutschland pro Jahr)

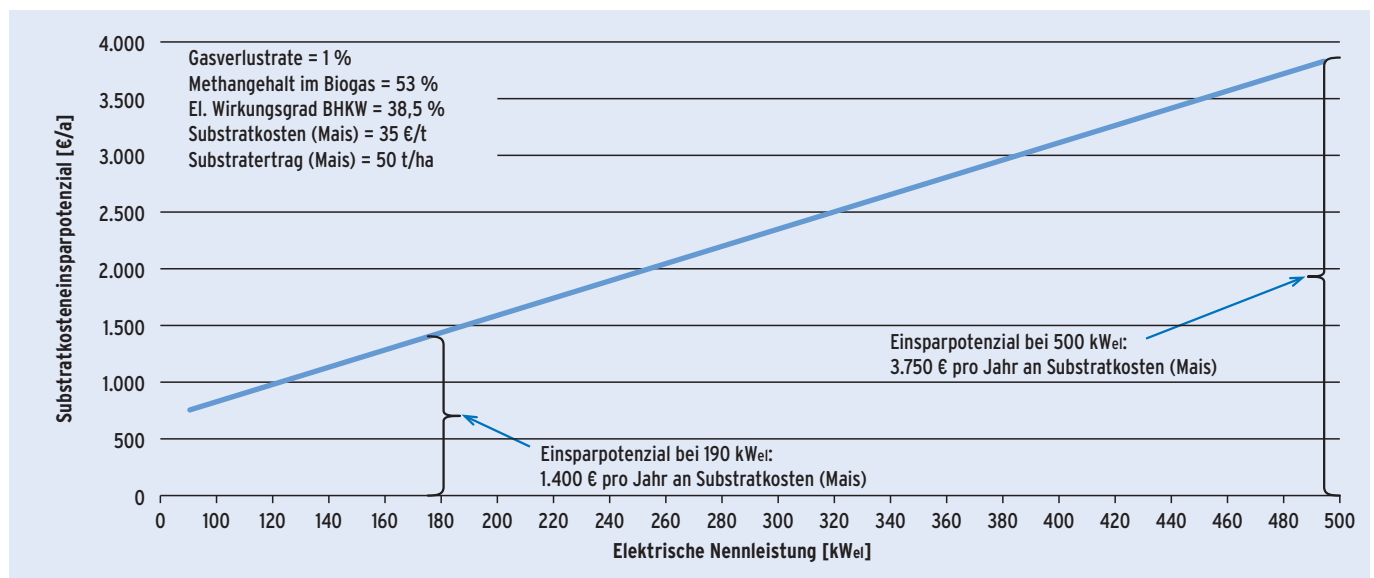
Bei einer Biogasanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 500 kW_{el} lassen sich folgende jährlichen Einsparungen realisieren:

- Verringerte Substratkosten (Mais): 3.750 €/a
- Verringerter Flächeneinsatz (Mais): 2,1 ha
- Verringerter Substrateinsatz (Mais): 108 t/a
- Minderung Methanemissionen: 10.950 m³/a
- THG-Minderung: 199.785 kg CO₂-Äq./a (△ Emissionen durch rd. 17,5 Einwohner in Deutschland pro Jahr)

Diese beiden Beispiele zeigen, dass das Abdichten von Biogasleckstellen effektiv zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit dient und zudem einen nicht unerheblichen Beitrag zum Klimaschutz leistet.

Abbildung 8:

Jährliches Einsparpotenzial durch Vermeiden unnötiger Biogasleckstellen



Die im Rahmen des Untersuchungsprogramms erfassten Restgaspotenziale im Endlager liegen im Bereich von 0,8...7,6 % der anfallenden Methanausbeute. Die große Bandbreite resultiert im Wesentlichen aus den unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen, Betriebsweisen (v. a. Verweilzeit) und Substraten. Durch eine gasdichte Abdeckung des Endlagers kann nicht nur die dort anfallende Biogasmenge energetisch genutzt werden, sondern es verringern sich auch die klimarelevanten Emissionen deutlich.

Das Restgaspotenzial wird im sog. Batch-Versuch bestimmt. Für die Ermittlung der oben genannten Restgaspotenziale wurde das aus dem Überlauf zum Endlager entnommene Gärsubstrat in einem 40-tägigen Laborversuch bei einer Temperatur von ca. 40 °C ausgegoren. Da in der Realität meist geringere Temperaturen in einem unbeheizten abgedeckten Endlager vorherrschen, sind die genannten Restgaspotenziale als Maximal-Werte anzusehen.

Investitionskosten gasdichter Abdeckungen

Um einen bestehenden Betonbehälter abzudichten, müssen neben der Installation der gasdichten Speichermembrane (Abbildung 9) die Innenseiten des Behälters nachträglich beschichtet werden, um Schwefelsäurekorrosion im Gasraum zu verhindern. Eventuell vorhandene Rührwerke müssen zudem gasdicht ausgeführt werden, um die Anforderungen an den Explosionsschutz einzuhalten. Messtechnische Ausrü-

stung, wie z. B. die Füllstandsanzeige des Gasspeichers, und zusätzliche Sicherheitstechnik müssen nachgerüstet werden. Besonders wichtig ist die Montage einer Unter- und Überdrucksicherung.

Zur groben Abschätzung der Investitionskosten, die mit der gasdichten Abdeckung eines bestehenden Betonbehälters verbunden sind, kann für Behälterdurchmesser < 25 m mit ca. 60.000 €, für Behälterdurchmesser > 25 m mit ca. 85.000 € gerechnet werden.

Vermiedene Methanemissionen und Verringern des Substrateinsatzes durch ein gasdichtes Endlager

Durch die gasdichte Abdeckung des Endlagers werden Methanemissionen vermieden und durch die Nutzung der entsprechenden Biogasmenge kann, bei gleich bleibender Energieerzeugung, der Substratausnutzungsgrad erhöht werden. Der verminderte Substrateinsatz erhöht die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage.

Tabelle 9 zeigt die Auswirkungen einer gasdichten Abdeckung mit Restgasnutzung bei zwei Anlagen mit jeweils einer elektrischen Nennleistung von 500 kW_{el}. Für Anlage A wird durch die Nutzung des Restgaspotenzials (1 Prozentpunkt des Restgaspotentials nutzbar) eine Erhöhung der Substratausnutzung um 1 Prozentpunkt erreicht, für Anlage B (3 Prozentpunkte des Restgaspotentials nutzbar) um 3 Prozentpunkte.

Abbildung 9:
Gasdichtes Endlager



Tabelle 9:

Auswirkungen durch Nutzung des Restgaspotenzials

Anlage	elektrische Nennleistung	Verbesserung Substratausnutzung	Substrateinsatz (Mais) [t/a]	Flächeneinsatz [ha]	Einsparungen		
	[kW _e]	[%-Punkte]			Substratkosten [€/a]	THG-Minderung (Mais) [kg CO ₂ -Äq./a]	THG-Minderung (Methan) [kg CO ₂ -Äq./a]
A	500	1	109	2	3.800	3.888	195.932
B	500	3	327	6	11.400	11.664	587.797

Ausgehend von einem Methangehalt von 53 Vol% und einem elektrischen Wirkungsgrad des BHKWs von 38,5 % werden durch die gasdichte Abdeckung bei Anlage A Methanemissionen in Höhe von rd. 10.950 m³/a vermieden und bei Anlage B von rd. 32.850 m³/a. Der Substrateinsatz (Mais mit einem Substratertrag von 50 t/ha) kann bei Anlage A um 109 t/a vermindert werden, bei Anlage B um 327 t/a. Bei einem Substratpreis von 35 €/t ergibt sich die in Tabelle 9 gezeigte Substratkosteneinsparung.

