

Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs von Biogasanlagen im Rahmen der Ausschreibung



www.biogas-forum-bayern.de/bif66

Biogas Forum Bayern, Verfasser:

Ulrich Kilburg
Robert Wagner
C.A.R.M.E.N. e. V.

Foren der ALB Bayern e.V.

Der ALB Bayern e. V. ist ein offiziell anerkannter, gemeinnützig tätiger, eingetragener Verein mit Mitgliedern aus Landwirtschaft, Wissenschaft, Beratung und den landwirtschaftlichen Organisationen. Weiterhin sind die staatliche Verwaltung, Firmen sowie Dienstleistungsunternehmen aus Industrie, Handel, Gewerbe sowie dem Umweltbereich vertreten.

Der ALB unterstützt die Landwirtschaft mit Wissensvermittlung in den Themenbereichen Bauen in der Landwirtschaft, Bewässerung, Biogas und Landtechnik. Hierzu handelt er als neutraler Mittler und Bindeglied zwischen landwirtschaftlicher Praxis, Forschung, Umwelt, staatlicher Verwaltung, Gewerbe und Industrie.

Für umfassende Informationen zur umweltschonenden und effizienten Anwendung in der Praxis

werden zu den einzelnen Tätigkeitsbereichen Foren mit folgenden Aufgaben organisiert:

- ▶ Zusammenführen des aktuellen Wissensstandes,
- ▶ Reflektieren mit allen an der Thematik Beteiligten,
- ▶ Erarbeiten/Bekanntmachen konsensfähiger Lösungen

Foren des ALB Bayern e. V.:

- ▶ Bau Forum Bayern (BaF),
Leitung: Jochen Simon, LfL-ILT
- ▶ Bewässerungsforum Bayern (BeF),
Leitung Dr. Martin Müller
- ▶ Biogas Forum Bayern (BiF),
Leitung: Dr. Martin Müller, ALB
- ▶ Landtechnik Forum Bayern (LaF),
Leitung: Dr. Markus Demmel, LfL-ILT

Förderer



Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Tourismus



Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft



Ämter für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten

Impressum

Herausgeber Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und Landwirtschaftliches Bauwesen in
Bayern e.V. (ALB), Vöttinger Straße 36, 85354 Freising

Telefon 08161 / 887-0078
Telefax 08161 / 887-3957
E-Mail info@alb-bayern.de
Internet www.alb-bayern.de

1. Auflage 2026
© ALB Alle Rechte vorbehalten
Titelfoto C. Arbeck, C.A.R.M.E.N. e. V.

Inhaltsverzeichnis	Seite
1. Einleitung.....	4
2. Rahmenbedingungen der Teilnahme an der Ausschreibung.....	5
2.1 Hinweise zum Ausschreibungsverfahren.....	5
2.2. Weitere "Baustellen"	6
3. Begünstigende / behindernde anlagenspezifische Voraussetzungen.....	6
4. Beschreibung Ist-Stand Anlagenkonzepte	9
5. Beschreibung Kalkulation	10
6. Kalkulation der Anlagenkonzepte	11
7. Weitere wirtschaftliche Potenziale.....	12
8. Alternativen zur Ausschreibung	14

1. Einleitung

Nahezu alle bayerischen Biogasanlagen wurden und werden im Rahmen des EEG in Betrieb genommen. Hintergrund ist, dass sie dadurch von einer für 20 Jahre feststehenden gesicherten Einspeisevergütung profitieren. Für immer mehr Anlagenbetreibende nähert sich nun allerdings das Ende dieser sogenannten Förderperiode 1 - und sie müssen sich mit der Frage auseinandersetzen, ob, und wenn ja, wie sie ihre Biogasanlage weiter betreiben wollen und können.

Eine mögliche Option ist die Teilnahme an den 2017 erstmals im Biomassebereich durchgeführten Ausschreibungen. Hier wurden Biomasse- und damit insbesondere auch Biogasanlagen dahingehend gegenüber allen anderen EE privilegiert, dass sie nach Ablauf der 20 Jahre EEG-Vergütung (Förderperiode 1 – FP 1) für weitere 12 Jahre (bis 2024: 10 Jahre) eine gesicherte Vergütung im Rahmen des EEG erhalten können (Förderperiode 2 – FP 2). Voraussetzung dafür ist die rechtzeitige und erfolgreiche Teilnahme an einer der von der Bundesnetzagentur zweimal jährlich durchgeführten Ausschreibungsrunden.

Welche Argumente sprechen allgemein für einen Weiterbetrieb der Biogasanlage und speziell für die Teilnahme am Ausschreibungsmodell?

- ▶ Auch wenn in der Vergangenheit immerwieder Rückschläge und Negativentwicklungen zu verzeichnen waren, spielt Biogas in allen energiepolitischen Zukunftsszenarien der Bundesregierung eine wichtige Rolle - Biogas ist grundsätzlich politisch gewollt.
- ▶ Ebenso wird in den meisten wissenschaftlichen Studien zu zukünftigen Energiesystemen die Bedeutung von Biogas deutlich herausgestellt - zuletzt z. B. in der BEE Strommarktdesignstudie.

