

Wirtschaftlichkeit von Kleinbiogasanlagen auf Güllebasis



www.biogas-forum-bayern.de/bif32

Biogas Forum Bayern, Verfasser:

Christina Pritscher
Robert Wagner
C.A.R.M.E.N. e. V.

Foren des 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

3. Auflage 2026
© ALB Alle Rechte vorbehalten
Titelfoto P. Wagner, ALB

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Hinführung	4
2. Rahmenbedingungen	5
2.1 Vergütungsmöglichkeiten	5
2.2 Potenziale	7
3. Wirtschaftlichkeit	7
3.1 Allgemeines	7
3.2 Reine Gülleanlagen	9
3.3 Beispielkalkulationen	10
3.4 Einsatz von Abfallstoffen bzw. Stoffen nicht-landwirtschaftlicher Herkunft	16
3.5 Wärmenutzung	17
4. Zusammenfassung	17
 Anhang I: Kalkulationsgrundlagen	 18
Anhang II: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen	19
Anhang III: Beispielkalkulation für: Güllekleinanlage mit 150 kW _{el}	19
Anhang IV: Beispielkalkulation für: Teilnahme an der Ausschreibung mit 350 kW _{el}	19
Anhang V: Beispielkalkulation für: Teilnahme an der Ausschreibung mit 700 kW _{el}	19

1. Hinführung

Bitte beachten Sie, dass dieses Dokument keine Rechtsberatung darstellt. Gesetze und Verordnungen werden hier nur herangezogen im Rahmen der betriebswirtschaftlichen Beratung. Bitte beauftragen Sie zur Rechtsberatung eine Fachanwältin / einen Fachanwalt.

Der Begriff „Kleinbiogasanlage“ ist nicht eindeutig definiert. In der Regel versteht man darunter Biogasanlagen mit geringer installierter elektrischer Leistung. Häufig findet auch der Begriff Hofbiogasanlage Verwendung, der ausdrückt, dass eine Biogasanlage in den landwirtschaftlichen Betrieb integriert ist. Diese Fachinformation befasst sich mit solchen Hofbiogasanlagen, die mindestens 80 Masseprozent Gülle / Mist (ausgenommen Mist bzw. Trockenkot von Geflügel) einsetzen und ein Blockheizkraftwerk mit maximal 150 kW installierter elektrischer Leistung betreiben. Diese Anlagen fallen unter die Regelung des § 44 EEG 2023 und erhalten eine höhere Vergütung als andere neu zu errichtende Biogasanlagen. Verglichen werden diese sogenannten „Güllekleinanlagen“, die im Wesentlichen konstant Strom erzeugen, mit Anlagen gleicher Bemessungsleistung / Biogasproduktionsrate, jedoch mit einer sogenannten Überbauung der installierten elektrischen Leistung in Höhe von 350 bzw. 700 kW. Diese überbauten Anlagen können flexibel betrieben werden, indem die Zeiträume der Stromerzeugung und -einspeisung in Abhängigkeit des Strompreises, der über die Börse gehandelt wird, gewählt werden.

Die Vergärung von Wirtschaftsdünger bringt sowohl für den Tierhaltungsbetrieb selbst, als auch für die Umwelt bedeutende Vorteile (Siehe hierzu: [Viehhaltung und Biogas-Güllekleinanlagen Produktionsformen, die sich fördern und ergänzen](#)). Allerdings muss genau geprüft werden, ob eine Kleinbiogasanlage rentabel zu betreiben ist. Den langfristig kalkulierbaren Erlösen stehen er-

hebliche Anschaffungswerte und laufende Kosten gegenüber, insbesondere da die Entwicklung in den letzten Jahren zu hohen technischen und regulatorischen Anforderungen bei Biogasanlagen geführt hat. Hinzu kommt, dass die Tierbestände in Bayern teilweise so verstreut sind, dass die auf den einzelnen Betrieben anfallende Menge an Wirtschaftsdünger oft nicht ausreicht, um eine eigene Hofbiogasanlage wirtschaftlich betreiben zu können. Eine kleine Verbesserung hat diesbezüglich das EEG 2023 gebracht, indem bis zu 10 Masse-% [überjähriges Klee gras](#)¹ wie Wirtschaftsdünger angerechnet werden können.

Bei der gemeinsamen Vergärung von Wirtschaftsdüngern verschiedener Herkunft sind wiederum zusätzliche veterinärrechtliche Anforderungen aus seuchenhygienischen Gründen zu beachten (siehe auch: [Hinweise zum Gülleeinsatz in Biogasanlagen](#)). Zudem ist die Transportwürdigkeit von Gülle auf Grund der geringen Trockenmassegehalte gering. Außerdem sollte die Lagerdauer der Gülle am Ort des Anfalls möglichst kurz sein, um unkontrollierte Methanemissionen und den damit verbundenen Verlust an Biogasertrag zu minimieren.

Im Folgenden werden die Rahmenbedingungen für Kleinbiogasanlagen kurz dargestellt und anschließend die Wirtschaftlichkeit verschiedener Konzepte in Modellrechnungen aufgezeigt.

¹ Definitionsvorschlag siehe: <https://www.carmen-ev.de/2024/06/06/was-ist-ueberjaehriges-klee-gras-im-sinne-des-ee/>

2. Rahmenbedingungen

2.1 Vergütungsmöglichkeiten

Güllekleinanlage bis 150 kW_{el} gemäß § 44 EEG

Entscheidend für die Entwicklung der Biogaserzeugung in Deutschland war die Einführung des EEG, das die Abnahme und die Vergütung des erzeugten Stroms sicherstellt. Eine eigene Vergütungsstufe für die „Vergärung von Gülle“ wurde im Jahre 2012 eingeführt und in veränderter Form in § 44 des EEG 2023 übernommen. Dort ist festgelegt, dass für Strom aus Biogas ein anzulegender Wert von 22,00 Cent/kWh (bis 75 kW Bemessungsleistung) bzw. 19,00 Cent/kWh (bis 150 kW Bemessungsleistung) gilt, wobei auch für Biogasanlagen mit einer Bemessungsleistung von 150 kW für die ersten 75 kW der höhere anzulegende Wert gilt. Für diese Vergütungsstufe müssen bestimmte Anforderungen eingehalten werden: Im Jahresdurchschnitt müssen mindestens 80 Masseprozent der Einsatzstoffe zur Vergärung aus Gülle im Sinne der EG-Verordnung 1069² bestehen, wobei Wirtschaftsdünger aus der Geflügelhaltung nicht auf die 80 Masseprozent angerechnet werden dürfen. Bis zu 10 Masse-% überjähriges Klee gras werden wie Wirtschaftsdünger gerechnet. Die installierte elektrische Leistung der Anlage darf 150 kW nicht überschreiten und die Stromerzeugung muss am Standort der Biogasanlage stattfinden: Satelliten-BHKW sind demnach nicht zulässig.

Bei Inbetriebnahme ab 01.07.2024 verringert sich der anzulegende Vergütungssatz um 0,5 %. Dieser wird jährlich zum 01.07. um jeweils weitere 0,5 % gegenüber dem bis dahin geltenden Wert abgesenkt. Erst nach der Verringerung des anzulegenden Wertes wird gerundet. Für in Be-

trieb genommene Anlagen bleibt der jeweilige anzulegende Wert für 20 Jahre zuzüglich Inbetriebnahmejahr fest.

Wird von einer Inbetriebnahme im Herbst 2026 ausgegangen, beträgt der anzulegende Wert für die ersten 75 kW Bemessungsleistung 22,00 Cent * 0,995³ = 21,67 Cent/kWh_{el} und für die zusätzliche Leistung bis 150 kW Bemessungsleistung 19,00 Cent * 0,995³ = 18,72 Cent/kWh. Anlagenbetreibende erhalten den anzulegenden Wert abzgl. Marktwert vom zuständigen Stromnetzbetreiber. Als weitere Erlös komponente erhalten Anlagenbetreibende die Erlöse aus der Vermarktung des Stroms. Hierzu muss ein passender Direktvermarktungsvertrag abgeschlossen werden.

Anlagen mit weniger als 100 kW installierter elektrischer Leistung werden häufig ohne Direktvermarkter betrieben. Dann wird nur die Einspeisevergütung gewährt. Für diese wird der anzulegende Wert um 0,2 Cent/kWh_{el} reduziert.

Anlagen ab 100 kW_{el} haben hingegen nur die Direktvermarktung als Option. Der Direktvermarkter verkauft dabei den eingespeisten Strom und bezahlt den vereinbarten Preis an die Betreibenden. Der vereinbarte Preis sollte mindestens der Marktwert sein. Die restliche Vergütung wird vom Verteilnetzbetreiber bezahlt als Marktprämie.

Bei Inbetriebnahme ab dem 25.02.2025 gilt für Güllekleinanlage mit einer installierten elektrischen Leistung ab 100 kW zusätzlich Folgendes: In Zeiten negativer Strompreise erhalten Betreibende keine Marktprämie.

² Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (Verordnung über tierische Nebenprodukte) (ABl. L 300 vom 14.11.2009, S. 1), die durch die Verordnung (EU) Nr. 1385/2013 (ABl. L 354 vom 28.12.2013, S.86)

Teilnahme an der Ausschreibung, Anlagen über 150 kW_{el}

Wird der anzulegende Wert nicht wie bei den Güllekleinanlagen gesetzlich bestimmt, wird er über eine sogenannte Ausschreibung ab 150 kW_{el} wettbewerblich für 20 Jahre ermittelt. Dabei kann für Biogas jedes Jahr am 1. April und am 1. Oktober ein Gebot über eine bestimmte Leistung bei der Bundesnetzagentur abgegeben werden. Um die Chance auf einen Zuschlag zu wahren, muss der angebotene Preis unter dem Höchstgebotspreis liegen. Ein vorher festgelegtes Ausschreibungsvolumen wird anschließend nach dem Gebotspreis auf die Gebote verteilt: beginnend mit dem niedrigsten Angebotspreis bekommen die Gebote der Reihe nach einen Zuschlag, bis das Ausschreibungsvolumen erreicht ist. Gebote, die einen höheren Preis geboten haben, bekommen keinen Zuschlag.