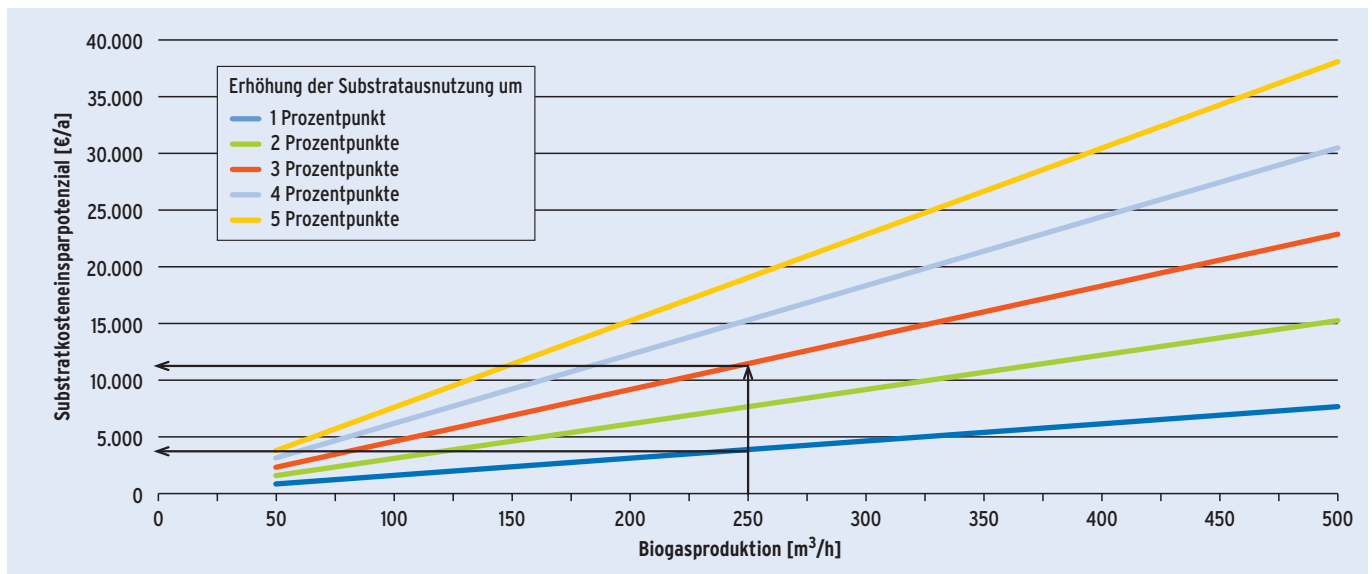
Durch das Vermeiden von Methanemissionen beim Lagern der Gärreste und der mit der Nutzung des Restgaspotenzials verbundenen Substrateinsparung können bei Anlage A insgesamt rd. 199 t CO₂-Äq./a vermieden werden, was den jährlichen THG-Emissionen von rd. 18 Einwohnern in Deutschland entspricht. Bei Anlage B ergibt sich die gesamte THG-Minderung zu rd. 599 t CO₂-Äq./a. Dies entspricht den Emissionen, die pro Jahr von rd. 53 Einwohnern in Deutschland verursacht werden.

In Abbildung 10 sind die jährlichen Einsparungen dargestellt, die mit unterschiedlichen Restgaspotenzialen und entsprechend erhöhter Ausnutzung des Substrates und der damit verbundenen Substrateinsparung (Mais) einhergehen. Die Beispiele der Anlagen A und B sind darin abgebildet. Bei bekanntem Restgaspotenzial lassen sich die erwarteten Einsparungen durch eine gasdichte Abdeckung anhand Abbildung 10 individuell bestimmen.

Die gasdichte Abdeckung ist auf jeden Fall mit einem Beitrag zum Klimaschutz verbunden. Die Rentabilität hängt vom jeweiligen Restgaspotenzial ab. Alternativ zu der beschriebenen Verminderung des Substrateinsatzes ist auch eine Erhöhung der Energieerzeugung denkbar, wodurch die Abdeckung sich ggf. schneller amortisieren kann. Zu beachten ist hierbei aber, dass ggf. für die höhere Stromspeisung Folgekosten hinsichtlich Netzintegration und Genehmigung hinzukommen können, die im Einzelfall zu klären sind.

Abbildung 10:

Substratkosteneinsparpotenzial durch die gasdichte Abdeckung des Endlagers



Verringern des Eigenenergieverbrauchs bei der Entschwefelung per Lufteinblasung

Die biologische Entschwefelung im Fermenter mittels Lufteinblasung ist allgemein ein sowohl kostengünstiges als auch wartungs- und störungsarmes Verfahren, den Schwefelwasserstoffgehalt im Biogas zu verringern.

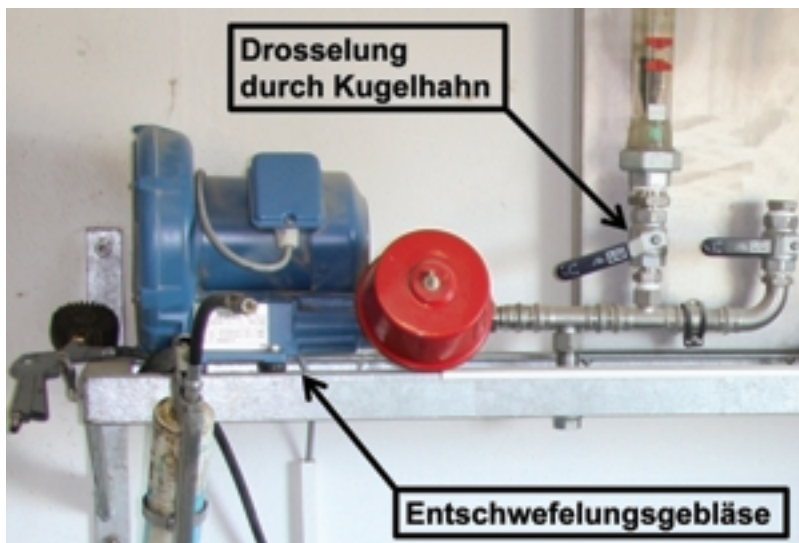
Bei den untersuchten Biogasanlagen wurde der spezifische Energieverbrauch für die Entschwefelung durch Lufteinblasung bestimmt. Ein Vergleich der Energiemengen, die zum Einblasen der Luft aufgewendet werden, zeigte, dass unabhängig von anlagenspezifischen Faktoren, wie eingblasener Luftmenge oder zur Verfügung stehender Aufwuchsflächen für Schwefelbakterien, die verbrauchten Energiemengen stark schwanken. Vor allem bei kleinen Anlagen treten teilweise hohe spezifische Energieverbräuche für die Lufteinblasung auf.

Zur Berechnung des spezifischen Energieverbrauchs kann die in Abbildung 11 dargestellte Formel verwendet werden.

Abbildung 11:
Formel zur Berechnung des spezifischen Energieverbrauchs der Entschwefelung

$$\text{Spezifischer Energieverbrauch Entschwefelung} \left[\frac{\text{kWh}_{\text{el}}/\text{d}}{\text{Nm}^3/\text{h}} \right] = \frac{\text{El. Nennleistung Entschwefelung} \left[\text{kW}_{\text{el}} \right] \cdot \text{Laufzeit} \left[\text{h}/\text{d} \right]}{\text{Biogasvolumenstrom} \left[\text{Nm}^3/\text{h} \right]}$$

Abbildung 12:
Überdimensioniertes Gebläse und geschlossener Kugelhahn zur Volumenstrombegrenzung



Realistischer Zielwert für jede Anlagengröße ist ein spezifischer Energieverbrauch für die Lufteinblasung von $\leq 0,05 \text{ (kWh}_{\text{el}}/\text{d})/(\text{Nm}^3/\text{h})$.