- ▶ Von allen bekannten Weiterbetriebskonzepten kommt die Ausschreibung der bisherigen Betriebsweise in der Regel am nächsten. Der wichtigste Pluspunkt besteht darin, dass weiterhin für den erzeugten Strom ein feststehender Vergütungsanspruch besteht. Zwar wurden bestimmte Anforderungen, insbesondere was die flexible Betriebsweise angeht, in den vergangenen Jahren kontinuierlich verschärft, andererseits wurden dafür auch die Erlöspotenziale (Gebotshöchstwert und Flexzuschlag) deutlich angehoben.
- ▶ Selbst wenn der / die Betreibende beabsichtigt, die erzeugten Strommengen ganz oder teilweise anders zu vermarkten (z. B. im Rahmen einer Direktlieferung oder als Termingeschäft), bietet sich die Ausschreibungsteilnahme dennoch an, weil die gesicherte Vergütung ein „Sicherheitsnetz nach unten“ darstellt.

In dieser Fachinformation soll neben einigen allgemeinen Aspekten insbesondere auf wirtschaftliche Gesichtspunkte eingegangen werden. So werden unter anderem folgende Fragestellungen diskutiert:

- ▶ Welche anlagenspezifischen Voraussetzungen begünstigen oder behindern eine erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung?
- ▶ Wie gehe ich bei der Kalkulation der Stromgestehungskosten für die Ausschreibung vor?
- ▶ Welche weiteren wirtschaftlichen Potenziale bieten sich mir?

Ziel ist, dem Anlagenbetreibenden eine Hilfestellung zu geben, anhand der er oder sie die Voraussetzungen bei der Anlage prüfen und darauf aufbauend Stromgestehungskosten kalkulieren und letztendlich entscheiden kann, ob eine Teilnahme am Ausschreibungsverfahren sinnvoll erscheint.

2. Rahmenbedingungen der Teilnahme an der Ausschreibung

2.1 Hinweise zum Ausschreibungsverfahren

Da davon auszugehen ist, dass Anlagenbetreibende sich noch nie mit den Feinheiten des Ausschreibungsrechts auseinandersetzen mussten, soll nachfolgend (ohne Anspruch auf Vollständigkeit!) auf einige wichtige Aspekte hingewiesen werden.

Vereinfacht dargestellt, beginnt das Verfahren mit der Gebotsabgabe durch die Biogasanlage bei der [Bundesnetzagentur \(BNetzA\)](#) als abwickelnder Institution. Der / die Betreibende bewirbt sich damit um das Recht, 12 Jahre lang eine bestimmte Strommenge (begrenzt durch die angegebene Gebotsleistung) zu einem selbst festgelegten Gebotspreis (vergleichbar mit der EEG-Vergütung) einzuspeisen. Der Gebotspreis muss unter einem (im Vorfeld durch die BNetzA festgelegten) Gebotshöchstwert liegen. Nach Ablauf der Abgabefrist sortiert die Bundesnetzagentur die Gebote aufsteigend nach Gebotspreis und erteilt bis zur Erreichung der maximalen Ausschreibungsmenge den Anlagen den Zuschlag.

Die Biomasse-Ausschreibungen werden nach dem Vergaberecht abgewickelt, das sehr strenge formale Vorgaben beinhaltet. Dies führte insbesondere in den ersten Ausschreibungsrunden dazu, dass Gebote ausgeschlossen wurden. Wurden keine formale Fehler gemacht, bekamen anfänglich alle Anlagen den Zuschlag, da die Summe der abgegebenen Gebote deutlich unter dem Ausschreibungsvolumen lag. Um den eigentlich gewünschten Wettbewerb auch bei unterzeichneten Ausschreibungsrunden sicher zu stellen, wurde 2021 die sogenannte endogene Mengensteuerung eingeführt. Diese fordert, dass in diesem Fall die oberen 20 % der Gebote ausgeschlossen werden. Seit 2023 die Gebotshöchstwerte auf knapp 20 ct/kWh_{el} angehoben wurden, waren die Ausschreibungsrunden deutlich überzeichnet (teilweise wurde nur ein Drittel der eingereichten Gebote bezuschlagt). Einen Überblick über die Ergebnisse der bisherigen Ausschrei-

bungsrunden finden Sie [hier](#).

Es würde den Rahmen dieser Publikation sprengen, auf die Ausschreibungsregeln im Detail einzugehen. Viele betreffen das formale Verfahren (z. B. Gebotsabgabe, Sicherheiten, Meldung Marktstammdatenregister), andere die Übergangszeit bis zum Wechsel und die eigentliche Ausschreibungsphase (z. B. Höchstbemessungsleistung, Maisdeckel). Daher sollten sich Betreibende im Vorfeld intensiv mit den Themen auseinandersetzen. Unterstützung findet man bei Beratungseinrichtungen oder auch in speziellen Schulungen (z. B. vom Fachverband Biogas). Auch einige Publikationen stellen die Rahmenbedingungen mehr oder weniger ausführlich dar. Auch wenn das EEG 2023 darin teilweise nicht berücksichtigt wurde, sind die meisten Ausführungen auch heute noch gültig:

- [Leitfaden Ausschreibungen für Biomasseanlagen](#) (Fachverband Biogas e. V., DIHK)
- [Biogas nach dem EEG](#) (C.A.R.M.E.N. e. V., TH Ingolstadt, FH Münster, ifeu)

2.2. Weitere "Baustellen"

Was in jedem Fall im Zusammenhang mit der Teilnahme an der Ausschreibung geprüft und ggf. angepasst werden muss, ist die Genehmigung der Biogasanlage. Zwar verfügt natürlich jede Bestandsbiogasanlage über eine die derzeitige Betriebsweise abdeckende Genehmigung, sollten aber im Zuge des Ausschreibungsbetriebs Änderungen vorgesehen sein (was z. B. die installierte Leistung oder die eingesetzten Substrate angeht), so müssen diese spätestens drei Wochen vor der Gebotsabgabefrist in die Genehmigung aufgenommen werden.