Seit dem Biomassepaket, das im September 2025 von der EU genehmigt wurde, wird auch bei schwach positiven Strompreisen, d. h. kleiner gleich 2 ct/kWh, keine Marktpremie bezahlt. Außerdem wird die Menge des eingespeisten Stroms für Ausschreibungsanlagen nicht mehr über die Bemessungsleistung, sondern über die Anzahl der Betriebsviertelstunden geregelt. Für diese Anzahl ist es nicht relevant, ob in der jeweiligen Viertelstunde ein oder mehrere BHKW laufen oder diese in Teillast oder Vollast betrieben werden. Dadurch wird ein Betrieb im Teillastbereich oder mit einzelnen BHKW uninteressant. Im Gegensatz zur Güllekleinanlage gibt es für Anlagen, die bei der Ausschreibung teilnehmen, mehr Freiheiten, was die Auswahl der Substrate anbelangt. Der Anteil von Gülle und Mist ist für Ausschreibungsanlagen nicht entscheidend. Wichtig ist jedoch, dass ein Anteil von Getreidekorn und Mais³ nicht überschritten wird. Für Anlagen, die 2026, 2027 oder 2028 einen Zuschlag erhalten, beträgt dieser Anteil 25 Masse-%. Das wird umgangssprachlich auch als „Maisdeckel“ bezeichnet.

Der Flexibilitätszuschlag liegt bei 100 €/kW_{el}/a bezogen auf die installierte elektrische Leistung. Dadurch werden auch eine stärkere Überbauung der Leistung und ein echter flexibler Betrieb wirtschaftlich interessanter.

Unter dem EEG 2023 in Betrieb genommene Biogasanlagen, die als KWK-Anlagen betrieben werden, müssen „hocheffiziente KWK-Anlagen“ sein, um einen Anspruch auf Einspeisevergütung bzw. Marktpremie zu haben. Der Nachweis hierfür erfolgt bis zu einer installierten Leistung von 2 MW bei serienmäßig hergestellten BHKW i.d.R. durch eine Bescheinigung des Herstellers. Zusätzlich ist eine externe Wärmenutzung außerhalb der Anlage / des Fermenters notwendig. Die Wärmenutzung sollte ab der Inbetriebnahme vorliegen bzw. möglichst schnell erschlossen werden. Alternativ müssten Betreibende bereits vor der Inbetriebnahme der Anlage nachweisen, dass keine kostengünstige Möglichkeit besteht, die Anlage als (hocheffiziente) KWK-Anlage zu betreiben. Diese Option wird allerdings rechtlich als schwer nachweisbar angesehen.

Für die Berechtigung zum Bezug der Marktpremie benötigt man die Bestätigung eines im EEG vorgesehenen Umweltgutachters, der die Eignung der Anlage als flexible Anlage attestiert.

Gilt für beide Konstellationen

Biogasanlagen sind in das Redispatch 2.0 eingebunden, wodurch sie zur Netzstabilisierung abgeschaltet werden können. Zu beachten ist, dass bereits Anlagen ab 25 kW eine Fernsteuerung der Anlage durch den Netzbetreiber ermöglichen müssen.

Bei Neuinbetriebnahme oder bei Änderungen einer Anlage ist eine Meldung im Marktstammdatenregister unter www.bnetza.de notwendig. Erfolgt keine Meldung binnen der vorgegebenen kurzen Frist nach Erhalt der Genehmigung und nach Inbetriebnahme, gibt es keine EEG-Vergütung bzw. keine Marktpremie bis zur nachgeholten Anmeldung!

³ Als Mais sind Ganzpflanzen, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot anzusehen

Seit Mai 2024 wird im EEG keine gasdichte Verweilzeit von mindestens 150 Tagen mehr gefordert. Forderungen aus den Genehmigungsunterlagen gelten für die betreffende Biogasanlage jedoch weiterhin. Genehmigungen orientieren sich häufig an der TA-Luft⁴, nach der für reine Gülleanlagen eine gasdichte Verweilzeit von

mind. 50 Tagen vorgeschrieben wird. Für jedes Masseprozent anderer Substrate erhöht sich diese Mindestverweilzeit um zwei Tage bis auf max. 150 Tage. Betreibende von Biogasanlagen müssen zusätzlich eine Freisetzung von Biogas durch die Verwendung von zusätzlichen / alternativen Gasverbrauchseinrichtungen vermeiden.

2.2 Potenziale

Wie groß eine Biogasanlage sein muss, um unter den gegebenen Bedingungen wirtschaftlich zu sein, lässt sich nicht pauschal beantworten. Klar ist aber, dass es sowohl bei den BHKW als auch bei den Gärbehältern gewisse Grenzen nach unten gibt. In der Praxis werden seit dem Inkrafttreten des EEG 2023 nahezu ausschließlich Anlagen mit 150 kW installierter Leistung errichtet. Daher muss ein landwirtschaftlicher Betrieb über gewisse Mindestmengen an Gülle und/oder Mist verfügen, damit eine Biogasanlage sinnvoll integriert werden kann. Die Viehhaltung in Bayern ist insgesamt sehr kleinteilig strukturiert. Eine ausführliche Abschätzung des Wirtschaftsdüngerpotenzials in Bayern bietet das Dokument: „[Biogaspotenzial in Bayern](#)“. Als Faustzahl gilt, dass ein Tierbestand von ca. 8 bis 10 Großvieheinheiten

(GVE) notwendig ist, um 1 kW installierte elektrische Leistung dauerhaft auszulasten. Werden die nach EEG 2023 zulässigen 20 Masseprozent mit Einsatzstoffen hoher Energiedichte bzw. 10 Masse-% Klee gras überjährlig aufgefüllt, so sind entsprechend weniger Tiere nötig, um eine wirtschaftlich darstellbare Mindestleistung der Biogasanlage zu erreichen.

Insgesamt lässt sich für Bayern festhalten, dass zwar ein erhebliches Potenzial an Wirtschaftsdünger vorhanden ist, dieses auf Grund der räumlich verstreuten Tierbestände aber nur zum Teil wirtschaftlich erschlossen werden kann.

3. Wirtschaftlichkeit

3.1 Allgemeines

Bei den nachfolgenden Modellrechnungen zur Wirtschaftlichkeit verschiedener Kleinbiogasanlagen handelt es sich nur um Abschätzungen, die in keinem Fall eine individuelle Beratung ersetzen können. Hierbei wird eine Jahresbetrachtung vorgenommen, die in Anlehnung an die Vergütungsdauer für neue Anlagen gemäß EEG über ei-

nen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gemittelt wird. Wird die Nutzungsdauer für bestimmte Anlagenteile, z. B. das BHKW, kürzer angesetzt, so bedeutet dies, dass in der Berechnung eine Ersatzinvestition nach der entsprechenden Zeit schon berücksichtigt ist. Die Gasausbeuten werden nach LfL-Biogasrechner⁵ angenommen.

⁴ Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft

⁵ Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL); Biogasausbeuten verschiedener Substrate; <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/>; Zugriff 10.09.2025

Die Anschaffungswerte inkl. Transport und Einbindungskosten sowie die Instandhaltungskosten der BHKW wurden nach ASUE⁶ angesetzt, ebenso die BHKW Wirkungsgrade, aus denen die Nutzungsgrade abgeschätzt wurden. Da die Daten der ASUE-Veröffentlichung aus den Jahren 2014 / 2015 stammen, wurden die dort angegebenen Anschaffungswerte und Instandhaltungskosten auf Basis der einschlägigen Indizes des Statistischen Bundesamtes erhöht: Für die Anschaffungswerte von BHKW wurde dabei die Kategorie „Verbrennungsmotoren und Turbinen (ohne Motoren für Luft- und Straßenfahrzeuge)“ verwendet, wo sich der Jahresdurchschnitt von 2015 auf 2024 um 24 % erhöht hat⁷. In der Kategorie „Reparatur und Instandhaltung von Maschinen“, die für die Instandhaltungskosten verwendet wurde, errechnete sich eine Erhöhung des Jahresdurchschnitts um 35 %⁸.

Aus dem FNR-Leitfaden Biogas 2016 wird der Arbeitszeitbedarf für die Substrataufbereitung und -zufuhr sowie die Anlagenbetreuung in den Kalkulationen verwendet. Für die Betreuung der Biogasanlage wird in dem Leitfaden auf Daten des KTBL zurückgegriffen. Darin sind enthalten: Beschickung (mit flüssigem Substrat), Prozesskontrolle und -steuerung, Dokumentation sowie Wartung und Reparatur (Wartezeiten sind dabei nicht berücksichtigt).

Die verwendete Formel lautet:

$$\text{täglicher Arbeitszeitbedarf} \left(\text{in } \frac{\text{AKh}}{\text{kW}_{\text{el}}} \right) = 94,556 * \text{Anlagengröße (in kW}_{\text{el}})^{-0,663}$$

Diese Formel bezieht sich auf die Bemessungsleistung.

Der Arbeitszeitbedarf für die Substrataufbereitung und Einbringung von festen Substraten hängt stark von der Art des Fermenterbeschiebungssystems ab. Da es in der Broschüre um kleine Biogasanlagen geht, wird von einer Beschiebung mit einem Traktor mit Frontlader und einer 0,8 m³ fassenden Greifschaukel ausgegangen. Im Leitfaden Biogas wird dafür je nach Substrat bei einer Entfernung von 80 m zwischen Anschnittfläche und Feststoffeintrag eine Arbeitszeit von 4,4 bis 5,0 AK-Minuten/t angegeben; für die Berechnungen in Kap. 3.3 wird ein Durchschnittswert von 4,7 AK-Minuten/t angenommen.⁹

Für Kosten der Gärproduktausbringung wird nur derjenige Anteil des Gärprodukts berücksichtigt, der nicht aus Wirtschaftsdünger stammt, welche ohnehin ausgebracht werden müssen. Im Gegensatz zum Leitfaden Biogas wird in dieser Broschüre keine Arbeitszeit für die Gärproduktausbringung berechnet. Es werden jedoch Dienstleistungskosten von 5 € je m³ Gärprodukt, das nicht aus Wirtschaftsdüngern stammt, angesetzt. Die Kosten für die Substraterzeugung bzw. -beschaffung sind in den Substratkosten eingerechnet.

⁶ Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE): <https://www.asue.de/leistungen/publikationen/bhkw-kenndaten-2014-15>

⁷ Statistisches Bundesamt; Indizes der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) – März 2025; Erschienen am 17.04.2025; EVAS-Nummer:61241; lfd. – Nr. 444; Nr. der GP-Systematik 2812

⁸ Statistisches Bundesamt; Indizes der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) – März 2025; Erschienen am 17.04.2025; EVAS-Nummer:61241; lfd. – Nr. 610; Nr. der GP-Systematik 3312

⁹ Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung, 7. Auflage, 2016

In den folgenden Berechnungen wurden die Baukosten für Rührkesselfermenter angesetzt. Die restlichen Annahmen beruhen auf Erfahrungswerten.