Ursachen eines höheren Verbrauchs sind vor allem mangelhaft ausgelegte, d.h. überdimensionierte Gebläse sowie der Einsatz von Druckluftkompressoren.

Überdimensionierte Gasgebläse

Abbildung 12 zeigt beispielhaft ein überdimensioniertes Gasgebläse mit einer elektrischen Leistungsaufnahme von $540 \text{ W}_{\text{el}}$. Gut zu erkennen ist das Kugelhahnventil, das fast vollständig geschlossen ist, um den Volumenstrom auf die für die Entschwefelung benötigten ca. $70 \text{ l}/\text{min}$ zu begrenzen. Daraus resultiert für eine Biogasanlage mit einem Biogasvolumenstrom von $85 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ein gegenüber dem Zielwert um das Dreifache erhöhter Energieverbrauch für die Entschwefelung. Bei einem Strompreis von $0,15 \text{ €/kWh}_{\text{el}}$ müssen somit jährlich ca. 710 € an Stromkosten für die Entschwefelung aufgewendet werden.

Energie kann eingespart werden, indem das Gebläse entweder durch ein besser dimensioniertes Aggregat ausgetauscht wird oder über eine Zeitschaltuhr getaktet wird.

Alternativ kann beispielsweise eine Linearkolbenpumpe (inkl. Rückschlagventil) eingesetzt werden, die bei einer elektrischen Leistungsaufnahme von nur 85 W_{el} den benötigten Volumenstrom liefert. Der Einsatz dieser Pumpe bedeutet für die beschriebene Anlage einen spezifischen Energieverbrauch von nur $0,024 \text{ (kWh}_{\text{el}}/\text{d})/(\text{Nm}^3/\text{h})$ und damit jährliche Stromkosten von nur noch 112 € . Der Einsparung von jährlich fast 600 € steht eine Investition von ca. 350 € entgegen. Daneben kann durch die Stromeinsparung (Strommix Deutschland $630 \text{ g CO}_2\text{-Äq.}/\text{kWh}$) eine Emissionsminderung von gut $2.500 \text{ kg CO}_2\text{-Äq.}/\text{a}$ erreicht werden, was gleichbedeutend mit einer Fahrstrecke von rd. 14.000 km mit einem durchschnittlichen PKW ist.

Überdimensionierte Entschwefelungsgebläse sind ein gutes Beispiel dafür, wie schnell mangelhaft ausgelegte, bzw. geregelte, elektrische Verbraucher zu unnötigen, nicht zu vernachlässigenden, Energiekosten führen. Diese Erkenntnis lässt sich auch auf andere Aggregate übertragen.

Lufteinblasung mittels Druckluftkompressor

Häufig erfolgt die Lufteinblasung durch einen Druckluftkompressor. Dies erscheint auf den ersten Blick sinnvoll, da ein solcher auch für den Betrieb pneumatischer Armaturen von Pumpstationen benötigt wird. Druckluftkompressoren erzeugen jedoch für die Lufteinblasung in den Fermenter zu hohe Drücke, die für die Entschwefelung gedrosselt werden müssen.

Wie hoch die unnötig aufgebrauchte Energie durch den Einsatz eines Druckluftkompressors zur Entschwefelung für die Druckluftherzeugung ist, zeigt folgendes Beispiel.

Um einen Biogasvolumenstrom von 115 Nm³/h biologisch zu entschwefeln, werden über einen Druckluftkompressor 90 l/min Luft in die Fermenter der Biogasanlage eingeblasen. Wie Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen, werden ca. 2/3 der Druckluft für die Entschwefelung

genutzt. Insgesamt werden für die Lufteinblasung täglich 14 kWh_{el} benötigt, woraus sich ein spezifischer Energieaufwand der Entschwefelung von 0,12 (kWh_{el}/d)/(Nm³/h) ergibt. Bei einem Strompreis von 0,15 €/kWh_{el} bedeutet dies 767 € an jährlichen Stromkosten.

Wird an der betrachteten Anlage dagegen eine Linearkolbenpumpe (inkl. Rückschlagventil) mit einer elektrischen Leistungsaufnahme von 95 kW_{el} (Investitionskosten ca. 350...400 €) zur Lufteinblasung eingesetzt, beträgt der spezifische Energieaufwand nur noch 0,02 (kWh_{el}/d)/(Nm³/h). Die Stromkosten betragen in diesem Fall lediglich 125 €/a, was einer jährlichen Einsparung von 642 € entspricht. Zudem kann hier durch die Stromeinsparung eine Emissionsminderung von knapp 2.700 kg CO₂-Äq./a erreicht werden, was gleichbedeutend mit einer Fahrstrecke von rd. 15.000 km mit einem durchschnittlichen PKW ist.

Abbildung 13:
Leistungsaufnahme des Druckluftkompressors beim Betrieb der Entschwefelung und der Pumpstation

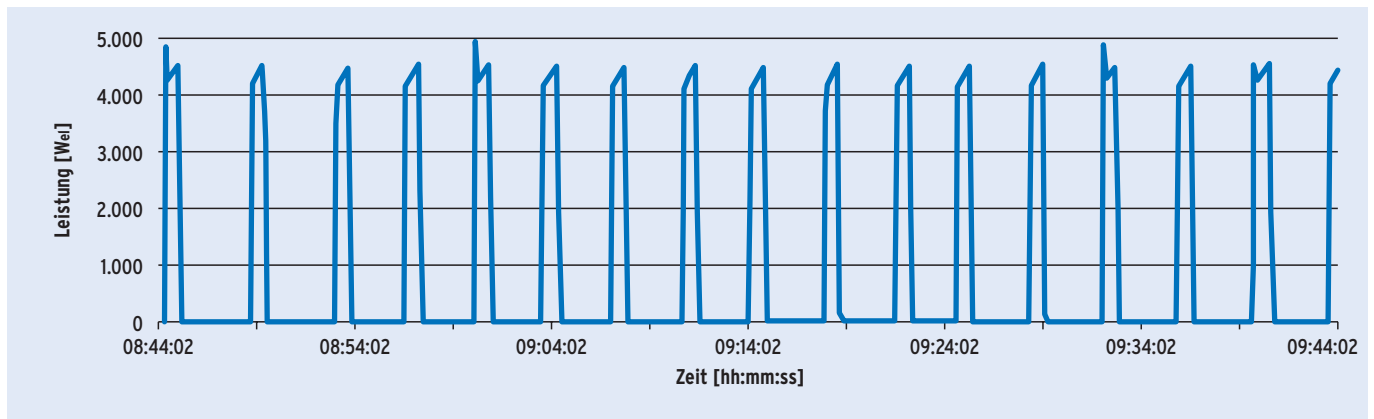
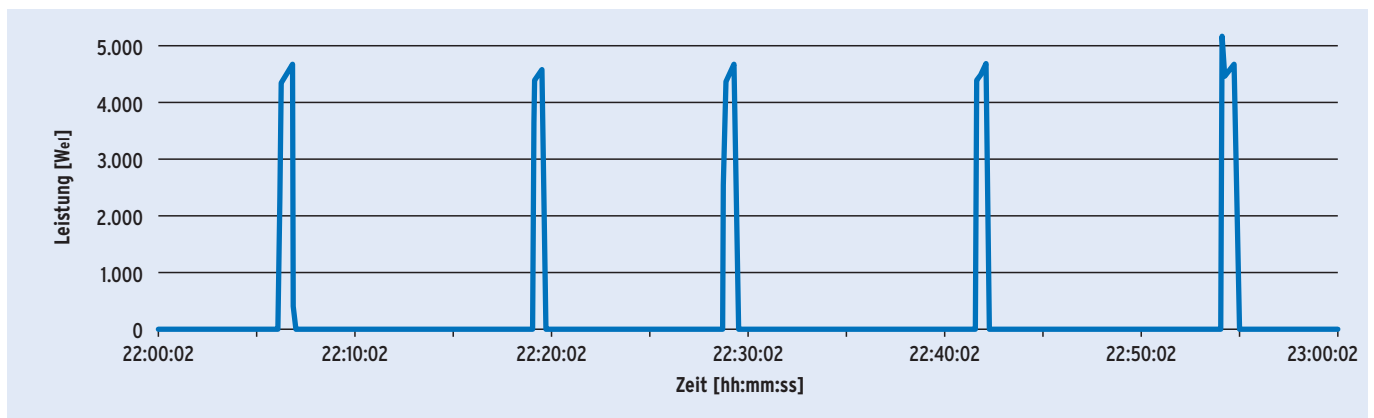