Die 2014 für alle Bestandsanlagen eingeführte Höchstbemessungsleistung (HBL) verliert mit dem Wechsel in die Ausschreibung ihre Wirkung – d. h. die Biogasanlage unterliegt bei Gebotsabgabe keinerlei EEG-Restriktionen, was die angegebene Leistung angeht. Unabhängig davon ist allerdings zu klären, ob für eine mögliche Leistungserhöhung vom zuständigen Netzbetreiber eine entsprechende Einspeisezusage erlangt werden kann.

3. Begünstigende / behindernde anlagenspezifische Voraussetzungen

Ob der Betrieb der Biogasanlage im Rahmen der Ausschreibung wirtschaftlich darstellbar ist, muss selbstverständlich anlagenspezifisch kalkuliert werden, da die individuellen Voraussetzungen sich von Anlage zu Anlage unterscheiden. Dennoch gibt es allgemeingültige Merkmale, deren Vorliegen oder Fehlen die Wirtschaftlichkeit maßgeblich begünstigen oder auch behindern. Diese sollen nachfolgend dargestellt werden:

Überbauung:

Wie oben beschrieben (Kap. 2.1), ist die installierte Leistung bei der Gebotsabgabe nicht beschränkt, insbesondere gilt die alte HBL aus der FP 1 nicht mehr. Stattdessen erfolgt die Begrenzung der vergüteten Einspeisemenge auf Basis der Betriebsviertelstunden. Daraus ergibt sich eine HBL von ca. 33 %, die im Verlauf der Förderperiode 2 in mehreren Stufen bis auf 27,6 % absinkt. Da der Absenkungstermin sich am Zuschlagstermin orientiert, führt ein verzögerter Wechsel in die FP 2 zu noch geringeren HBL. Konkret darf also eine 500 kW-Anlage im Mittel der Jahre nur noch ca. 150 kW Strom einspeisen. Eine Ausnahme bilden Anlagen bis 350 kW, bei denen die HBL nach der gleichen Berechnungsweise von 45,6 % auf 40 % sinkt. Dass jede Viertelstunde, in der das BHKW läuft, als Betriebsviertelstunde zählt, hat zwei Konsequenzen:

- a) Es sollte immer mit voller Leistung gefahren werden, ansonsten sinkt die geförderte Strommenge.
- b) Unvermeidliche An- und Abfahrrampen führen dazu, dass die theoretisch mögliche Strommenge nicht erreicht werden kann oder Einspeisezeiten ohne Förderung entstehen.

Falls bereits in der FP 1 eine Flexibilisierungsmaßnahme umgesetzt wurde, verringert sich der die Überbauung honorierende Flexibilitätszuschlag anteilig von 100 auf 50 €/kW. Dennoch ist es aufgrund der in der FP 1 zu beziehenden Flexibilitätsprämie immer wirtschaftlich vorteilhaft, möglichst viel Überbauung noch in der FP 1 umzusetzen, wie nachfolgender Vergleich zeigt:

Tab. 1: Biogasanlage P_{inst} 1.000 kW, P_{Bem} 300 kW

Flexibilisierung 5 a in FP 1		Flexibilisierung erst in FP 2	
Flexiprämie	435.500 €	---	
Flexzuschlag	999.000 €	Flexzuschlag	1.200.000 €
Summe	1.434.500 €	Summe	1.200.000 €

Hinweis: Die Nachrüstung eines BHKW mit einem Batteriespeicher kann grundsätzlich weitere Flexibilitätspotenziale heben, allerdings kann für die Speicherleistung kein Flexzuschlag geltend gemacht werden.

Ausreichende gasdichte Verweilzeit:

Der Wechsel in die FP 2 stellt eine Neuinbetriebnahme im Sinne des EEG dar. Bis Anfang 2025 war eine technische Vorgabe die Sicherstellung einer gasdichten Verweilzeit von mindestens 150 Tagen. Mittlerweile ist diese Forderung entfallen. Unabhängig davon können aber genehmigungsseitig entsprechende Auflagen bestehen oder neu erlassen werden. Insbesondere die Anforderungen der TA Luft (als für Behörden bindende Verwaltungsvorschrift) können eine gasdichte Abdeckung der Behälter erforderlich machen.

Maisdeckel:

Die meisten Biogasanlagen wurden in einem EEG in Betrieb genommen, das eine strenge Trennung zwischen sogenannten NawaRo und nicht-NawaRo-Anlagen erzwang oder zumindest die Einspeisevergütung je nach Einsatzstoffen unterschiedlich festlegte. Diese Vorgaben gelten in der FP 2 nicht mehr, d. h. der Betreibende ist nahezu völlig frei in der Gestaltung seines Substratmixes. Die einzige Einschränkung besteht darin, dass durch den sogenannten „Maisdeckel“ aufs Jahr bezogen der Anteil von Getreidekorn und Mais (Körner oder Silage) am Einsatzstoffmix auf 25 % gedeckelt ist.

Informationen zum Einsatz von landwirtschaftlichen Koppelprodukten findet man auf dem LaRa-Leitfaden. Ein einfaches Kalkulationstool ist der [Maissilage-Substrat-Austauschrechner](#) von C.A.R.M.E.N. e. V..