Bei den hier angesetzten Anschaffungswerten wurde unterstellt, dass insbesondere folgende Positionen enthalten sind:

- ▶ Umwallung nach AwSV¹⁰
- ▶ Geeignete Notfackel
- ▶ Einhaltung VDE Niederspannung
- ▶ Ausreichend dimensioniertes und nutzbares Gärproduktlager
- ▶ Regenwasser verursacht keine weiteren Anschaffungs- bzw. bedarfsgebundene Kosten

Für jeden Betrieb muss einzeln durchgerechnet werden, wie groß der Bedarf an offenen Gärproduktlagern nach den Vorgaben der DüV ist. In diesem Zusammenhang ist mit der zuständigen wasserrechtlichen Stelle bei der Genehmigungs-

behörde zu klären, ob bestehende Güllegruben auch als Gärproduktlager für die Biogasanlage anerkannt werden. Weisen diese Gruben bereits eine Leckageerkennung nach AwSV auf, sollte dies einfacher sein. Komplizierter wird es bei älteren Gruben ohne derartige Vorrichtungen.

Mit derselben Stelle ist zu klären, wie mit dem auf den befestigten Flächen der Biogasanlage aufgefangenen, nicht-kontaminierten Regenwasser zu verfahren ist. Darf es nicht in einen Vorfluter eingeleitet werden, müssen die offenen Gärproduktlager größer gebaut werden und es fallen zusätzliche Ausbringkosten an. Es kann auch gefordert werden, dass das Regenwasser durch den Fermenter geschleust werden muss, sodass auch dieser größer zu dimensionieren ist. In einigen Fällen wurden deshalb Reinigungsstufen für Niederschlagswasser installiert, damit das gereinigte Wasser in einen Vorfluter eingeleitet werden darf.

3.2 Reine Gülleanlagen

Politisch und ökologisch allseits gewollt sind Kleinbiogasanlagen, die ausschließlich Wirtschaftsdünger verwerten. Das einfachste Konzept hierfür ist eine Biogasanlage auf Basis von flüssiger Gülle. Aus betrieblicher Sicht muss allerdings sorgfältig geprüft werden, ob der damit verbundene zusätzliche Arbeitsaufwand erbracht werden kann.

Die Tatsache, dass eine derartige Biogasanlage als Nebeneinrichtung zu Ackerbau und Viehhaltung geführt wird, darf zudem nicht zu Lasten des Gewässerschutzes und der Anlagensicherheit gehen. Beide Bereiche können im Extremfall strafrechtsbewehrt sein.

Die Anschaffungswerte für diesen Anlagentyp können sehr stark variieren, wobei auch die räumlichen Gegebenheiten vor Ort einen erheb-

lichen Einfluss auf die Investitionsentscheidung haben können. Äußerst ungünstig sind lange Vorlagerdauern für die Gülle am oder im Stall, da hierdurch Methan verloren geht und der erzielbare Biogasertrag entsprechend gemindert wird.

Welche Tierbestände an Milchvieh an einem Standort vorhanden sein müssen, um reine Gülleanlagen bestimmter Leistungsstufen über 8.000 Volllaststunden auszulasten, zeigt Tabelle 1:

¹⁰ Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen

Tab. 1: Mindestviehbestände für den Betrieb reiner Gülleanlagen bestimmter Leistungsstufen (ohne Festmist)

Elektrische BHKW-Leistung, kW	Milchviehbestand, GV	Gülleanfall, m³/a
30	229	5.692
50	353	8.757
75	491	12.198
150 (8.100 Bh/a)	1155	28.670
350 (3.600 Bh/a)	1198	29.735

Wie man Tabelle 1 entnehmen kann, ist bereits der Mindestviehbestand für eine – rein auf Güllevergärung basierende Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von lediglich 30 kW erheblich. Würde man Gülle mindestens über mittlere Entfernungen transportieren, wäre die Wirtschaftlichkeit nicht mehr gegeben, ebenso gefährdet ist diese bei zu hohen Anschaffungswerten. Geringere Methan- bzw. Stromerträge führen gleichfalls zur Unwirtschaftlichkeit. Um dies zu vermeiden, sollten im Rahmen der Planung die zu erwartenden Methanerträge möglichst gut und Hersteller neutral untersucht werden. Die Wirtschaftlichkeit der Vergärung von Schweinegülle ist tendenziell schlechter zu bewerten als die Vergärung von Rindergülle, da erstere noch geringere Trockensubstanzgehalte aufweisen.

Da auch die Anschaffungswerte für reine Gülleanlagen nicht unwesentlich sind, muss jeder In-

vestor für sich entscheiden, ob er damit die richtige strategische Entscheidung trifft. Derartige Anlagen haben zunächst vielfältige Vorteile:

- ▶ Geringe Verweildauer: 50 Tage nach TA-Luft¹¹
- ▶ Geringerer Stromeigenbedarf der Anlage (ca. 5 %), einfachere Rührtechnik möglich
- ▶ Keine Feststoffeinbringtechnik erforderlich

Hat man als Investor diese Vorteile in Anspruch genommen, ist man jedoch insbesondere bei den baulichen Voraussetzungen auf die ausschließliche Verwertung von flüssigem Wirtschaftsdünger fixiert. Feststoffe können nur bedingt mitvergoren werden. Hier hat die jüngere Geschichte gezeigt, dass derartige Biogasanlagen häufig nach einigen Jahren umgebaut wurden, um größere Anteile Feststoffe vergären zu können. Dies ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu vermeiden.

3.3 Beispielkalkulationen

I. Güllekleinanlage mit 150 kW_{el}

In der ersten Beispielkalkulation wird eine Güllekleinanlage nach § 44 des EEG 2023 mit 150 kW_{el} installierter Leistung betrachtet. Gefüttert wird diese Anlage mit Milchviehgülle von 230 GV, was 5.709 t/a entspricht, 740 t/a frischem Rindermist, 760 t/a überjährigem Klee gras und 1.450 t/a Maissilage. Dadurch wird auch die

Möglichkeit zur Anrechnung von bis zu 10 Masse-% überjährigem Klee gras an den Gülleanteil von 80 Masse-% berücksichtigt und so die Anzahl der notwendigen GV reduziert. Für die Substratpreise wurden 0,50 €/t Milchviehgülle, 1,00 €/t Rindermist, 32,14 €/t Klee gras und 43,75 €/t Maissilage angenommen.

¹¹ Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft

Die Preise für Klee gras und Maissilage sind dem Biogas Journal 5/2024 entnommen und entsprechen den Werten frei Silo. Dabei ist zu beachten, dass es durch die anschließende Silage noch zu Silageverlusten kommt, die in den Berechnungen nicht berücksichtigt wurden. Außerdem hängen die Substratpreise stark von dem jeweiligen landwirtschaftlichen Betrieb ab weshalb eine betriebsindividuelle Berechnung zu empfehlen ist. Dies gilt genauso für alle anderen Annahmen wie z. B. dem Anschaffungswert und der Stromausbeute.

Seit den Änderungen des Biomassepakets am 24.02.2025 bekommen Anlagen ab 100 kW_{el} installierter Leistung in Zeiträumen mit negativem Spotmarktpreis keine Vergütung mehr.¹² Das betrifft auch Güllekleinanlagen mit der entsprechenden installierten elektrischen Leistung. Es wird angenommen, dass die Biogasanlage Zeiträumen mit negativen Spotmarktpreisen bis zu einer Dauer von 4 h ausweichen kann. Bei längeren Zeiträumen muss das BHKW trotz negativer Spotmarktpreise ohne Vergütung betrieben werden, da die Gasspeicherkapazität ausgereizt ist.

Im Verlauf des Jahres 2024 summierten sich die Zeiträume mit negativem Strompreis über mehr als 4 h auf insgesamt 161 h, während weiterer ca. 300 h waren die Strompreise über kürzere Zeiträume negativ. Aufgrund von Wartungsarbeiten wird von einer maximal möglichen Betriebsstundenanzahl von 8.400 h/a ausgegangen. Im Berechnungsbeispiel werden davon die letztgenannten 300 h abgezogen, in denen die Anlage den negativen Spotmarktpreisen aus dem Weg gehen kann. Für 161 h wird dagegen ein Betrieb der BHKW ohne Vergütung berechnet, da davon ausgegangen wird, dass die Anlage in diesen Stunden auch kein Geld vom Direktvermarkter bekommt.

Für die Berechnung der Güllekleinanlage wurde von einer Inbetriebnahme im Herbst 2026 ausgegangen. Aus diesem Grund werden die ersten 75 kW mit 21,67 ct/kWh_{el} vergütet und die restliche Leistung mit 18,72 ct/kWh_{el}. Wird die Biogasanlage später in Betrieb genommen, müssen die Vergütungen mit der Formel aus Kapitel 2.1 angepasst werden.

Tab. 2: Gewinn und Gesamtkapitalrendite der 150 kW-Güllekleinanlage aus Berechnungsbeispiel I mit Vergleichswerten bei Veränderung von Anschaffungswert, Stromausbeute und Substratkosten

Parameter	Änderungen	Veränderung	Gewinn ¹³	Gesamtkapitalrendite
Grundvariante			9000 €/a	5,8%
Anschaffungswert	1,2 Mio	+20%	-12.000 €/a	2,0%
	0,9 Mio	-10%	20.000 €/a	8,4%
Strom-, Methanausbeute		-20%	-25.000 €/a	-1,1%
		+10%	26.000 €/a	9,2%
Substratkosten	48 €/t Mais 35 €/t Klee gras 3,50 €/m ³ Gülle	+10% +9% +700%	-16.000 €/a	0,7%
	40 €/t Mais 29 €/t Klee gras 0 €/m ³ Gülle	-9% -10%	20.000 €/a	7,9%

¹² § 51 Absatz 1 und 2; Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen; Nr. 51; Vom 21. Februar 2025

¹³ Aus dem Gewinn sind ca. 750 Stunden/Jahr für Anlagenbedienung, - fütterung und -reinigung zu entlohn.