Abbildung 14:
Leistungsaufnahme des Druckluftkompressors ohne Entschwefelung



Verringern des Eigenenergieverbrauchs bei der Feststoffeintrbringung

Zur Einbringung von festen Substraten auf Biogasanlagen werden zahlreiche unterschiedliche Verfahren verwendet. Dazu zählen beispielsweise:

- Eintragschnecken
- Eintragkolben
- Anmischen (Flüssig-Substrateinbringung)

Aufgrund der unterschiedlichen Systemkonfigurationen schwankt der Stromverbrauch der verschiedenen Feststoffeintrbringssysteme stark. Unterschiedliche Stromverbräuche resultieren vor allem aus der Anzahl der verwendeten Aggregate, die zum Einen durch die Platzierung des Einbringensystems und zum Anderen durch die einzubringende Substratmenge bedingt sind.

Tabelle 10 zeigt zwei Varianten der Platzierung einer Feststoffeintrbringung mittels Eintragschnecke, die jeweils dafür notwendigen Aggregate sowie die durchschnittlichen, im Rahmen der Anlagenuntersuchung erfassten spezifischen Stromverbräuche vergleichbarer Einbringungen.

Variante 1 steht beispielhaft für eine auf der Betondecke eines Fermenters platzierte Feststoffeintrbringung. Durch nur drei verbaute

Aggregate ist der Energiebedarf relativ niedrig. Voraussetzung für diese Systemkonfiguration ist ein Fermenter mit befahrbarer Betondecke, die aus bautechnischen Gründen nur bis zu einem Durchmesser von 22 m zu realisieren ist. Weiterhin ist zu beachten, dass der Fermenter für diese Variante weitgehend im Erdboden versenkt werden muss, um die Befahrbarkeit zu erleichtern.

Variante 2 steht dagegen beispielhaft für eine neben dem Fermenter platzierte Feststoffeintrbringung. Zusätzlich wird hier ein Fördersystem für den Substrattransport zur Eintragschnecke benötigt, wodurch die Anzahl der für die Einbringung notwendigen Aggregate höher wird. Dementsprechend ist der Energiebedarf höher als bei Variante 1. Bei der Entscheidung für diese Systemkonfiguration ist zu berücksichtigen, dass durch den höheren Transportaufwand ein erhöhter Wartungsaufwand zu erwarten ist. Positiv ist festzustellen, dass verringerte Kosten für Erdarbeiten beim Behälterbau auftreten, da der Behälter freistehend ausgeführt werden kann. Durch den Verzicht einer befahrbaren Betondecke kann zudem auf eine kostengünstigere Abdeckung zurückgegriffen werden, und der Behälterdurchmesser kann im Vergleich zu Variante 1 größer gewählt werden.

Tabelle 10:
Vergleich der Platzierung verschiedener Substrateinbringungssysteme mit ihrem spezifischen Stromverbrauch

Feststoffeintrbringung auf Betondecke; Variante 1	Feststoffeintrbringung neben Fermenter; Variante 2
 <p data-bbox="750 1624 909 1713">1: Kratzboden 2: Fräser 3: Eintragschnecke</p>	 <p data-bbox="1308 1534 1476 1713">1: Schubboden 2: Querschnecke 3: Unterbauschnecke 4: Steiltransport-schnecke 5: Eintragschnecke</p>
Durchschnittlicher spezifischer Stromverbrauch [kWh _{el} /t _{FM}]	
1,2	3,1

Um den Energiebedarf möglichst gering zu halten, ist bei der Auswahl des Feststoffeinbringensystems darauf zu achten, dass eine möglichst geringe Anzahl von Aggregaten benötigt wird. Grundsätzlich ist bei Biogasanlagen im unteren Leistungsbereich ($< 500 \text{ kW}_{\text{el}}$) eine auf dem Fermenter platzierte Feststoffeinbringung zu wählen, wohingegen bei Biogasanlagen mit höherer elektrischer Nennleistung ($> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$) Feststoffeinbringensysteme neben den Behältern mit zusätzlichen Fördereinrichtungen zu empfehlen sind.

Stromverbrauch der Substrateinbringung

Zur Darstellung der bei der Einbringung der Feststoffe anfallenden Stromkosten sind in Tabelle 11 zwei untersuchte Anlagen mit vergleichbarer täglicher Zufuhr fester Substrate gegenüber gestellt. Die Stromkosten werden mit einem Strompreis von $0,15 \text{ €/kWh}_{\text{el}}$ berechnet.

Demnach liegen bei Anlage A (Feststoffeinbringung auf Betondecke) die jährlichen Stromkosten für die Einbringung fester Substrate um über 5.000 € niedriger als bei Anlage B (Feststoffeinbringung neben Fermenter). Der deutlich geringere Stromverbrauch bedeutet gleichzeitig verminderte Treibhausgasemissionen (Strommix Deutschland $630 \text{ g CO}_2\text{-Äq./kWh}$). Somit können bei Anlage A gegenüber Anlage B rd. $22.800 \text{ kg CO}_2\text{-Äq./a}$ eingespart werden, was etwa den durch zwei Einwohner in Deutschland jährlich verursachten THG-Emissionen entspricht.

Grundsätzlich gilt: Je mehr feste Substrate in der Biogasanlage eingesetzt werden, desto wichtiger ist es, auf ein energieverbrauchsarmes Einbringensystem zu achten.

Tabelle 11:

Kostenvergleich und Treibhausgas (THG) -Emissionen für unterschiedliche Einbringungsvarianten

Anlage	elektrische Nennleistung [kW_{el}]	Substrateinbringung	Zufuhr fester Substrate [t/d]	Spez. Stromverbrauch [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{FM}}$]	Laufzeit Fütterung [h/d]	Stromverbrauch [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{a}$]	Stromkosten Befüllung [$\text{€}/\text{a}$]	THG-Emissionen [$\text{kg CO}_2\text{-Äq./a}$]
A	380	Variante 1	25	0,4	0,6	3.650	548	2.300
B	500	Variante 2	26	4,2	3,7	39.858	5.980	25.114

Erhöhen der Wärmenutzung durch strukturierte Vorgehensweise bei der Planung

BHKWs sind Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK)-Anlagen, d.h. neben Strom wird automatisch auch Wärme erzeugt. Die Nutzung dieser Wärme bietet ein hohes Potenzial, die Wirtschaftlichkeit und die Ökologie einer Biogasanlage zu verbessern. Oft beschränkt sich aber die Wärmenutzung auf die Beheizung der Fermenter und die Wärmeversorgung von unmittelbar an der Anlage befindlichen Wohnhäusern und Wirtschaftsgebäuden, so dass große Wärmemengen ungenutzt bleiben.

Ein hoher Wärmenutzungsgrad bedeutet aus ökologischer Sicht eine maximale Ausnutzung der eingesetzten Substrate und damit der für den Anbau der nachwachsenden Rohstoffe genutzten Flächen. Zudem werden durch die Nutzung der Biogas-Wärme direkte fossile Energieträger eingespart und die Klimagasbilanz der Biogas-Nutzung weiter verbessert.