Gasspeicher:

Anlagen, die in der FP 1 die Flexibilitätsprämie für ein bestimmtes Maß an Überbauung erhalten, mussten und müssen nicht zwangsläufig auch tatsächlich flexibel betrieben werden. Im Rahmen der Ausschreibung gilt neben der Überbauungsanforderung (siehe Überbauung in Kap. 3.) ein weiteres Kriterium, das einen reinen Grundlastbetrieb verhindert. Mindestens 1.000 Stunden im Jahr müssen 85 % der Gebotsleistung erzeugt werden. Darüber hinaus entfällt die EEG-Vergütung in Zeiten geringer („schwach positiver“) Strompreise ($< 2 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$, dies trat 2025 in über 1.100 Jahresstunden auf). Die aus diesen Gründen erforderlichen Stillstandzeiten können nur überbrückt werden, wenn für das erzeugte Biogas ausreichend Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen.

Die unten stehende Grafik (Abb. 1) zeigt, wie häufig längere Zeiträume mit schwach positiven Strompreisen im Jahr 2025 auftraten.

Zur Verlagerung der Stromerzeugung steht nur das tatsächlich nutzbare Gasspeichervolumen (i. d. R. deutlich geringer als das Bruttovolumen) zur Verfügung. Die Fähigkeit zum bedarfsorientierten Betrieb muss im Vorfeld von einem Umweltgutachter bescheinigt werden. Es wird empfohlen, ein Gasspeichervolumen von 5 – 10 h je Überbauungsfaktor anzustreben.

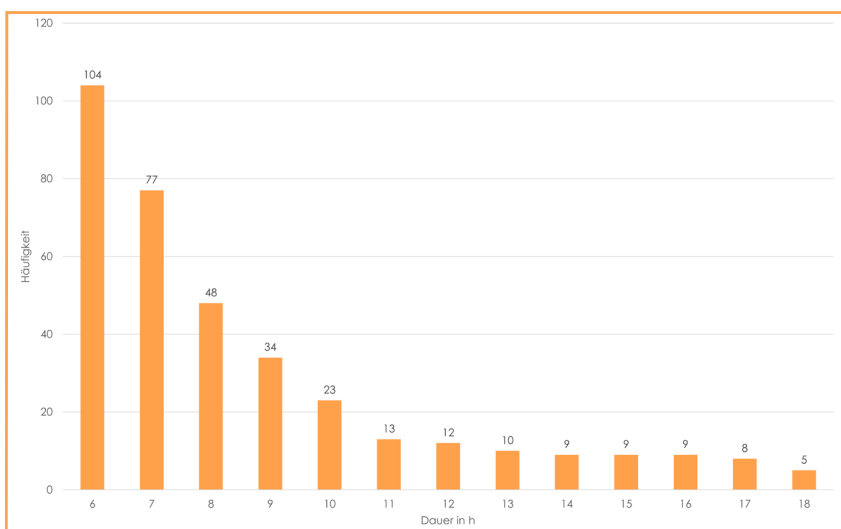


Abb. 1: Häufigkeit des Auftretens von längeren Zeiträumen von schwach positiven Strompreisen

Wertschöpfende Wärmenutzung:

Für die meisten Anlagen liegt die erzielbare Vergütung im Rahmen der Ausschreibung signifikant niedriger als die bisherige EEG-Vergütung in der Förderperiode 1. Bei einer abbezahlten Anlage fällt zwar der Kapitaldienst weg, aber steigende Preise z. B. für Rohstoffe und Instandhaltungsmaßnahmen erhöhen auf der anderen Seite die Kosten. Damit rückt die Erschließung weiterer Einnahmepotenziale stärker in den Fokus. Die Steigerung der Wärmeeinnahmen durch Preiserhöhungen und die Erschließung neuer bzw. alternativer Wärmesenken (Gebäudebeheizung oder Prozesswärme statt Hackschnitzeltrocknung) kann hier einen wesentlichen Beitrag leisten. Allerdings bedingen die Anforderungen an den flexiblen Betrieb i. d. R. die Nachrüstung eines Wärmepufferspeichers, um die Behälter und die externe Wärmekunden auch bei längeren BHKW-Stillstandszeiten mit Wärme beliefern zu können. Dies und der Wegfall des KWK-Bonus erfordern spezifische Wärmepreise im zweistelligen ct / kWh-Bereich.

Anlagen mit „einem bestehenden Anschluss an eine Wärmeversorgungseinrichtung“ (Nachweis erfolgt durch ein Umweltgutachten) werden bei der Zuschlagserteilung bis Ende 2027 privilegiert.

Zukunftsfähiges BHKW:

Alle Biogasanlagenbetreibende leben damit, dass die technischen und organisatorischen Anforderungen kontinuierlich verschärft wurden und werden. Ein wichtiger, weil kostspieliger Bereich ist das BHKW. So unterscheidet die 44. BImSchV zwischen Neu- und Bestandsanlagen und erlaubt für letztere derzeit noch höhere Grenzwerte, diese Privilegierung läuft aber in den kommenden Jahren sukzessive aus (2025 für CO und SOX, 2029 für NOX). Dies erfordert in der Regel die Nachrüstung eines SCR-Katalysators. Baurechtliche genehmigte Biogasanlagen sind von den verschärften Emissionsgrenzwerten nicht betroffen. Darüber hinaus muss das BHKW die jeweils geltenden Hocheffizienz-Kriterien erfüllen.

Nachhaltigkeit:

Biogasanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung > 2 MW unterliegen den Regelungen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Dies kann Einschränkungen bei der Betriebsweise, in jedem Fall aber erhebliche Kosten verursachen. Durch die derzeit geltende Überbauungsanforderung sind bereits Anlagen mit einer Bemessungsleistung von 240 kW_{el} davon betroffen.