In Tabelle 2 sind für Berechnungsbeispiel I der Gewinn und die Gesamtkapitalrendite der oben beschriebenen Grundvariante sowie Varianten mit veränderten Annahmen dargestellt. Der Gewinn ist dabei ohne Abzug der Arbeitszeitkosten ausgewiesen, d. h. von dieser Summe müssen noch ca. 750 Arbeitsstunden pro Jahr bezahlt werden. Bei einem Stundenlohn von 25 €/h sind das 18.750 €/a. Die Gesamtkapitalrendite berechnet sich durch $(\text{Gewinn} + \text{Zins}) / (\text{Anschaffungswert} / 2)$.

In der Grundvariante kann bei einem Neubau ein sehr kleiner jährlicher Gewinn erzielt werden, der jedoch um 9.750 € niedriger ist als die hier angesetzten Arbeitszeitkosten. Bei einer Erhöhung des Anschaffungswerts um 20 % bzw. bei einer um 20 % niedrigeren Stromausbeute wird dagegen bereits ein Verlust von 12.000 €/a bzw. 25.000 €/a gemacht. Verringert sich der Anschaffungswert um 10 % oder steigt die Stromausbeute um 10 % kann ein Gewinn erzielt werden,

der leicht über den Ausgaben für die Arbeit liegt. Eine weitere Verbesserung dieser Werte wird als unwahrscheinlich beurteilt.

Auch die Substratkosten haben eine große Auswirkung auf den zu erwartenden Gewinn. Steigen die Substratkosten wie in Tabelle 2 angegeben, dann wird auch hier ein nicht unerheblicher Verlust von 16.000 € gemacht. Verringern sich die Substratpreise dagegen wie in der Tabelle angegeben, kann auch hier mit 20.000 €/a ein Gewinn erzielt werden, der größer ist als die Arbeitszeitkosten. Hierbei ist zu beachten, dass sich vor allem die Substratkosten auch nach Bau und Inbetriebnahme der Biogasanlage noch stark ändern können. Damit sind sie ein Faktor, der besonders in die eigene Risikobewertung miteinberechnet werden sollte.

Eine angemessene Gesamtkapitalrendite von mindestens 8 % lässt sich nur in günstigen Konstellationen realisieren.

II. Beispielkalkulation für: Teilnahme an der Ausschreibung mit 350 kW_{el}

Aufgrund der Regelung, dass bereits Anlagen über 100 kW_{el} installierter Leistung bei negativen Strompreisen keine Vergütung mehr bekommen, sind diese Anlagen bereits zu einer gewissen flexiblen Fahrweise gezwungen. Aus diesem Grund kann es sinnvoll sein, die Anlage noch etwas weiter zu überbauen, d. h. die installierte Leistung im Verhältnis zur Biogasrate zu erhöhen, um so auch vom Flexibilitätszuschlag profitieren zu können. Seit das Biomassepaket von der EU genehmigt wurde, wird für Anlagen, die bei einer Ausschreibung einen Zuschlag bekommen haben, nur noch eine jährliche Anzahl an Betriebsviertelstunden gefördert, die abhängig vom Zuschlagsdatum abnimmt. Da Anlagen bis 350 kW_{el} mit 16.000 förderfähigen Betriebsviertelstunden pro Jahr starten, wird diese Option in der Beispielkalkulation II betrachtet. Dabei ist zu beachten, dass dies eine knappe Kalkulation ist und es durch Anfah- und Abfahrrampen beim Ein- und Ausschalten des BHKW zu Zeiten im Teillastbereich kommen

kann, was die Vergütung reduziert.

Für dieses Beispiel wird von einem Zuschlag in einer April-Ausschreibung und einer Inbetriebnahme im Januar des Folgejahres ausgegangen. Für die Beispielkalkulation wird die Anzahl der jährlichen Betriebsviertelstunden über die 20 Jahre der Förderung gemittelt. Dies entspricht im Durchschnitt 14.600 förderfähigen Betriebsviertelstunden oder 3.650 Betriebsstunden pro Jahr. Für die dafür notwendige Überbauung wird ein Flexibilitätszuschlag von 100 €/kW_{el} installierter Leistung gezahlt. Allerdings bekommen Ausschreibungsanlagen auch bei Spotmarktpreisen kleiner oder gleich 2 ct/kWh (sog. schwach positive Preise) keine Vergütung mehr. Bei der Berechnung wird eine Gasspeicherkapazität von 24 h angenommen, weshalb davon ausgegangen wird, dass den schwach positiven Strompreisen bis zu dieser Dauer ausgewichen werden kann. Im Jahr 2024 gab es 21 h, die über diese Dauer

hinaus gingen. Da bei so niedrigen Strompreisen wahrscheinlich auch keine Vergütung durch den Direktvermarkter gezahlt wird, wird in der Berechnung davon ausgegangen, dass für 21 Stunden im Jahr keine Vergütung erhalten wird, obwohl das BHKW wegen vollen Gasspeichern betrieben werden muss.

Um diese Beispielanlage mit Beispiel I vergleichen zu können, werden derselbe Substratmix und dieselben Substratkosten verwendet. Der vorgeschriebene maximale Anteil an Mais und Getreidekorn, der sogenannte Maisdeckel, wird dabei eingehalten.

In der Grundvariante wird mit einem Zuschlagswert von 17,58 ct/kWh_{el} gerechnet, bei dem auch ohne Mehrerlöse durch die flexible Fahrweise der gleiche Gewinn wie in Beispiel I erreicht werden kann. Durch die flexible Fahrweise kann in der Regel ein Mehrerlös beim Stromverkauf durch den Direktvermarkter erzielt werden.

Dieser wird auf Basis historischer Daten aus der Veröffentlichung zur [Vermarktung und Eigennutzung von Strom](#) entnommen und beträgt bei einer doppelten Überbauung und einem Gasspeicher für die Dauer von 24 h ca. 2,5 ct/kWh_{el}. Ob ein Zuschlag mit diesem Angebotspreis möglich ist und wie hoch der Mehrerlös ist, hängt von vielen Faktoren ab. Die Autoren/-innen übernehmen keine Gewähr dafür, dass mit diesem Angebotspreis ein Zuschlag in der Ausschreibung erzielt werden kann und weisen ausdrücklich darauf hin, dass die Verwendung dieses Angebotspreises keine Empfehlung für die Teilnahme an einer Ausschreibung darstellt. Die Nutzungsdauer eines typischen BHKW hängt stark von den tatsächlichen Laufzeiten ab und erhöht sich durch die flexible Fahrweise. Bei 80.000 Betriebsstunden bis zur nächsten Generalüberholung bzw. einem Neukauf kann die Nutzungsdauer den Förderzeitraum von 20 Jahren überschreiten, weshalb im Berechnungsbeispiel nicht von einer Ersatzbeschaffung ausgegangen wird.

Tab. 3: Gewinn und Gesamtkapitalrendite der 350 kW-Beispielanlage aus Berechnungsbeispiel II mit Vergleichswerten bei Veränderung von Anschaffungswert, Stromausbeute, Substratkosten und Zuschlagswert

Parameter	Änderungen	Veränderung	Gewinn ¹⁴	Gesamtkapitalrendite
Grundvariante			38.000 €/a	9,7 %
Anschaffungswert	1.583.000 €	+20%	10.000 €/a	5,2 %
	1.187.000 €	-10%	52.000 €/a	12,7 %
Strom-, Methanausbeute		-20%	-8.000 €/a	2,8 %
		+10%	61.000 €/a	13,2 %
Substratkosten	48 €/t Mais 35 €/t Klee gras 3,50 €/m ³ Gülle	+10% +9% +700%	12.000 €/a	5,9 %
	40 €/t Mais 29 €/t Klee gras 0 €/m ³ Gülle	-9% -10%	48.000 €/a	11,3 %
Zuschlagswert	16,7 ct/kWh _{el}	-5%	9.000 €/a	8,2 %
	19,3 ct/kWh _{el}	+10%	58.000 €/a	12,7 %

¹⁴ Aus dem Gewinn sind ca. 750 Stunden/Jahr für Anlagenbedienung, - fütterung und -reinigung zu entlohnern.

In Tabelle 3 sind für Berechnungsbeispiel II der Gewinn und die Gesamtkapitalrendite der oben beschriebenen Grundvariante sowie der Varianten mit veränderten Annahmen dargestellt. Eine Erhöhung des Anschaffungswerts um 20 % führt im Gegensatz zu Beispiel I zu keinen Verlusten, auch wenn der Gewinn nicht ausreicht, um die notwendige Arbeitszeit zu bezahlen. Sinkt dagegen die Stromproduktion um 20 % kommt es auch in Beispiel II zu Verlusten. Bei einer Verringerung des Anschaffungswertes um 10 % bzw. einer Erhöhung der Stromausbeute um 10 % steigt der berechnete Gewinn dagegen auf 52.000 €/a bzw. 61.000 €/a an, wodurch eine Gesamtkapitalrendite von 12,7 % bzw. 13,2 % erzielt werden kann.

Die Änderung der Substratkosten, führt beim Gewinn von Beispiel II zur gleichen Differenz zur Grundvariante wie in Beispiel I.

Eine weitere wichtige Variable bei Ausschreibungsanlagen ist der Zuschlagswert, der bei einer Ausschreibung erzielt werden kann. Kann ein um 10 % höherer Zuschlagswert von 19,3 ct/kWh_{el} erzielt werden, wird ein Gewinn von 58.000 €/a und eine Gesamtkapitalrendite von 12,7 % berechnet. Ein um 5 % niedrigerer Zuschlagswert von 16,7 ct/kWh_{el} führt dagegen zu einem Gewinn, von dem die Arbeitszeit nicht mehr entlohnt werden kann. Dabei ist zu beachten, dass der Höchstwert für Neuanlagen in **2025**¹⁵ bei 19,43 ct/kWh_{el} liegt und somit nicht mehr viel Spielraum bietet.¹⁶

III. Beispielkalkulation für: Teilnahme an der Ausschreibung mit 700 kW_{el}

Auch für die dritte Beispielkalkulation wird eine Anlage betrachtet, die an einer Ausschreibung teilgenommen hat. Um besser auf den Strommarkt reagieren zu können und auch den Flexibilitätzuschlag besser ausnutzen zu können, ist auf dieser Beispielanlage eine elektrische Leistung von 700 kW_{el} installiert: die Anlage ist damit fünffach überbaut. Der Substratmix, die Substratmengen sowie die Substratkosten stimmen mit den Werten aus Beispiel I und II überein.