Weiterhin muss es auch, vor allem in Anbetracht zukünftig weiter steigender Substratpreise, im wirtschaftlichen Interesse eines jeden Anlagenbetreibers sein, sich möglichst viele Einnahmequellen zu erschließen. Die Wärmenutzung bietet hier, neben der höheren Stromvergütung nach EEG (KWK-Bonus), durch den direkten Wärmeverkauf eine EEG-unabhängige, frei handelbare Einnahmequelle.

Abbildung 15:
Wärmetauscher zur Auskopplung der Wärme für Heizzwecke



Ursache der eingeschränkten Wärmenutzung sind hauptsächlich die meist ländlichen, exponierten Standorte der Biogasanlagen, wodurch eine Wärmenutzung in dicht bebauten Siedlungen oder in industriellen Anwendungen mit hohen Investitionen und damit mit einem hohen wirtschaftlichen Risiko verbunden ist.

Kraft-Wärme-Kopplung bei Biogasanlagen

Hauptkomponenten eines Blockheizkraftwerks sind Verbrennungsmotor, Generator und Wärmetauscher zur Auskopplung der Wärmeenergie. Abbildung 15 zeigt einen Wärmetauscher zur Auskopplung der im BHKW entstandenen Wärme. Wärme kann bei Biogas-BHKWs dem Motorkühlwasserkreislauf, dem Abgasstrom sowie der Ladeluftkühlung entnommen werden. Die Kühlwassertemperaturen der Motor- und Ladeluftkühlung liegen bei etwa 80...90°C. Zum Auskoppeln der Wärme werden meist Plattenwärmetauscher eingesetzt. Wärme aus dem 400...600°C heißen Abgasstrom wird vorwiegend mittels Rohrbündelwärmetauschern aus Edelstahl ausgekoppelt. Durch die hohe Temperatur des Abgasstroms kann hier Wärme auf einem deutlich höheren Temperaturniveau und so Heißwasser über 90 °C und selbst Dampf für Prozesszwecke ausgekoppelt werden. Der thermische Wirkungsgrad eines Biogas-BHKWs ist etwas höher als der elektrische und liegt zwischen 41...45 %, wobei abhängig vom jeweiligen BHKW ca. 40...45 % der Wärme dem „heißen“ Abgasstrom entnommen werden kann.

Da Biogas-BHKWs stromgeführt werden, steht entsprechend während des ganzen Jahres gleichmäßig viel Wärme zur Verfügung. Zu beachten ist selbstverständlich, dass besonders in den Wintermonaten ein beträchtlicher Anteil der erzeugten Wärme für die Fermenterbeheizung erforderlich ist.

Erschließen zusätzlicher Wärmeabnehmer

Die gängigste Form, weitere Wärmenutzer zu erschließen, ist die Wärmeverteilung über Nahwärmenetze. In wärmegeprägten Leitungen wird hierbei die Wärme über den Wärmeträger Wasser zu den Wärmeabnehmern geleitet. Aufgrund der stromgeführten Betriebsweise der Biogas-BHKWs sind Wärmeabnehmer mit einem, über das Jahr gesehenen, gleichmäßig hohen Wärmebedarf, wie Schwimmbäder, Industriebetriebe der verarbeitenden Industrie und Gebäude mit Klimatisierungs- bzw. Kältebedarf, besonders attraktiv. Auch Wohngebiete mit

dichter Bebauung und älterer Bausubstanz sowie mehrgeschossige Wohnbauten sind interessante Wärmeabnehmer.

Ist die Wirtschaftlichkeit von Wärmeleitungen aufgrund der Länge der Trasse geschuldeten Wärme- und Druckverlusten nicht gegeben, besteht zur Steigerung des Gesamtnutzungsgrades die alternative Möglichkeit, Biogas ohne Wärmeverluste direkt über eine Biogasleitung zu den potenziellen Wärmeabnehmern zu transportieren.

Entsprechende Projekte zur Erschließung zusätzlicher Wärmeabnehmer sind mit einem hohen technischen und wirtschaftlichen Risiko verbunden. So müssen beispielsweise Wärmebedarf (vgl. Abbildung 16) und Spitzenlasten der Abnehmer ganzjährig zu jedem Zeitpunkt abgedeckt werden. Auch muss die vom Verbraucher geforderte Vorlauftemperatur durch die entsprechende Auslegung der Wärmetauscher am BHKW sichergestellt sein. Aber auch wegen des hohen wirtschaftlichen Risikos, bedingt durch die hohe Investition in die notwendige Infrastruktur, wird empfohlen, erfahrene Planungsbüros in die Konzeptionierung und Projektierung eines entsprechenden Vorhabens mit einzubeziehen.

In Abbildung 17 ist dargestellt, welche Punkte ein erstes Grobkonzept zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit beinhalten sollte.

Eine weitere Option den Gesamtnutzungsgrad zu steigern, ist die Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität und Einspeisung in das Erdgasnetz. Durch den hohen Aufbereitungsaufwand sowie die hohen Aufbereitungskosten lässt sich die Biogasaufbereitung allerdings erst ab Anlagen mit einer Gasleistung über 500 Nm³/h Rohgas (ca. 1 MW_{el}) (Urban 2009) wirtschaftlich darstellen.

Um die Wirtschaftlichkeit ökologisch sinnvoller Wärmenutzungskonzepte zu gewährleisten, werden z.B. im Rahmen des KfW-Programms „Erneuerbare Energien“ (Programmteil Premium) unter anderem Nahwärmenetze, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden, Biogasleitungen für nicht aufbereitetes Biogas und Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität mit beträchtlichen Tilgungszuschüssen gefördert.

Grundsätzlich stellt die Wärmenutzung bei Biogasanlagen einen wichtigen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit und Ökologie dar. Aufgrund begrenzter Verbesserungsmöglichkeiten hinsichtlich der Wärmenutzung bei bestehenden Anlagen ist es deshalb unabdingbar, eine vollständige Wärmenutzung bereits bei der Planung und Standortwahl anzustreben.

Abbildung 16:

Verlauf des Wärmeleistungsbedarfs im Geschößwohnbau

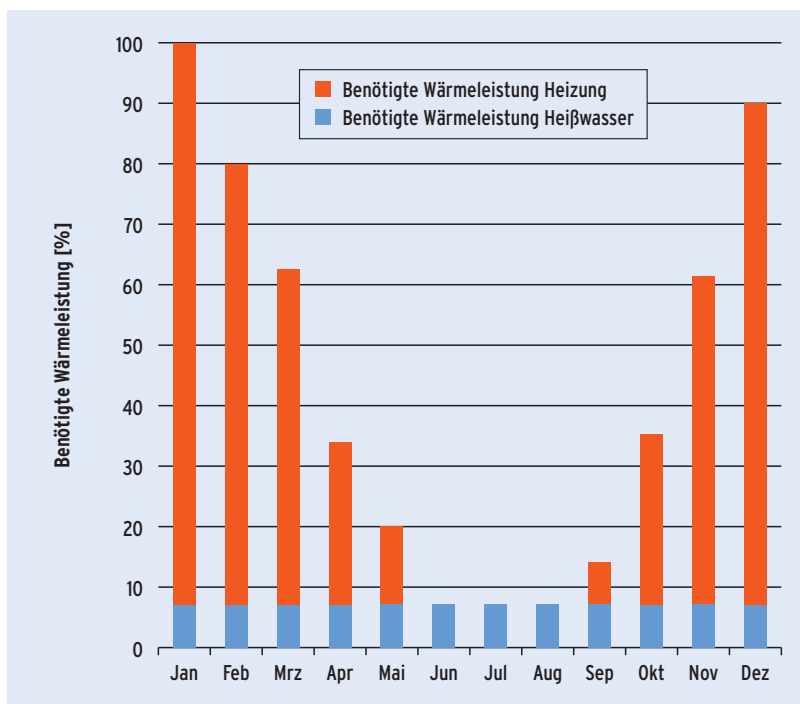
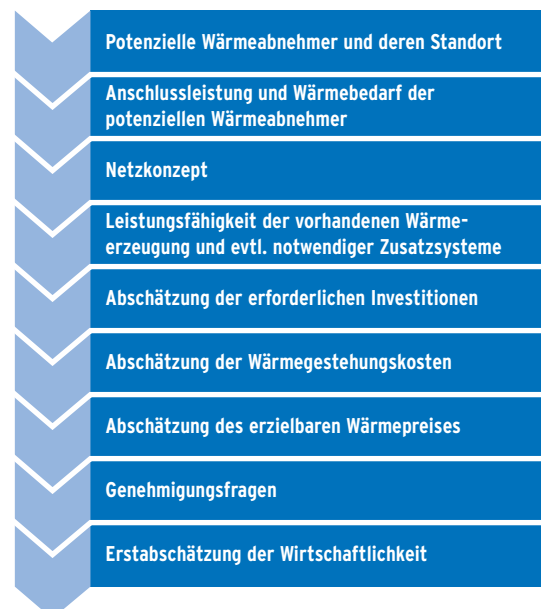