Abb. 1: Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit



4. Beschreibung Ist-Stand Anlagenkonzepte

Im nachfolgenden Kapitel wird für vier beispielhafte Anlagenkonstellationen die Wirtschaftlichkeit kalkuliert. Ziel dieser repräsentativen Beispielanlagen ist, ein möglichst breites Spektrum der bayerischen Biogasanlagen abzudecken. Nachfolgend werden die vier Anlagen vorgestellt.

Anlage 1 ist 2011 mit 190 kW in Betrieb gegangen und hat 2014 ein weiteres BHKW mit 190 kW installiert. Seitdem fährt sie im Jahresschnitt ohne große Schwankungen eine Bemessungsleistung von 350 kW. Die gasdichte Verweilzeit beträgt ca. 110 Tage, das Gasspeichervolumen beträgt nur ca. 3 Stunden, da der Fermenter mit Betondecke ausgerüstet ist. Die Anlage setzt 35 % Gülle, 45 % Maissilage und 20 % andere Silagen ein. 30 % der Wärme werden in einem Nahwärmenetz genutzt. 2018 wurde das erste BHKW erneuert.

Anlage 2 ging 2009 mit 380 kW ans Netz. 2014 erfolgte eine Leistungsverdoppelung auf 760 kW, wobei die Bemessungsleistung bei 350 kW blieb. Beim Einstieg in die Flexibilitätsprämie 2014 wurde ein Gärproduktlager gasdicht abgedeckt, sodass nun mehr als 150 d gasdichte Verweilzeit vorhanden sind. Das Gasspeichervolumen beträgt ca. 6 Stunden. Es findet kaum flexibler Betrieb statt, lediglich negative Regelleistung wird angeboten. Gefüttert wird die Anlage mit gut 30 % Gülle und Mist, 60 % Maissilage und 10 % sonstige Einsatzstoffe. Die Wärme wird hauptsächlich zu Trocknungszwecken genutzt. 2020 erfolgte der Austausch des ersten 380 kW-BHKW.

Anlage 3 wurde 2007 mit 500 kW in Betrieb genommen und wurde in zwei Schritten auf letztendlich 1,5 MW erweitert. Die Bemessungsleistung wurde nur leicht auf ca. 500 kW erhöht. Alle Behälter sind gasdicht abgedeckt, so dass sich ein Gasspeichervolumen von ca. 16 Stunden ergibt. Die Anlage erzeugt flexibel und bedarfsgerecht Strom anhand von mit dem Direktvermarkter abgestimmten und regelmäßig angepassten Fahrplänen. Maissilage ist mit 70 % Anteil der dominierende Einsatzstoff, dazu kommen noch 20 % sonstigen Silagen und 10 % Mist. Die Anlage versorgt zusammen mit einem Hackschnitzelkessel ein größeres Wärmenetz und kann so 50 % der erzeugten Wärme wertschöpfend nutzen.

Anlage 4 ging 2002 mit 60 kW in Betrieb. 2008 wurde sie im Zuge einer Leistungserhöhung auf 195 kW gemäß EEG neu in Betrieb genommen. 2014 erfolgte durch den Ersatz des 60 kW-BHKW durch ein 135 kW-BHKW eine weitere Erhöhung der installierten Leistung auf 270 kW. Die Bemessungsleistung beträgt weiterhin ca. 180 kW. Die gasdichte Verweilzeit beträgt mehr als 150 Tage, das Gasspeichervolumen reicht für 5 Stunden. Der Wirtschaftsdüngeranteil am Substratmix beträgt 50 – 60 %, der Rest besteht in etwa zu gleichen Teilen aus Gras- und Maissilage. Mit der anfallenden Wärme werden eigene Liegenschaften, insbesondere Ställe sowie einige Nachbarn versorgt.

Tab. 2: Wichtigste Kennzahlen der vier betrachteten Anlagen

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4
IB-Jahr	2011	2009	2007	2002/08
P_{inst} (kW _{el})	380	760	1.500	270
P_{Bem} (kW _{el})	350	350	500	180
Gasspeicher (h)	3	6	16	5
Anteil Mais / WiDü (%)	15 / 35	60 / 30	70 / 10	22,5 / 55

5. Beschreibung Kalkulation

Ziel der Kalkulation ist die Ermittlung des zu erwartenden Unternehmergewinns, der sich wiederum aus der Differenz zwischen Einnahmen und Ausgaben ergibt. Relativ einfach und überschaubar ist die Einnahmenseite. Sie setzt sich zusammen aus der Ausschreibungsvergütung, dem Flexibilitätszuschlag, den Wärmeeinnahmen, den Vermarktungsmehrerlösen und ggf. noch weiteren Einnahmen (siehe Kap. 7).

Die deutlich komplexere Aufgabe besteht darin, Stromgestehungskosten zu kalkulieren. Vorteilhaft für den Betreibenden ist, dass er durch den langjährigen Betrieb in der FP 1 umfassende Erfahrungswerte zu seiner Anlage gesammelt hat. In jedem Fall ist es jedoch zunächst erforderlich, den Investitionsbedarf zu ermitteln. Dieser teilt sich auf in die Bereiche Generalüberholung und Zukunftsinvestitionen.