Da die installierte Leistung größer als 350 kW_{el} ist, können für diese Anlage, bei einem gleichen Zeitraum zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme wie bei Beispiel II, im Durchschnitt nur 10.330 Bvh/a, d. h. 2.582,5 Bh/a vergütet werden.¹⁷ Da die Anlage stark überbaut ist, muss das BHKW jedoch jährlich nur 1.841 Bh betrieben werden.

Damit wird angenommen, dass auch alle An- und Abfahrtsrampen vergütet werden und die für den Flexibilitätzuschlag notwendigen 1.000 h/a bei mind. 80 % der installierten Leistung trotzdem eingehalten werden können.

Um die Flexibilität des BHKW besser auszunutzen, wird auch ein größerer Gasspeicher benötigt, weshalb mit einer Speicherkapazität von 50 h gerechnet wird. Dadurch kann das BHKW auch ein ganzes Wochenende lang stillstehen, um die niedrigeren Strompreise in dieser Zeit zu umgehen. Im Jahr 2024 gab es keine Zeiträume, in denen der Strompreis über 50 h am Stück unter 2 ct/kWh betrug, weshalb für die Kalkulation kein Verlust durch schwach positive Strompreise angenommen wird. Es ist allerdings zu beachten, dass es an den Weihnachtsfeiertagen 2023 ins-

¹⁵ Dieser Höchstwert könnte 2026 anders ausfallen.

¹⁶ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/Okt2025/start.html>; Zugriff: 06.10.2025

¹⁷ Bvh: Betriebsviertelstunden, Bh: Betriebsstunden

gesamt 64 h mit schwach positiven Strompreisen gab, auch wenn dieser Zeitraum durch eine Stunde über 2 ct/kWh_{el} unterbrochen wurde.

Um die Beispiele vergleichen zu können, wird derselbe Zuschlagswert wie in Beispiel II von 17,58 ct/kWh_{el} verwendet. Durch die 5-fache Überbauung und die Gasspeicherkapazität von 50 h kann laut der Veröffentlichung zur [Vermarktung und Eigennutzung von Strom](#) ein Mehrerlös von ca. 5,5 ct/kWh_{el} angenommen werden. Ob ein Zuschlag mit diesem Angebotspreis möglich ist und wie hoch der Mehrerlös ausfällt, hängt

von vielen Faktoren ab. Die Autoren/-innen übernehmen keine Gewähr dafür, dass mit diesem Angebotspreis ein Zuschlag in der Ausschreibung erzielt werden kann und weisen ausdrücklich darauf hin, dass die Verwendung dieses Angebotspreises keine Empfehlung für die Teilnahme an einer Ausschreibung darstellt. Ebenso wie in Beispiel II übersteigt auch in Beispiel III die Anzahl der Betriebsstunden des BHKW bis zur Generalüberholung bzw. Neuanschaffung den Förderzeitraum von 20 Jahren, weshalb keine Ersatzbeschaffung angenommen wird.

Tab. 4: Gewinn und Gesamtkapitalrendite der 700 kW-Beispielanlage aus Berechnungsbeispiel III mit Vergleichswerten bei Veränderung von Anschaffungswert, Stromausbeute, Substratkosten und Zuschlagswert

Parameter	Änderungen	Veränderung	Gewinn ¹⁸	Gesamtkapitalrendite
Grundvariante			75.000 €/a	12,3 %
Anschaffungswert	2.164.000 €	+20%	36.000 €/a	7,4 %
	1.623.000 €	-10%	94.000 €/a	15,6 %
Strom-, Methanausbeute		-20%	22.000 €/a	6,5 %
		+10%	101.000 €/a	15,2 %
Substratkosten	48 €/t Mais 35 €/t Klee gras 3,50 €/m ³ Gülle	+10% +9% +700%	49.000 €/a	9,5 %
	40 €/t Mais 29 €/t Klee gras 0 €/m ³ Gülle	-9% -10%	86.000 €/a	13,5 %
Zuschlagswert	16,7 ct/kWh _{el}	-5%	65.000 €/a	11,2 %
	19,3 ct/kWh _{el}	+10%	95.000 €/a	14,6 %

Auch für die Beispielkalkulation III wurden wieder Vergleichswerte für den Gewinn und die Gesamtkapitalrendite bei verändertem Anschaffungswert, Stromausbeute, Substratkosten und Zuschlagswert ermittelt (siehe Tabelle 4). In der Grundvariante kann hier ein Gewinn von 75.000 €/a mit einer Gesamtkapitalrendite von 12,3 % erreicht werden.

Anders als in den ersten beiden Beispielen kommt es bei keiner der betrachteten Varianten

zu einem Verlust. Bei einem um 20 % höheren Anschaffungswert liegt der Gewinn bei 36.000 €/a und bei 20 % niedrigerer Stromausbeute bei 22.000 €/a. Dadurch können in allen Varianten die Arbeitszeitkosten bezahlt werden. Ein um 10 % geringerer Anschaffungswert und eine um 10 % höhere Stromausbeuten führen sogar zu einer Gesamtkapitalrendite über 15 %. Bei einer Änderung der Substratkosten kommt es sowohl bei einem Anstieg der Kosten als auch bei einem Abfall zu den gleichen Differenzen zum Gewinn der

¹⁸ Aus dem Gewinn sind ca. 750 Stunden/Jahr für Anlagenbedienung, - fütterung und -reinigung zu entlohnern.

Grundvariante wie bei Beispiel I und II. Durch den deutlich höheren Gewinn in der Grundvariante werden bei höheren Substratkosten 49.000 €/a und bei niedrigeren Kosten 86.000 €/a Gewinn gemacht.

Auch in Beispiel III hat die Höhe des Zuschlagswerts einen großen Einfluss auf die Einnahmen und damit auch auf den Gewinn, der erwirtschaftet werden kann. Bei einem um 10 % hö-

heren Zuschlagswert erhöht sich der Gewinn auf 95.000 €/a, bei einem um 5 % niedrigeren Zuschlagswert fällt der Gewinn auf 65.000 €/a.

In der Beispielanlage mit 700 kW_{el} macht der Flexibilitätzuschlag 19 % der Einnahmen aus und ist damit eine sehr wichtige und, solange die Bedingung dafür eingehalten wird, sichere Einkommensquelle.

3.4 Einsatz von Abfallstoffen bzw. Stoffen nicht-landwirtschaftlicher Herkunft

Das EEG 2023 ermöglicht es Güllekleinanlagen gemäß § 44 auch, neben den 80 Massenprozent Gülle, bis zu 20 Masseprozent Abfallstoffe einzusetzen. Die Biogasanlagen werden dadurch in der Regel jedoch als Abfallanlagen eingestuft, was zu erheblich höheren Anschaffungskosten führt.

Zusätzlich zum Abfallrecht (BioAbfV¹⁹ und KrWG²⁰) ist das Wasserrecht zu beachten. In § 2 Abs. (8) AwSV²¹ werden „Gärsubstrate landwirtschaftlicher Herkunft zur Gewinnung von Biogas“ wie folgt festgelegt:

1. pflanzliche Biomassen aus landwirtschaftlicher Grundproduktion,
2. Pflanzen oder Pflanzenbestandteile, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen, sofern sie zwischenzeitlich nicht anders genutzt worden sind,
3. pflanzliche Rückstände aus der Herstellung von Getränken sowie Rückstände aus der Be- und Verarbeitung landwirtschaftlicher Produkte, wie Obst-, Getreide- und Kartoffelschlempen, soweit bei der Be- und Ver-

arbeitung keine wassergefährdenden Stoffe zugesetzt werden und sich die Gefährlichkeit bei der Be- und Verarbeitung nicht erhöht,

4. Silagesickersaft sowie tierische Ausscheidungen wie Jauche, Gülle, Festmist und Geflügelkot.

Es ist unbedingt empfehlenswert, ausschließlich solche Einsatzstoffe zu verwenden, da für derartige Anlagen vereinfachte wasserrechtliche Anforderungen gelten. Sollen zusätzlich andere Stoffe eingesetzt werden, müssen beispielsweise die Gärbehälter doppelwandig ausgeführt werden, was die Anschaffungswerte erheblich steigert.

Generell sind die genehmigungsrechtlichen Anforderungen frühzeitig mit der zuständigen Behörde abzuklären!

¹⁹ Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf Böden, Bioabfallverordnung

²⁰ Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen, Kreislaufwirtschaftsgesetz

²¹ Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen

3.5 Wärmenutzung

Bisher in den Betrachtungen völlig unberücksichtigt blieb die Nutzung der Abwärme des BHKW. Grundsätzlich weisen kleine Biogasanlagen mit hohen Gülleanteilen einen vergleichsweise hohen Eigenwärmebedarf auf. So muss zum Aufheizen der frischen Gülle auch sehr viel Wasser mit erwärmt werden. Zusätzlich ist das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen bei kleineren Behältern in der üblichen Bauweise ungünstiger, so dass höhere Abstrahlverluste auftreten als bei größeren Behältern. Dennoch verfügen Anlagen mit 150 kW Bemessungsleistung über ein nicht unerhebliches Wärmepotential, das zur Beheizung von Gebäuden oder zur Trocknung landwirtschaftlicher Produkte genutzt werden kann.

Falls die Möglichkeit besteht, Wärme außerhalb der Anlage sinnvoll zu verwerten, sollte schon bei der Planung darauf geachtet werden, den Prozesswärmebedarf möglichst gering zu halten. Dazu sollte die Gülle möglichst frisch und somit warm in die Biogasanlage gelangen. Eine Wärmerückgewinnung mittels Wärmetauscher beim Überlauf ins Gärproduktlager reduziert den Prozesswärmebedarf weiter. Auch bei der Feststoffeinbringung ist darauf zu achten, keine unnötigen Wärmeverluste zu erzeugen. Grundsätzlich wird der Eigenwärmebedarf bei einem Fermenter mit wärmegeämmter Betondecke geringer sein als bei einem Fermenter mit Folienspeicher oder Tragluftdach.

4. Zusammenfassung

Unter den derzeitigen Bedingungen ist in Deutschland in der Regel nur unter sehr optimalen Umständen, bei denen vergleichsweise geringe Anschaffungswerte auf gute Stromausbeuten und günstige Substratpreise treffen, der Neubau einer 150 kW Güllekleinanlage wirtschaftlich darstellbar. Eine angemessene Gesamtkapitalrendite von mindestens 8 % lässt sich ebenso nur in günstigen Konstellationen realisieren.