Abbildung 17:

Inhalte eines Grobkonzepts zur Erschließung von Wärmeabnehmern



Einige der untersuchten Biogasanlagen, die vor 2004 in Betrieb gegangen sind, nutzen zwar ihre Abwärme, erfassen dies jedoch nicht durch einen Wärmemengenzähler und verzichten demgemäß auf einen EEG-Vergütungsbestandteil, den Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Bonus.

Um eine Vergütung gemäß dem KWK-Bonus zu erreichen, ist es notwendig, die genutzte Wärme aufzuzeichnen. Wärmemengenzähler bestehen aus einem Durchflusszähler und zwei Temperaturfühlern, die jeweils im Vor- und Rücklauf des betreffenden Kreises eingebaut werden (Abbildung 18). Um letztlich den KWK-Bonus geltend machen zu können, müssen die Wärmemengenzähler geeicht sein.

Abbildung 18:
Wärmemengenzähler (Wärmemengenzähler 2010)



Der Kaufpreis von Wärmemengenzählern (Durchflusszähler, Temperaturfühler, Eichgebühren, Zubehör) mit unterschiedlichem Nenndurchfluss bewegt sich im Bereich von 300...1.300 € (vgl. Tabelle 12).

Die Einbaukosten liegen bei 300...400 € pro Wärmemengenzähler.

Tabelle 12:
Kaufpreis von Wärmemengenzählern unterschiedlicher Nenndurchflüsse

Nenndurchfluss [m ³ /h]	Netto-Preis [€]
3,5	300...380
6	300...380
10	450...500
15	750...850
25	800...900
40	850...950
60	1.000...1200
100	1.100...1.300

Um den KWK-Bonus beim Energieversorger beantragen zu können, ist ein Umweltgutachten notwendig. Die Kosten hierfür betragen 800...1.300 €. Meist unterschreiten die Kosten für das Nachrüsten der Wärmemengenzähler bei Weitem die erzielbaren Einnahmen durch den KWK-Bonus.

Bezüglich der Beantragung und der Vergütung anhand des KWK-Bonus sind folgende Unterscheidungen zu beachten.

Biogasanlagen, die nach dem 01.01.2009 in Betrieb genommen wurden, müssen die Anforderungen des EEG 2009 erfüllen und erhalten einen KWK-Bonus von 3 ct/kWh. Diese Anforderungen können in Anlage 3 des EEG 2009 eingesehen werden (EEG 2009). Dort ist auch die Positiv- und Negativliste der Wärmenutzungsverfahren zu finden.

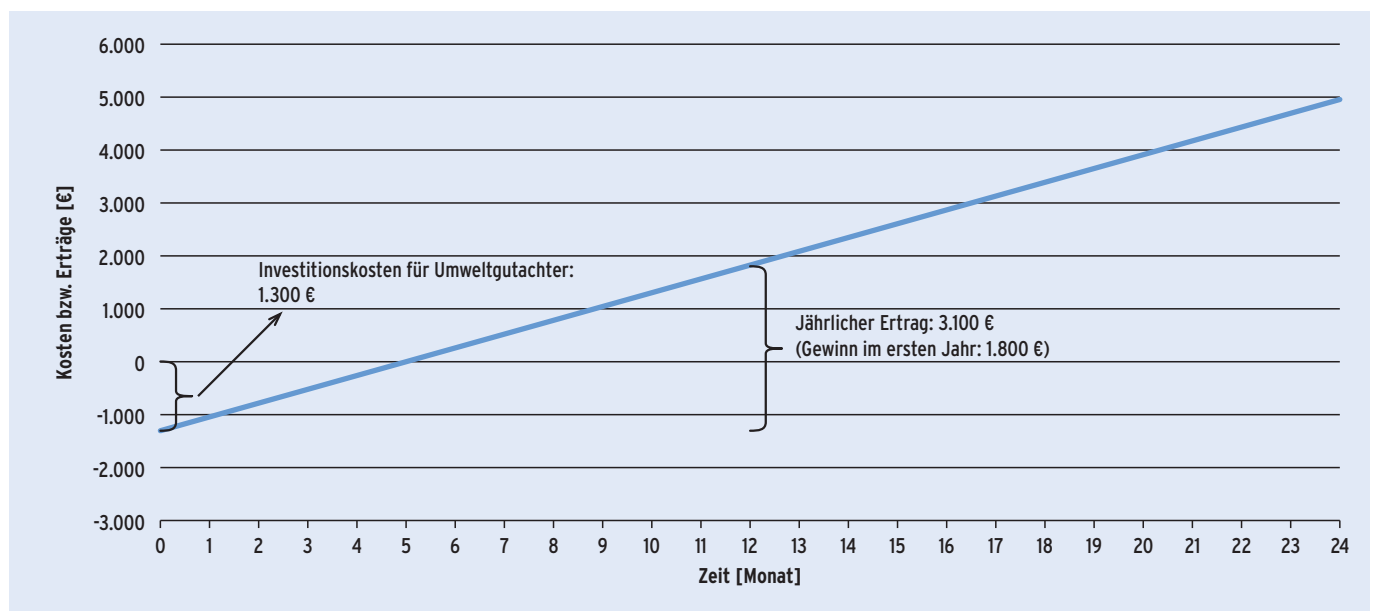
Für Biogasanlagen, die vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen worden sind, erhöht sich die Vergütung bei Einhaltung der Anforderungen nach Anlage 3, EEG 2009 auf 3 ct/kWh, ansonsten gelten weiterhin die Förderregeln nach EEG 2004 (Vergütung von 2 ct/kWh). Voraussetzung hierfür ist aber der Nachweis, dass die Wärmenutzung bereits vor dem 01.01.2009 in Betrieb war.

Die nachträgliche Beantragung des KWK-Bonus bei einer im Rahmen des Vorhabens untersuchten Anlage kann als gutes Beispiel dafür genutzt werden, um die geringen Investitionskosten und den großen Effekt durch höhere Einnahmen darzustellen. Die beispielhafte Biogasanlage mit einer elektrischen Nennleistung von $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ ist seit 2001 in Betrieb, versorgt 3 Wohnhäuser mit Wärme und verfügt zudem bereits über einen Wärmemengenzähler. Lediglich die Begutachtung durch einen Umweltgutachter und die Beantragung des KWK-Bonus wurde nicht durchgeführt. Abbildung 19 zeigt, dass sich die Investition in ein entsprechendes Umweltgutachten bereits nach weniger als sechs Monaten amortisiert. Es ergibt sich bereits im 1. Jahr ein zusätzlicher Gewinn von 1.800 €.