Auch eine regelmäßig instandgehaltene Biogasanlage altert, insbesondere weil ursprünglich geplant war, sie nach 20 EEG-Jahren in den „Biogas-Ruhestand“ zu verabschieden. Sollen nun noch 12 Jahre hinzukommen, muss durch eine umfassende Analyse aller baulichen („bautechnische Begutachtung“) und technischen („sicherheitstechnische Begutachtung“) Gewerke der Generalüberholungsbedarf ermittelt und die entsprechenden Maßnahmen umgesetzt werden. Dabei gilt es einerseits, Schäden und Verschleißerscheinungen zu beheben (z. B. undichtes Fahr-silo, Schäden im Gasraum der Gärbehälter), an-

dererseits, die Anlage an den aktuellen Stand der (Sicherheits-) Technik anzupassen (z. B. in den Bereichen Emissionsminderung, Sicherheitseinrichtungen, Dokumentation). Eine häufig in der Praxis auftretende Maßnahme ist, einschalige Behälterabdeckungen durch Tragluftdächer zu ersetzen, weil damit auch die Bewirtschaftung durch den Direktvermarkter ermöglicht wird. Das Ziel der Maßnahmen stellt eine Biogasanlage dar, die in der FP 2 baulich und technisch sicher betrieben werden kann.

Unabhängig von der Generalüberholung kommen auf viele Anlagen noch weitere Investitionen zu, die mit der anlagenindividuell geplanten Betriebsweise zusammenhängen. So kann ein erhöhter Anteil von schwer vergärbaren Reststoffen Änderungen an der Einbring- und der Rührtechnik erforderlich machen. Um die Mindestanforderungen an die Flexibilität zu erfüllen oder weitere Erlöspotenziale zu erschließen, könnte zusätzliche BHKW- und Gasspeicherkapazität notwendig werden.

Insgesamt können die notwendigen Maßnahmen erhebliche Kosten verursachen, die im Einzelfall dazu führen, dass ein wirtschaftliches Ergebnis nicht mehr darstellbar ist.

Nachfolgend sind die wichtigsten Generalüberholungs (GÜ)- und Zukunftsinvestitionsmaßnahmen sowie weitere konzeptionelle Änderungen der vier Beispielanlagen dargestellt:

Tab. 3: Wichtigste Generalüberholungs- und Zukunftsinvestitionsmaßnahmen der vier Beispielanlagen

Anlage	Generalüberholungs- und Zukunftsinvestitionsmaßnahmen
1	Erhöhung P_{inst} auf 690 kW _{el} , Absenkung P_{Bem} , Netzanschluss, Absenkung Maisanteil, Abdeckung Gärproduktlager, Einbau Rührtechnik, allgemeine GÜ
2	Erhöhung P_{inst} auf 1.800 kW _{el} durch Austausch und Zubau BHKW, Vergrößerung Gasspeicher, Absenkung Maisanteil, Einstellung Trocknung, allgemeine GÜ (Variante: Zubau an Satellitenstandort)
3	Absenkung Maisanteil, allgemeine GÜ
4	Absenkung P_{Bem} , allgemeine GÜ, Austausch BHKW

Nachfolgend sind die Veränderungen hinsichtlich installierter und Bemessungsleistung sowie Gasspeicherkapazität dargestellt:

Tab. 4: BHKW-Leistung und Gasspeicherkapazität nach Generalüberholung und Zukunftsinvestition

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4
P_{inst} (kW _{el}) - neu	690	1.800	1.500	270
P_{Bem} (kW _{el}) - neu	206	350	445	115
Gasspeicher (h)	22	24	16	5

Die weiteren Kostenpositionen ergeben sich ähnlich wie bei der Kalkulation einer Neuanlage. Zu beachten ist insbesondere bei den Instandhal-

tungs- und den bedarfsgebundenen Kosten, dass entsprechende Inflationsaufschläge berücksichtigt werden.

6. Kalkulation der Anlagenkonzepte

Übersicht wichtigster Kalkulationsgrundlagen:

- TS, oTS, Gaserträge: KTBL 2021
- Nutzungsgrad BHKW: In Anlehnung ASUE
- Nutzungsdauer: In Anlehnung BZA Biogas (max. 12 Jahre)
- Lohnkosten: 25 €/h
- Strombezugskosten: 0,25 €/kWh_{el}
- NawaRo: 45 €/t
- Düngewert: 5 €/m³ f. nichtWiDü
- Wärmepreis: 10 ct/kWh_{th}
- Instandhaltung: In Anlehnung VDI 2067
- Instandhaltung BHKW: ASUE
- Mehrerlöse DV: Anlage 1, 3: 2,5 ct/kWh_{el}
Anlage 2: 4 ct/kWh_{el}
Anlage 4: 1 ct/kWh_{el}
- Zinssatz: 4,0 %
- Preissteigerung: 1 %/a
- Rindergülle: 2 €/t
- Gebotswert: 18,5 ct/kWh_{el}
- Ausbringkosten: 4 €/m³ für nichtWiDü
- An- und Abfahrverluste: 75 Vbh/a

Tab. 5: Wichtigste Ergebnisse der Kalkulationen der vier Beispielanlagen (in Euro)

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4
Anschaffungswert	2.203.204	2.930.333	3.053.300	1.148.572
Generalüberholungsaufwand	931.666	1.803.961	716.526	384.703
Summe Kosten	470.995	769.377	819.480	234.862
Summe Einnahmen	498.370	879.418	1.047.744	249.580
Unternehmergewinn	27.375	110.041	228.264	14.718
davon DV-Erlöse	43.420	121.077	93.587	9.744