Bei den Beispielanlagen, die an der Ausschreibung teilnehmen, sieht es Dank Flexibilitätszuschlag und den erwarteten Mehrerlösen durch die flexible Fahrweise besser aus. Vor allem bei der 700 kW_{el}-Anlage wird in fast allen Konstellationen eine Gesamtkapitalrendite über der Mindestmarke von 8 % erreicht, wenn der Anschaffungswert nicht zu hoch und die Gas-/Stromausbeute nicht zu gering ausfällt. Solche „hochflexiblen Anlagen“ stellen unter den gegebenen Rahmenbedingungen eine wertvolle Option für die Vermeidung von Methanemissionen aus Wirtschaftsdüngern und die Transformation des Stromversorgungssystems dar.

Anhang I: Kalkulationsgrundlagen

Stoffdaten	Preis Grundvariante frei Anlage	TS-Gehalt / oTS-Anteil in TS	Biogasausbeute	Methananteil
	in €/t	in %	in m ³ /t oTS	in %
Rindergülle	0,50	8,5 / 85,0	280	55,0
Rinderfestmist	1,00	25,0 / 80,0	450	55,0
Maissilage	43,75 ²²	33,0 / 95,8	586	55,2
Kleegrassilage	32,14 ²²	35,0 / 87,3	551	55,3

Gewerk	Nutzungsdauer	Instandhaltungskosten
Bauwerke, Wege	20 a	1 % p.a.
BHKW Gas-Otto	80.000 Betriebsstunden Bsp. I: 9,9 a Bsp. II: (>) 20 a Bsp. III: (>) 20 a	50 % Vollwartungsvertrag laut ASUE 2014/2015 + Inflation: Bsp. I: 2,2 ct/kWh _{el} Bsp. II: 1,7 ct/kWh _{el} Bsp. III: 1,4 ct/kWh _{el}
Technik	11 a	3 % p.a.
Planung und Genehmigung	20 a	
Gasspeicher	10 a	3 % p.a.
Wärmespeicher	20 a	1 % p.a.

Weitere Annahmen	
Anfänglicher Zinssatz	4,0 %
Anlagenbedienung und -reinigung	25,00 €/h (FNR Leitfaden Biogas 2016)
Anschaffungswert Fahrsiloanlage	bereits abgeschrieben
Auflagen Hygiene	Anschaffung und jährliche Kosten für Hygiene berücksichtigt wie für eine normale Gülleanlage üblich. Keine darüber hinaus gehenden Kosten unterstellt. ²³
Ausbringkosten Gärprodukt aus JGS ²⁴	0,00 €/m ³
Ausbringkosten Gärprodukt aus Nicht-JGS	5,00 €/m ³
Auslegung BHKW	Bsp. I: 8.400 Bh/a – 300 h/a (negative Spotmarktpreise) Bsp. II: gemittelte förderfähige Betriebsviertelstunden 14.600 Bvh/a → 3.650 Bh/a Bsp. III: 5-fache Überbauung → 1.841 Bh/a

²² Quelle: Biogas Journal 5/2024, frei Silo

²³ Siehe auch: https://www.biogas-forum-bayern.de/De/Fachinformationen/Substrate/nachhaltig-erneuerbar-energie_hinweisegulleinsatz.html

²⁴ JGS: Jauche, Gülle und Silagesickersaft

Weitere Annahmen	
Betrachtungszeitraum	ein gemittelttes Jahr
BHKW	Auf Basis eines Gas-Otto-Motors
Bürgerschaftskosten Rückbau Anlage	0 € p.a.
Eigenstromkosten	Bsp. I: 18,72 ct/kWh _{el} Bsp. II: 20,63 ct/kWh _{el} (18,13 ct/kWh _{el} + 2,5 ct/ kWh _{el}) Bsp. III: 23,63 ct/kWh _{el} (18,13 ct/kWh _{el} + 5,5 ct/ kWh _{el})
Einspeisung Strom	Bsp. I: Niederspannungsseite – keine Transformationsverluste Bsp. II und Bsp. III: Mittelspannungsseite – Transformationsverlust = 0,6 %
Elektrischer Jahresnutzungsgrad	Abschätzung C.A.R.M.E.N. e. V. auf Basis el. Wirkungsgrad von ASUE 2014/2015 Bsp. I: 38,2 % Bsp. II: 39,8 % Bsp. III: 40,5 %
Labor	1.000 €/a
Milchviehgülle, spezifischer Anfall	68 l/GV/d
Planungskosten	4 % vom Anschaffungswert
Verwaltungskosten	3.000 €/a

Anhang II: Betriebswirtschaftliche Kennzahlen

Betriebswirtschaftliche Kennzahl	Definition
Abschreibung	Kalkulatorisch, linear, Abschreibung in Höhe der zu erwartenden Lebensdauer der jeweiligen Werke
Zins	= anfänglicher Zinssatz * Anschaffungswert / 2 (vereinfachte Formel für gemittelte Zinszahlungen bezogen auf ein Kalenderjahr)
Unternehmergewinn	= Einnahmen - Ausgaben
Gewinn	= Unternehmergewinn + Ansatz für Anlagenbedienung u. Anlagenreinigung
Gesamtkapitalrendite	= (Gewinn + Zins) / (Anschaffungswert / 2)
Elektrischer Jahresnutzungsgrad	= erzeugte Elektrizität / zugeführte Biogasenergie

Anhang III: Beispielkalkulation für: Güllekleinanlage mit 150 kW_{el}

1. BHKW-Auslegung

Energieinput	Anteile	unterer Heizwert	Feuerungsenergie	Brennstoff
Biogas	100%	9,97 kWh-M/m³	3.182.334 kWhF/a	319.191 m³M/a
Summe	100%		3.182.334 kWhF/a	

Elektrischer Jahresnutzungsgrad	38,2%	150 kW-el	8.104 Bh/a
	1 BHKW pro Anlage	150 kW-el/BHKW	

Auslegungsempfehlung: 8.400 Bh/a, abzgl. 300 h/a (auf Basis Day-Ahead-Preise Kalenderjahr 2024) negative Preise: 8.100 Bh/a
el. Jahresnutzungsgrad. Abschätzung C.A.R.M.E.N. e.V. auf Basis el. Wirkungsgrad von ASUE 2014/2015

Einspeisung trotz negativen Strompreis:	161 h/a	7.943 Vbh/a
Verlust durch BHKW-Betrieb bei negativen Stunden:	3.029 €/a	

Annahme: bei längeren Zeiten mit neg. Strompreisen keine Anpassung der Stromproduktion möglich → Stromproduktion ohne Vergütung (2024: 161 h über einer Dauer von 4 h)

Abgaswärmetauscher:	ja	
Thermischer Jahresnutzungsgrad	42,8%	168 kW-th
Feuerungswärmeleistung		393 kW-F

2. Vorgesehener Substrateinsatz

2. Vorgesehener Substrateinsatz			83,3% Gülleanteil davon:		8,8% Klee gras, überjährig	
Einsatzstoff	Ausgang	spezifischer Anfall	FS/a	TS	oTS	
Milchviehgülle	230 GV	0,068 t/GV/d	5.709 t/a	8,5%	485,3 t TS/a	85,0%
Rindermist frisch			740 t/a	25,0%	185,0 t TS/a	80,0%
Kleegrass, überjährig			760 t/a	35,0%	266,0 t TS/a	87,3%
Maissilage			1.450 t/a	33,0%	478,5 t TS/a	95,8%
jährlich			8.659 t/a	16,3%	1.414,8 t TS/a	88,4%
täglich			23,72 t/d			
						1.251,2 t oTS/a
						3.427,9 kg oTS/d

Annahme: Nach der Vermischung hat das zugegebene Substrat eine Dichte von 1 t/m³. Quelle Dichte: i.d.R. Praxishandbuch Futterkonservierung. Silagebereitung, Siliermittel, Dosiergeräte, Silofolien. 7. überarbeitete Auflage. DLG-Verlag, Frankfurt/M.: 2006. Sollten sich geringere Dichten einstellen, würde sich der Lagerungsbedarf erhöhen und die Silagequalität verringern.

Einsatzstoff	Biogasertrag		Methanertrag		Energieanteil
Milchviehgülle	280 m³BG/t oTS	115.500 m³BG/a	55,0%	63.525 m³M/a	20%
Rindermist frisch	450 m³BG/t oTS	66.600 m³BG/a	55,0%	36.630 m³M/a	11%
Kleegrass, überjährig	551 m³BG/t oTS	127.904 m³BG/a	55,3%	70.731 m³M/a	22% Klee graswerte: Klee grassilage 3. Schnitt
Maissilage	586 m³BG/t oTS	268.668 m³BG/a	55,2%	148.305 m³M/a	46%
Summe/Mittel	462 m³BG/t oTS	578.672 m³BG/a	55,2%	319.191 m³M/a	100%
		66,058 m³ BG/h		874,496 m³ M/d	

Quelle für TS, oTS, Biogasertrag und Methanertrag: LfL; Biogasausbeuten verschiedener Substrate; <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/>; Zugriff 10.09.2025

3. Ausbringungsvolumen

Umgebungsbedingungen und Konstanten

p	T	RCH4	RCO2	Dichte
101.325 Pa	273,15 K	518 J/kg·K	188 J/kg·K	1,0 t/m³

	Biogasmasse gesamt		Biogasmasse aus nicht-Wirtschaftsdünger	
Methan	319.191 m³	228,6 t	219.036 m³	156,9 t
Kohlendioxid	259.481 m³	512,0 t	177.536 m³	350,3 t
Biogasmasse		740,6 t		507,2 t
Gärprodukt		7.918 t/a		1.703 t/a
		7.918 m³/a		1.703 m³/a

5. Einspeisung Elektrizität

Stromproduktion	1.215.652 kWhel/a	
keine Vergütung wg. neg. Spotmarktpreise	24.150 kWhel/a	
Kabelverluste Niederspannung	0,0%	0 kWhel/a bei einem Kabel unter 50 m Länge
Trafoverluste	0,0%	0 kWhel/a Einspeisung niederspannungsseitig
Einspeisung	1.191.502 kWhel/a	