Überwachung des Prozesswärmeverbrauchs

Um die Prozessüberwachung von Biogasanlagen zu verbessern, ist es empfehlenswert, den Prozesswärmeverbrauch zu messen, wozu lediglich der Einbau eines Wärmemengenzählers notwendig ist. Dadurch kann die für die Aufrechterhaltung des biologischen Prozesses notwendige Wärme erfasst und eine Aussage darüber getroffen werden, wie groß die zusätzlich verfügbare Wärmemenge ist.

Abbildung 19:
Kosten und Erträge durch Nutzen des KWK-Bonus bei einer beispielhaften Biogasanlage



Erhöhen des Auslastungsgrads des Blockheizkraftwerks

Um die für die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage nötigen Einnahmen zu erzielen, muss die bei der Planung der Anlage ermittelte Stromerzeugung, d.h. eine möglichst hohe BHKW-Auslastung, unbedingt erreicht werden.

Eine hohe BHKW-Auslastung wird nur durch einen weitestgehend störungsfreien Anlagenbetrieb erreicht. Grundlage hierfür ist die konsequente Einhaltung von Wartungsplänen sowie eine präzise Anlagenüberwachung durch den Anlagenbetreiber (Abbildung 20).

Eine hohe BHKW-Auslastung wird durch folgende Einzelmaßnahmen erreicht:

- Konsequente regelmäßige Wartung nach Wartungsplan (siehe Tabelle 13)
- Ersatzteilverhaltung von kritischen Komponenten wie Einbringung, Rührwerke, Pumpen und BHKW
- Anlagenüberwachung durch messtechnische Mindestausstattung bzw. Untersuchungen durch Labore:

- Substratannahme (Gewicht des Substrats)
- Fermenter (Temperatur, pH-Wert, Füllstand Fermenter, FOS/TAC-Wert, Organische Säuren)
- Biogas (Gaszusammensetzung, Füllstand Gasbehälter, Gasmenge, Schwefelwasserstoffgehalt)
- BHKW (Laufzeit, elektrische Leistung, thermische Leistung, Ölanalysen)
- Regelmäßige Dokumentation aller Anlagen- daten, um Veränderungen frühzeitig zu erkennen, d.h. Führen eines aussagefähigen Betriebstagebuchs

Die Verbesserung der Rendite durch eine erhöhte BHKW-Auslastung kann nicht allgemein quantifiziert werden, da mit der Einhaltung der genannten Punkte gleichzeitig eine Verbesserung des Substratausnutzungsgrads einhergeht, wodurch anlagenspezifisch mehr oder weniger Substrat zusätzlich eingebracht werden muss. Aufgrund der komplexen Zusammenhänge lassen sich auch Auswirkungen hinsichtlich Treibhausgasemissionen nicht eindeutig berechnen.

Abbildung 20:
Einflussfaktoren auf die BHKW-Auslastung

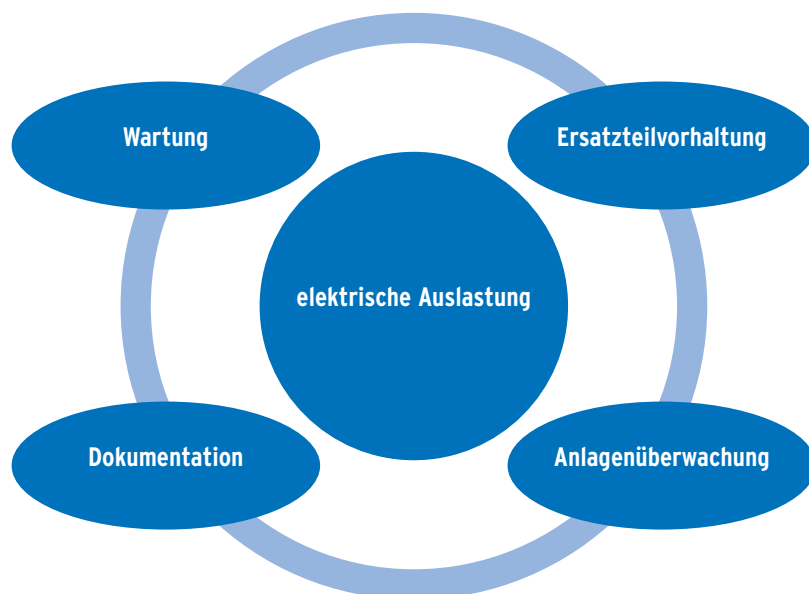


Tabelle 13:

Checkliste zur Überwachung des Biogasanlagenbetriebs (Weiland 2009)

Intervall	Aufgabe
täglich	• BHKW-Leistung, Stromproduktion und Betriebsstunden des Motors erfassen
	• Gaszählerstand erfassen, Gasqualität und Gasdruck kontrollieren
	• Zündölverbrauch (bei Bedarf), Motorölstand, Öltemperatur kontrollieren
	• Gärprozesstemperatur überwachen
	• Wasserdruck in der Heizungsanlage überprüfen
	• Gärprozessparameter und pH-Wert kontrollieren
	• Entschwefelungsanlage und Luftdosierpumpen auf Funktion überprüfen
	• Entschwefelungsleistung und Lufteinblasemenge kontrollieren (max. 6 % Vol.)
	• Rührintervallsteuerung überprüfen (Sink- und Schwimmschichtenbildung?)
	• Behälterfüllstände kontrollieren
	• Ggf. Stromverbräuche dokumentieren
wöchentlich	• Alle Schieber betätigen
	• Füllstände der Sperrflüssigkeiten in Überdruck-Unterdrucksicherungen und Kondensatabscheidern überprüfen, ggf. bei Frostgefahr Frostschutzmittel überprüfen (entsprechend Witterung auch täglich erforderlich)
	• Überläufe auf Sedimente hin kontrollieren
	• Gasregelstrecke auf Funktion überprüfen (Gasmagnetventil/Gasabsperrventil)
	• Kabelleitungen auf Schäden untersuchen
	• Lagerplatten und Fahrsilos auf Dichtheit kontrollieren
	• Getriebe auf Funktion testen
	• Schmutzempfindliche Bauteile reinigen
monatlich	• Evtl. Ölablagerungen am BHKW entfernen und Ölauffangwanne säubern
	• Gasführende Anlagenbauteile auf Beschädigung, Dichtigkeit und Korrosion untersuchen sowie mit Hilfe des Leckagedetektors auf Leckagen überwachen
halbjährlich	• Be- und Entlüftung im Maschinenraum des BHKW überprüfen
	• Elektrische Anlagen auf Beschädigungen untersuchen
	• Gassensoren und Brandmelder auf Funktion überprüfen
jährlich	• Gassensoren mit geeignetem Prüfgas kalibrieren

Nachfolgend wird aber beispielhaft an zwei Anlagen gezeigt, wie hoch die Mehreinnahmen durch eine verbesserte BHKW-Auslastung sein können (siehe Tabelle 14). Bei Anlage A (175 kW_e elektrische Nennleistung, bisherige elektrische Auslastung: 93 %) bedeutet eine realistische Verbesserung der Auslastung auf 97 % jährliche Mehreinnahmen durch den Stromverkauf von ca. 10.000 €. Für Anlage B (320 kW_e elektrische Nennleistung, bisherige BHKW-Auslastung 80 %) bedeutet eine Verbesserung der Auslastung auf 97 % sogar jährliche Mehreinnahmen von knapp 86.000 €.

Eine Auslastung der Stromerzeugung von über 98 % ist allerdings kritisch zu betrachten, da diese evtl. durch eine hohe Gasvorhaltung mit einem damit verbundenen, hohen Gasüberschuss erkaufte werden muss. Hier besteht ein erhöhtes Risiko eines vermehrten Ansprechens der Überdruckventile, wodurch Methan in die Atmosphäre entweicht, was aus Klimaschutzsicht unbedingt zu vermeiden ist.