Auch Anlagen, die keine konzeptionellen Änderungen vornehmen, müssen nennenswerte Investitionen tätigen. So schlagen bei Anlage 3 die Gewerke BHKW (SCR-Kat), Wärme- und Gasspeicher mit über 400.000 € zu Buche. Insbesondere aufgrund der deutlichen Anhebung des Flexibili-

tätszuschlags zeigt sich, dass höhere Überbauungsgrade wirtschaftlich vorteilhaft sind. Darüber hinaus sind auch höhere Mehrerlöse im Rahmen der Direktvermarktung zu erwarten. Eine Flexibilisierung nach unten ist dagegen nur unter sehr günstigen Rahmenbedingungen wirt-

schaftlich darstellbar. Für Anlage 2 wurde als Variante kalkuliert, dass der BHKW-Zubau von 1.420 kW an einem Satellitenstandort mit Wärmenenke umgesetzt wird. Vorteile sind deutlich erhöhte Wärmeeinnahmen (im Beispiel zusätzlich 60.000 €/a) sowie die Verlängerung des Be-

triebs von 12 auf 20 Jahre. Für die zusätzlichen Investitionen (im Wesentlichen die Rohgasleitung und -aufbereitung sowie der Pufferspeicher) wurden 500.000 € angesetzt. Im Ergebnis steigt der Unternehmergewinn um gut 50.000 € auf ca. 173.000 €.

7. Weitere wirtschaftliche Potenziale

Alle Anlagen in der Ausschreibung müssen am Marktprämienmodell der Direktvermarktung teilnehmen. Die dadurch und insbesondere durch die oben genannten Anforderungen an Überbauung und Betrieb induzierte Fahrweise bietet aber auch vielerlei Chancen auf Mehrerlöse über die sicheren Gebotswerte hinaus. Bei der

Kalkulation der Anlagenkonzepte wurde diesem Sachverhalt mit einem je nach Voraussetzungen (z. B. Überbauungsgrad, Gasspeichervolumen) unterschiedlich hohen Aufschlag Rechnung getragen. Nachfolgend sollen diese und noch weitere Erlöspotenziale kurz vorgestellt werden.

Flexible Vermarktung an der Strombörse

Die Direktvermarktungsunternehmen vermarkten den Strom üblicherweise an der Strombörse (EEX) am Day Ahead-Markt. Von Ausnahmen abgesehen, folgen die Strompreise im Tagesverlauf meist einer sogenannten „Doppelhöckerkurve“: morgens / vormittags sowie abends liegen die Preise hoch, während sie nachts und mittags deutlich abfallen:

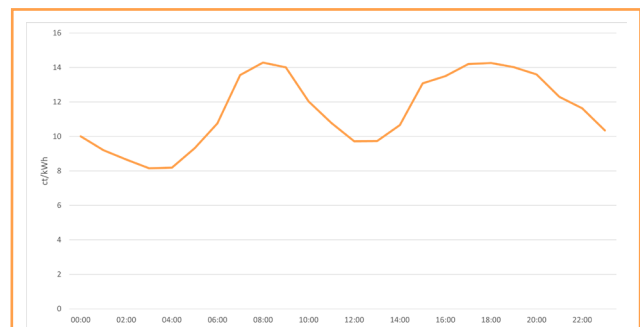


Abb. 2: Typischer Verlauf Strompreis an der Strombörse

Kann die Anlage über mehrere Stunden das BHKW ausschalten und dafür zu anderen Zeiten größere Biogasmengen umsetzen, werden aufgrund des Mechanismus der Berechnung des Monatsmarktwertes Mehrerlöse erzielt. Die Höhe hängt im Wesentlichen vom Überbauungsgrad und der Gasspeicherkapazität ab, wie nachfolgende Grafik zeigt:

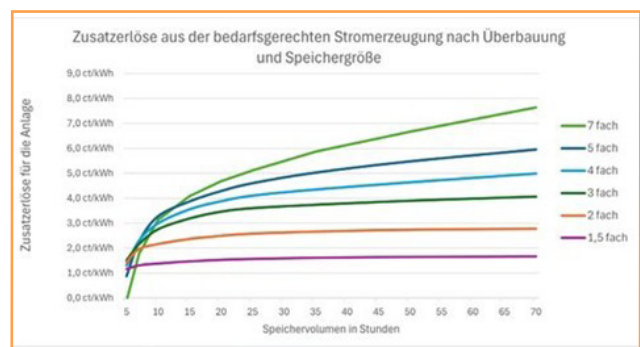


Abb. 3: Zusaterlöse für den Betreiber aus der Vermarktung Day Ahead, Intraday und Intra Day Continuous in Abhängigkeit von Überbauung und Speichertiefe; Betrachtungszeitraum 2023 und 2024

Einige Direktvermarkter bieten auch die Möglichkeit, am Intraday-Markt teilzunehmen. Hier sind weitere Mehreinnahmen möglich.

Regelleistungsmarkt

Ein weiteres Segment, das aber von nahezu allen Direktvermarktern abgedeckt wird, ist der Regelleistungsmarkt. An diesem werden Leistungen bzw. Strommengen gehandelt, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber die Frequenz des Stromnetzes stabil halten. Biogasanlagen können sowohl positive (durch Hinzuschalten von BHKW-Leistung) als auch negative Regelleistung

(durch Abschalten von BHKW-Leistung) anbieten und dadurch zusätzliche Einnahmen erzielen. Diese sind in der Regel geringer als die Mehrerlöse durch flexible Produktion, allerdings sind die technischen Anforderungen an die Anlage geringer und meist lassen sich die beiden Märkte auch kombinieren.