6. Wirtschaftlichkeitsabschätzung

6.1 Einnahmen

Inbetriebnahme: Herbst 2026 Stunden pro Jahr: 8.780 h/a

	elektrische Arbeit	anzulegender Wer	Einnahmen
Güllekleinanlage bis 75 kWel	657.000 kWhel/a	0,2167 €/kWhel	142.372 €/a
bis 150 kWel	534.502 kWhel/a	0,1872 €/kWhel	100.059 €/a
	1.191.502 kWhel/a		242.431 €/a
Wärme			0 €/a
Einnahmen Summe			242.431 €/a
Düngerwert	1.703 m³/a	50%	3,00 €/m³

2.555 €/a zusätzlicher Dünger aus Nicht-Wirtschaftsdünger

6.2 Ausgaben

6.2.1 Anschaffungen

Betriebsstd. BHKW: 80.000 Bh

		Anschaffungswert	Nutzungsdauer	anfänglicher Zinssatz	Zins	Abschreibung, linear
Bauwerk Rest, Wege, Umwallung	60%	600.000 €	20,0 a	4,0%	12.000 €/a	30.000 €/a
BHKW	1.570 €/kWel	235.500 €	9,9 a	4,0%	4.710 €/a	23.856 €/a
Technik		105.000 €	11,0 a	4,0%	2.100 €/a	9.545 €/a
Netzanschluss	130 €/kWel	19.500 €	20,0 a	4,0%	390 €/a	975 €/a
Planung, Genehmigung	4%	40.000 €	20,0 a	4,0%	800 €/a	2.000 €/a
Summen		1.000.000 €			20.000 €/a	66.376 €/a

6.2.2 Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, sonstiges

Instandhaltungskosten						
BHKW	1.191.502 kWhel/a		0,022 €/kWhe	50 % von Vollwartungsvertrag		13.107 €/a
Bauwerk	600.000 €		1,0% p.a.			6.000 €/a
Technik	105.000 €		3,0% p.a.			3.150 €/a
Netzanschluss	19.500 €		0,8% p.a.			156 €/a
betriebsgebundene Kosten						
Arbeitszeitbedarf Anlagenbetreuung		512 h/a	25,0 €/h			12.793 €/a
bedarfsgebundene Kosten						
Milchviehgülle	5.709 t/a		0,50 €/t			2.855 €/a
Rindermist frisch	740 t/a		1,00 €/t			740 €/a
Kleegrass	780 t/a		32,14 €/t (Biogas Journal 5/2024; frei Silo)			24.428 €/a
Maissilage	1.450 t/a		43,75 €/t (Biogas Journal 5/2024; frei Silo)			63.438 €/a
Eigenbedarf	1.215.652 kWhel/a	8,0%	0,1872 €/kWhe			18.206 €/a
Arbeitszeitbedarf Substratbeschaffung (in Substratkosten miteingerechnet)						
Arbeitszeitbedarf Feststofffütterung		231 h/a	25,0 €/h			5.777 €/a
Gärproduktausbringung (Dienstleistung)		1.703 m³/a	5,0 €/m³			8.515 €/a
sonstige Kosten						
Laborbetreuung						1.000 €/a
Versicherung		1.000.000 €	0,5%			5.000 €/a
Verwaltung allgemein						3.000 €/a
Summe laufende Kosten						168.163 €/a

Mist, Kleegrass, Mais
Nicht-Wirtschaftsdünger

6.3 Zusammenstellung

6.1 Einnahmen

Kleinanlagentarif		242.431 €/a	244.986 €/a
Düngerwert Gärrest ohne Gülle		2.555 €/a	
Zins und AfA	34%	88.376 €/a	254.539 €/a
6.2.2 Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, sonstiges	66%	168.163 €/a	
Unternehmensgewinn		-9.553 €/a	
	Arbeitsansatz	18.570 €/a	
Gewinn		9.017 €/a	

7. Kennzahlen

Bei Betrachtung Gesamtkapitalrendite

Anschaffungswert	1.000.000 €
Gesamtkapitalrendite	5,8% = (Gewinn + Zins) / (Anschaffungswert / 2)

I.d.R. Rundung aller Zahlen auf die angegebenen Stellen. Diese Abschätzung beruht auf Literaturwerten oder Annahmen. In der Praxis können andere Werte zutreffender sein. Für diese Abschätzung wird daher keine Gewähr übernommen. Hier aufgeführte Berechnungen stellen zum Teil Vorschläge für die Auslegung bestimmter Anlagenteile dar. Diese können sich jedoch noch ändern u.a. auf Basis der Herstellerkonzepte, der Planvorgaben, der Genehmigungsauflagen und/oder Sicherheitsauflagen. Damit stellen diese Auslegungsgroßen nur sehr grobe Richtwerte dar. Die Einspreisesätze wurden von CARMEN nach EEG 2023 abgeschätzt. Ob diese tatsächlich in dieser Form gewährt werden, ist mit dem zuständigen Netzbetreiber abzustimmen. Dafür kann dieser Ausdruck nicht verwendet werden. Für die diversen Boni sind verschiedene Gutachten nötig. Das Vorliegen wurde hier unterstellt. F: Feuerleistung BG: Biogas M: Methan Förderprogramme unterliegen oft einem schnellen Wandel. Bitte prüfen Sie daher die Aktualität der Programme selbst nach. Zudem kann keine Gewähr für eine Vollständigkeit der hier vorgenommenen Abschätzung der Förderhöhe übernommen werden. Nur ein ggf. ausgehändigter Zuwendungsbescheid der Förderstelle ist bindend - nicht die hier vorgenommene Abschätzung. In vielen Fällen ist ein Förderantrag vor dem Maßnahmenbeginn zu stellen. Manchmal gibt es die Möglichkeit, einen Antrag auf vorzeitigen Maßnahmenbeginn zu stellen, d.h. man erhält die Erlaubnis, vor Erhalt eines Bescheides mit der Maßnahme zu beginnen, ohne dass dies förder-schädlich wäre. Was als Maßnahmenbeginn gezählt wird, ist sehr unterschiedlich. Daher ist anzuraten, sehr frühzeitig mit der Förderstelle Kontakt aufzunehmen. Einige Kreditinstitute bieten gegen Zinsaufschlag Haftungsfreistellungen oder Bürgschaftsprogramme an. Diese speziellen Programme sind nicht immer in der folgenden Aufzählung aufgeführt. Bei Interesse ist beim Kreditinstitut nachzufragen. Einige Programme können auch untereinander kombiniert werden. Wesentlich ist dabei, dass alle Fördergeldgeber dieser Kombination zustimmen.

Anhang III: Beispielkalkulation für: Teilnahme an der Ausschreibung mit 350 kW_{el}

1. BHKW-Auslegung

Energieinput	Anteile	unterer Heizwert	Feuerungsenergie	Brennstoff
Biogas	100%	9,97 kWh-M/m³	3.182.334 kWhF/a	319.191 m³M/a
Summe	100%		3.182.334 kWhF/a	

Elektrischer Jahresnutzungsgrad	39,8%	350 kW-el	3.619 Bh/a
	1 BHKW pro Anlage	350 kW-el/BHKW	

gemittelte Anzahl der förderfähigen Betriebsviertelstunden bei einem Wechsel zum 1. Januar nach dem Zuschlag bei einer April-Ausschreibung: 14.600 Bh/a → 3650 Bh/a
el. Jahresnutzungsgrad: Abschätzung C.A.R.M.E.N. e.V. auf Basis el. Wirkungsgrad von ASUE 2014/2015

An- und Abfahrtrampen des BHKW sind nicht berücksichtigt worden, deshalb möglicherweise Stunden im Teilastbereich außerhalb der förderfähigen Stunden

Einspeisung trotz schwach positiven Strompreis (≤ 2 ct/kWh):	21 h/a	3.598 Vbh/a
Verlust durch BHKW-Betrieb bei schwach positiven Stunden:	1.292 €/a	

Annahme: bei längeren Zeiten mit schwach positiven Strompreisen reichen 24 h Gasspeicher nicht aus → Stromproduktion ohne Vergütung (2024: 21 h über einer Dauer von 24 h)

Abgaswärmetauscher:	ja	
Thermischer Jahresnutzungsgrad	41,2%	362 kW-th
Feuerungswärmeleistung		879 kW-F

2. Vorgesehener Substrateinsatz

16,7% Mais

Anmerkung: Substrate wie bei Güllekleinanlage

Einsatzstoff	Ausgang	spez. Anfall	FS/a	TS	oTS
Milchviehgülle	230 GV	0,068 t/GV/d	5.709 t/a	8,5%	485,3 t TS/a
Rinderfestmist			740 t/a	25,0%	185,0 t TS/a
Kleegras, überjährlig			760 t/a	35,0%	266,0 t TS/a
Maissilage			1.450 t/a	33,0%	478,5 t TS/a
jährlich			8.659 t/a	16,3%	1.414,8 t TS/a
täglich			23,72 t/d		3.427,9 kg oTS/d

Annahme: Nach der Vermischung hat das zugegebene Substrat eine Dichte von 1 t/m³. Quelle Dichte: i.d.R. Praxishandbuch Futterkonservierung. Silagebereitung, Siliermittel, Dosiergeräte, Silofolien. 7. überarbeitete Auflage. DLG-Verlag, Frankfurt/M.: 2006. Sollten sich geringere Dichten einstellen, würde sich der Lagerraumbedarf erhöhen und die Silagequalität verringern.