Tabelle 14:

Mehreinnahmen durch Erhöhung der BHKW-Auslastung

Anlage	elektrische Nennleistung	aktuelle Auslastung	Einnahmen durch Stromvergütung		Mehreinnahmen durch verbesserte Auslastung
	[kW _e]	[%]	bei aktueller Auslastung [€/a]	bei 97 % Auslastung [€/a]	[€/a]*
A	175	93	321.800	331.800	10.000
B	320	80	433.400	519.200	85.800

* zusätzlich evtl. Wärmeverkauf und KWK-Bonus

Die „Handreichung zur Optimierung von Biogasanlagen“ zeigt, dass bereits durch einfache, kostengünstig und schnell umsetzbare Maßnahmen erhebliche Verbesserungen sowohl im ökologischen als auch ökonomischen Bereich erreicht werden können.

So können durch Umsetzung der Verbesserungsmaßnahmen gleichzeitig dem Klima Treibhausgasemissionen erspart und dem Anlagenbetreiber laufende Kosten eingespart werden. Zudem wird die Flächenkonkurrenz durch eine bessere Substratausnutzung entschärft.

Der Faktor Mensch spielt erwartungsgemäß eine wichtige Rolle – es zeigt sich, dass eine gute Grundausbildung und gewissenhaftes Arbeiten, beispielsweise durch das Einhalten von War-

tungsplänen oder das konsequente Führen eines Betriebstagebuchs, die Ertragskraft einer Biogasanlage deutlich steigern können. Auch die Sauberkeit der Anlage ist oft bereits ein Indiz dafür, ob eine Anlage erfolgreich betrieben wird.

Es sei darauf hingewiesen, dass viele identifizierte Probleme bei bestehenden Anlagen, wie unnötig hohe Energieverbräuche und konstruktiv bedingte Biogasleckstellen aus Planungsfehlern resultieren. Um Fehler von vorn herein ausschließen zu können, wird daher dringend empfohlen, die vorgeschlagenen Verbesserungsmaßnahmen bereits in den Entscheidungsprozess vor Errichtung einer Biogasanlage einfließen zu lassen.

LITERATUR

BAYERISCHES LANDESAMT FÜR VERMESSUNG UND GEOINFORMATION (LVG) (2010) [Bild] *Luftbild*. München.

DOEHLER, H. et. al (2009) *Faustzahlen für die Landwirtschaft*, 14. Auflage. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft.

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) (2009) [WWW] verfügbar von: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf [Zugriff 08/10/10].

KRAUSE, H. et.al (2008) *Sammelleitungen von Rohbiogas für zentrale Aufbereitung zur Eispeisung in Erdgasnetze*, FKZ G1/06/07, DBI Gastechnologisches Institut.

SONNLEITNER, M. und ZÖRNER, W. (2008) Biogas: Chance oder Risiko für die Landwirtschaft – Update der Feldstudie „Biogasanlagen in Bayern“, In: *17. Symposium BIOENERGIE, Bad Staffelstein, November 2008*, Regensburg: OTTI – Bereich Erneuerbare Energien, pp. 176 – 181.

URBAN, W. (2009) Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz: neueste Marktentwicklungen im Bereich Gasaufbereitung und Netzeinspeisung. In: *18. Symposium BIOENERGIE, Bad Staffelstein, November 2009*. Regensburg: OTTI – Bereich Erneuerbare Energien, S. 295-300.

WEILAND, P. et al. (2009) *Schwachstellen an Biogasanlagen verstehen und vermeiden*, KTBL-Heft 84. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft.

Wärmemengenzähler (2010) [Online Bild] ISTA verfügbar von: http://www.ista.de/no_cache/produkte/waermezaehler/sensonic_ii/index.html?cid=21192&did=5395&sechash=9d8afd6d [Zugriff 24/09/10].

GLOSSAR

Abkürzung/Begriff	Erklärung
BHKW	Blockheizkraftwerk: Anlage zur gemeinsamen Erzeugung von elektrischem Strom und Wärme; siehe KWK; BHKW können als Gasmotor oder als Zündstrahlmotor ausgelegt sein
BHKW-Auslastung [%]	Die BHKW-Auslastung gibt an, wie viel Prozent der Strommenge, die der elektrischen Nennleistung nach theoretisch zu erzeugen möglich wäre, tatsächlich erzeugt wird
Biogasleitung bzw. Mikrogasnetz	Transportrohrleitung für Biogas im Nahbereich; wird über das Marktanzreizprogramm (MAP) gefördert und ist zu empfehlen, wenn dadurch Wärmeabnehmer erschlossen werden können
Co-Substrate	Neben dem Hauptsubstrat eingesetzte Rohstoffe, die nicht unter die Begriffe NawaRo und Wirtschaftsdünger fallen
CO₂-Äquivalente [CO₂-Äq.]	Indikator für Treibhauspotenzial; gibt an, wie viel eine bestimmte Menge eines Treibhausgases zum Treibhauseffekt beiträgt. Als Bezugswert dient das Treibhauspotenzial von Kohlendioxid, betrachtet wird die mittlere Erwärmungswirkung über einen best. Zeitraum (meist 100 Jahre)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz: Gesetz zur Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung
Gasmotor	Otto-Motor, der anstelle von flüssigen Kraftstoffen (z. B. Benzin) Gase (z. B. Biogas, Erdgas) verwendet
Hydraulische Verweilzeit [d]	Die hydraulische Verweilzeit gibt an, über welche Zeitspanne das zugeführte Substratvolumen, sich im Mittel in den Gärbehältern aufhält
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung: In einer Energiewandlungsanlage (z. B. BHKW) werden gemeinsam („gekoppelt“) sowohl elektrische Energie als auch nutzbare Wärme erzeugt
l_{fm}	laufender Meter
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe: Sammelbegriff für organische Rohstoffe, die aus land- und forstwirtschaftlicher Produktion stammen und vom Menschen zielgerichtet für weiterführende Anwendungszwecke außerhalb des Nahrungs- und Futterbereiches verwendet werden
PE-Leitung	Rohrleitung aus der Kunststoffart Polyethylen
Raumbelastung [kg_{oTM}/m³_{Arbeitsvolumen} · d]	Die Raumbelastung gibt an, wie viel Kilogramm organische Trockenmasse (oTM) dem Fermenter je m ³ Arbeitsvolumen und Zeiteinheit zugeführt werden
Substrat	Hier: Einsatzstoff für die Vergärung wie z. B. Silomais, Gülle, Speiseabfall
Treibhausgase (THG)	Gasförmige Stoffe natürlichen oder anthropogenen Ursprungs, die in der Atmosphäre zum Treibhauseffekt beitragen; Beispiele sind Kohlendioxid (CO ₂), Methan (CH ₄), Lachgas (N ₂ O)
Zündstrahlmotor	Modifizierter Dieselmotor, bei dem das Gas durch Einspritzen von kleinen Mengen Öl oder Diesel gezündet wird; Zündstrahlmotoren sind mit höheren THG-Emissionen verbunden als Gasmotoren, da etwa doppelt so viel Methan über das Abgas entweicht und bei Öl- oder Dieseleinsatz fossile CO ₂ -Emissionen anfallen; letzteres kann durch Einsatz von Biokraftstoffen vermieden werden

Hochschule Ingolstadt
Kompetenzfeld Erneuerbare Energien
Esplanade 10
85049 Ingolstadt
E-Mail: wilfried.zoerner@haw-ingolstadt.de

Fachhochschule Münster
Fachbereich Energie · Gebäude · Umwelt
Stegerwaldstr. 39
48565 Steinfurt
E-Mail: wetter@fh-muenster.de

Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU)
Heidelberg
Wilckensstr. 3
69120 Heidelberg
E-Mail: ifeu@ifeu.de