Terminmärkte

Ein anderer Bereich betrifft die sogenannten Terminmärkte. Über diesen kann ein Betreibender eine bestimmte Leistung für einen festgelegten (bis zu mehreren Jahren in der Zukunft liegenden) Zeitraum (meist ein Quartal) verkaufen. Vorteilhaft daran sind gesicherte Einnahmen in der Zukunft und ein kontinuierlicher BHKW-Be-

trieb. Auf der anderen Seite besteht eine Lieferverpflichtung und kurzfristige Reaktionen auf Marktentwicklungen sind nicht mehr möglich. Da es sich hierbei nicht um die geförderte Direktvermarktung handelt, sollten die Erlöse höher als die EEG-Einnahmen liegen.

Direktverkauf des Stroms (Ladesäule, Kundenanlage)

Unter günstigen Voraussetzungen kann auch der Betrieb einer E-Ladesäule sinnvoll sein, da neben den eigentlichen Stromverkaufseinnahmen je nach Einsatzstoffmix weitere Erlöspotenziale im

Verkauf der Treibhausgasminderungsquoten liegen. Auch über eine sogenannte Kundenanlage kann Strom direkt an Endkunden verkauft werden.

Wärmeverwertung

Eine weitere wichtige Baustelle, bei der jede Anlage die Erschließung weiterer Einnahmen prüfen sollte, ist die Wärmeverwertung. Die häufig zu beobachtende „Quersubventionierung“ der tatsächlichen Wärmewertschöpfung durch den KWK-Bonus, die auch zu Preisdruck von Seiten der Abnehmenden führte, hat mit dem Wechsel

in die Ausschreibung ein Ende. Um die sinkenden EEG-Einnahmen wenigstens teilweise zu kompensieren, sollten insbesondere ineffiziente Trocknungsverfahren beendet oder zumindest deutlich effizienter gestaltet werden, um mit den frei werdenden Energiemengen neue Wärmenetzen erschließen zu können.

Gärprodukt

Das Gärprodukt wird natürlich vorrangig im Sinne einer geschlossenen Nährstoffkreislaufwirtschaft als Dünger auf Ackerflächen ausgebracht. Insbesondere bei Überschüssen bieten sich aber

auch weitere begrenzte Erlöspotenziale. Mit mehr oder weniger aufwändigen Aufbereitungsverfahren (siehe Fachinformation "[Technische Empfehlungen für die Gärrestaufbereitung](#)") las-

sen sich Produkte (z. B. Pellets, ASL) herstellen, die eine landwirtschaftsferne und / oder überregionale Vermarktung ermöglichen. Aber auch eine vergleichsweise einfache Separation, kom-

biniert mit dem passenden Vermarktungskonzept, kann neue Absatzmärkte erschließen, wie Praxisbeispiele zeigen.

Bioraffineriekonzept

Immer mehr in die Praxis drängen sogenannte Bioraffineriekonzepte. Unter diesem Begriff werden Systeme verstanden, in denen zur herkömmlichen Erzeugung von Strom, Wärme und Gärprodukt mindestens ein weiteres Produkt

hinzukommt, das einer höherwertigen stofflichen Nutzung zugeführt wird. Die Bandbreite reicht von Kohlendioxid, Cellulosefasern, Lignin bis hin zu Grundchemikalien.

Systemrelevante Dienstleistungen

Seit Jahren wird darauf hingewiesen, dass Biogasanlagen weitere systemrelevante Dienstleistungen wie Blindleistungsbereitstellung und Schwarzstartfähigkeit anbieten können. Aller-

dings haben sich bislang keine entsprechenden Märkte gebildet, so dass hier keine relevanten Einnahmen zu erwarten sind.

8. Alternativen zur Ausschreibung

Sollte der Wunsch nach einer Weiterbetriebsoption vorhanden sein, aber eine Beteiligung am Ausschreibungsverfahren nicht wirtschaftlich darstellbar sein oder sonstige Gründe dagegensprechen, könnten ggf. alternative Konzepte geprüft werden.

So könnte bei hohen Wirtschaftsdüngermengen bzw. -anteilen der Neubau einer Kleingülleanlage in Frage kommen, wobei hier eine Wirtschaftlichkeit nur unter günstigen Rahmenbedingungen erreicht werden kann.

Weiterbetrieb möglich wäre. In diesem Fall treffen die meisten der in dieser Broschüre dargestellten Punkte genauso zu.

Schließlich wäre auch der Einstieg in die Biomethanproduktion (ggf. in Kombination mit rohgasseitiger Bündelung) beim Vorliegen entsprechender Voraussetzungen eine gangbare Option.

Weiterführende Informationen hierzu:

[Märkte für Biomethan](#)

Weiterführende Informationen hierzu:

- ▶ [Wirtschaftlichkeit von Kleinbiogasanlagen auf Güllebasis](#)
- ▶ [Biogas nach dem EEG – \(wie\) kann's weitergehen?](#) (insbesondere Kap. 5.3)

Eine weitere Möglichkeit innerhalb des EEG wäre die Verlegung der Verstromung an einen Satellitenstandort mit guter Wärmenutzung, wodurch eine Neuinbetriebnahme und ein 20-jähriger

Zitiervorlage: Kilburg, U. und Wagner, R. (2026): Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs von Biogasanlagen im Rahmen der Ausschreibung In: Biogas Forum Bayern, 05/2026, Hrsg. ALB Bayern e.V., www.alb-bayern.de/bif66, Stand [Abrufdatum]



Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und
Landwirtschaftliches Bauwesen (ALB)
in Bayern e. V.
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising

Telefon	08161 / 887-0078
Telefax	08161 / 887-3957
E-Mail	info@alb-bayern.de
Internet	www.alb-bayern.de