Einsatzstoff	Biogasertrag	Methanertrag	Energieanteil
Milchviehgülle	280 m³BG/t oTS	115.500 m³BG/a	55,0%
Rinderfestmist	450 m³BG/t oTS	66.600 m³BG/a	55,0%
Kleegras, überjährlig	551 m³BG/t oTS	127.904 m³BG/a	55,3%
Maissilage	588 m³BG/t oTS	268.668 m³BG/a	55,2%
Summe/Mittel	462 m³BG/t oTS	578.672 m³BG/a	55,2%
		66,058 m³ BG/h	874,496 m³ M/d

Quelle für TS, oTS, Biogasertrag und Methanertrag: LfL, Biogasausbeuten verschiedener Substrate, <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/>, Zugriff 10.09.2025

3. Ausbringungsvolumen

Umgebungsbedingungen und Konstanten

p	T	RCH4	RCO2	Dichte
101.325 Pa	273,15 K	518 J/kg/K	188 J/kg/K	1,0 t/m³

	Biogasmasse gesamt	Biogasmasse aus nicht-Wirtschaftsdünger
Methan	319.191 m³	228,6 t
Kohlendioxid	259.481 m³	512,0 t
Biogasmasse		740,6 t
Gärprodukt		7.918 t/a
		7.918 m³/a

Separation:

Anteil	TS Gärrest	TS fest	Anfall Flüssigkeit
0%	8,5%	28,0%	7.918 m³/a

TS flüssig und TS fest: Abschätzung C.A.R.M.E.N. e.V. auf Basis VDI 3475, Blatt 1, 2.3.8, Abschätzung Anfall Flüssigkeit nach Massenerhaltungssatz

4. Vorschlag Bauteilauslegung

Wärmespeicher	362 kW-th	24 h	30 K	4,18 kJ/kg/K	75.000 l
		30%	Speicherung des Wärmanfalls		
Biogasspeicher	66,058 m³ BG/h	24 h Biogasverluste		2,0%	1.590 m³

(aufgerundet -3 Nachkomma)

(aufgerundet -1 Nachkomma)

5. Einspeisung Elektrizität

Einspeisung Elektrizität		
Stromproduktion		1.266.569 kWhel/a
keine Vergütung wg. schwach pos. Spotmarktpreise		7.350 kWhel/a
Kabelverluste Niederspannung	0,0%	0 kWhel/a
Trafoverluste	0,6%	7.599 kWhel/a
Einspeisung		1.251.620 kWhel/a

bei einem Kabel unter 50 m Länge
Einspeisung mittelspannungsseitig

6. Wirtschaftlichkeitsabschätzung

6.1 Einnahmen

Zuschlagswert: **17,58 ct/kWhel** Der hier verwendete anzulegende Wert dient nur der Berechnung dieser Beispielanlage. Das Biogas Forum Bayern übernimmt keine Gewähr dafür, dass mit diesem Wert ein Zuschlag in der Ausschreibung erzielt werden kann.

Mehrerlös Flexibilität: **2,5 ct/kWhel** Quelle: Biogas Forum Bayern, Vermarktung und Eigennutzung von Strom (2025)

	elektrische Arbeit	Multiplikator	Einnahmen
anzulegender Wert	1.251.620 kWhel/a	0,176 €/kWhel	220.035 €/a
Mehreinnahmen durch flexible Fahrweise	1.251.620 kWhel/a	0,025 €/kWhel	31.291 €/a
Flexibilitätszuschlag	350 kWhel	100 €/kWhel	35.000 €/a
Stromeinnahmen gesamt			286.326 €/a
Wärme			0 €/a
Einnahmen Summe			286.326 €/a
Düngerwert	1.703 m³/a	50%	3,00 €/m³
			2.555 €/a

zusätzlicher Dünger aus Nicht-Wirtschaftsdünger

6.2 Ausgaben

6.2.1 Anschaffungen

Betriebsstd. BHKW: **80.000 Bh**

	Anschaffungs- wert	Nutzungsdauer	anfänglicher Zinssatz	Zins	Abschreibung, linear
Bauwerk Rest, Wege, Umwallung	60%	603.000 €	20,0 a	4,0%	12.080 €/a
BHKW	1.190 €/kWel	416.500 €	20,0 a	4,0%	8.330 €/a
Wärmespeicher	1,0 €/l	75.000 €	20,0 a	4,0%	1.500 €/a
Gasspeicher	20 €/m³	31.800 €	10,0 a	4,0%	636 €/a
Technik		108.800 €	11,0 a	4,0%	2.136 €/a
Netzanschluss	130 €/kWel	45.500 €	20,0 a	4,0%	910 €/a
Planung, Genehmigung	4%	40.200 €	20,0 a	4,0%	804 €/a
Summen		1.318.800 €		26.376 €/a	71.899 €/a

= 24 h Speicherung

6.2.2 Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, sonstiges

Instandhaltungskosten				
BHKW	1.251.620 kWhel/a	0,017 €/kWhel	50 % von Vollwartungsvertrag	10.639 €/a
Bauwerk	603.000 €	1,0% p.a.		6.030 €/a
Gasspeicher	31.800 €	3,0% p.a.		954 €/a
Wärmespeicher	75.000 €	1,0% p.a.		750 €/a
Technik	108.800 €	3,0% p.a.		3.204 €/a
Netzanschluss	45.500 €	0,8% p.a.		364 €/a
betriebsgebundene Kosten				
Arbeitszeitbedarf Anlagenbetreuung	512 h/a	25,0 €/h		12.793 €/a
bedarfsgebundene Kosten				
Milchviehgülle	5.709 t/a	0,50 €/t		2.855 €/a
Rinderfestmist	740 t/a	1,00 €/t		740 €/a
Kleegrass	760 t/a	32,14 €/t (Biogas Journal 5/2024; frei Silo)		24.428 €/a
Maissilage	1.450 t/a	43,75 €/t (Biogas Journal 5/2024; frei Silo)		63.438 €/a
Eigenbedarf	1.266.569 kWhel/a	8,0%	0,2008 €/kWhel	20.346 €/a
Arbeitszeitbedarf Substratbeschaffung (in Substratkosten miteingerechnet)				
Arbeitszeitbedarf Feststofffütterung	231 h/a	25,0 €/h		5.777 €/a
Gärproduktausbringung (Dienstleistung)	1.703 m³/a	5,0 €/m³		8.515 €/a
sonstige Kosten				
Laborbetreuung				1.000 €/a
Versicherung	1.318.800 €	0,5%		6.594 €/a
Verwaltung allgemein				3.000 €/a
Summe laufende Kosten				171.425 €/a

Mist, Kleegrass, Mais
Nicht-Wirtschaftsdünger

6.3 Zusammenstellung

6.1 Einnahmen		
Kleinanlagentarif		286.326 €/a
Düngerwert Gärrest ohne Gülle		2.555 €/a
Zins und AfA	36%	98.275 €/a
6.2.2 Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, sonstiges	64%	171.425 €/a
Unternehmensgewinn		19.181 €/a
	Arbeitsansatz	18.570 €/a
Gewinn		37.751 €/a

288.881 €/a

269.700 €/a

Anhang III: Beispielkalkulation für: Teilnahme an der Ausschreibung mit 700 kW_{el}

1. BHKW-Auslegung

Energieinput	Anteile	unterer Heizwert	Feuerungsenergie	Brennstoff
Biogas	100%	9,97 kWh-M/m³	3.182.334 kWh/a	319.191 m³/a
Summe	100%		3.182.334 kWh/a	

Elektrischer Jahresnutzungsgrad	40,5%	700 kW _{el}	1.841 Bh/a
	1 BHKW pro Anlage	700 kW _{el} /BHKW	

gemittelte Anzahl der förderfähigen Betriebsviertelstunden bei einem Wechsel zum 1. Januar nach dem Zuschlag bei einer April-Ausschreibung: 10.330 Bh/a → 2582,5 Bh/a
el. Jahresnutzungsgrad: Abschätzung C.A.R.M.E.N. e.V. auf Basis el. Wirkungsgrad von ASUE 2014/2015

An- und Abfahrampen des BHKW sind nicht berücksichtigt worden, deshalb möglicherweise Stunden im Teillastbereich außerhalb der förderfähigen Stunden

Einspeisung trotz schwach positiven Strompreis (≤ 2 ct/kWh):	0 h/a	1.841 Vbh/a
Verlust durch BHKW-Betrieb bei schwach positiven Stunden:	0 €/a	

Annahme: bei einem Gasspeicher von 50 h kann das Biogas in allen Stunden mit schwach positiven Strompreisen gespeichert werden

Abgaswärmetauscher:	ja	
Thermischer Jahresnutzungsgrad	40,5%	700 kW _{th}
Feuerungswärmeleistung		1.728 kW _F

2. Vorgesehener Substrateinsatz

16,7% Mais

Anmerkung: Substrate wie bei Güllekleinanlage

Einsatzstoff	Ausgang	spezifischer Anfall	FS/a	TS	oTS
Milchviehgülle	230 GV	0,068 t/GV/d	5.709 t/a	8,5%	485,3 t TS/a
Rinderfestmist			740 t/a	25,0%	185,0 t TS/a
Kleegras, überjährig			760 t/a	35,0%	266,0 t TS/a
Maissilage			1.450 t/a	33,0%	478,5 t TS/a
jährlich			8.659 t/a	16,3%	1.414,8 t TS/a
täglich			23,72 t/d		3.427,9 kg oTS/d

Annahme: Nach der Vermischung hat das zugegebene Substrat eine Dichte von 1 t/m³. Quelle Dichte: i.d.R. Praxishandbuch Futterkonservierung, Silagebereitung, Siliermittel, Dosiergeräte, Silofolien, 7. überarbeitete Auflage. DLG-Verlag, Frankfurt/M.: 2006. Sollten sich geringere Dichten einstellen, würde sich der Lagerraumbedarf erhöhen und die Silagequalität verringern

Einsatzstoff	Biogasertag	Methanertag	Energieanteil
Milchviehgülle	280 m³BG/t oTS	115.500 m³BG/a	55,0%
Rinderfestmist	450 m³BG/t oTS	66.600 m³BG/a	55,0%
Kleegras, überjährig	551 m³BG/t oTS	127.904 m³BG/a	55,3%
Maissilage	586 m³BG/t oTS	268.668 m³BG/a	55,2%
Summe/Mittel	462 m³BG/t oTS	578.672 m³BG/a	55,2%
	66.058 m³ BG/h	874.496 m³ M/d	

Quelle für TS, oTS, Biogasertag und Methanertag: LfL; Biogasausbeuten verschiedener Substrate; <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/>; Zugriff 10.09.2025

3. Ausbringungsvolumen

Umgebungsbedingungen und Konstanten

p	T	RCH4	RCO2	Dichte Gärprodukt
101.325 Pa	273,15 K	518 J/kg/K	188 J/kg/K	1,0 t/m³

	Biogasmasse gesamt	Biogasmasse aus
Methan	319.191 m³	228,6 t
Kohlendioxid	259.481 m³	512,0 t
Biogasmasse		740,6 t
Gärprodukt		7.918 t/a
		7.918 m³/a

Separation:

Anteil	TS Gärrest	TS fest	Anfall Flüssigkeit
0%	8,5%	28,0%	7.918 m³/a

TS flüssig und TS fest: Abschätzung C.A.R.M.E.N. e.V. auf Basis VDI 3475, Blatt 1, 2.3.8, Abschätzung Anfall Flüssigkeit nach Massenerhaltungssatz

4. Vorschlag Bauteilauslegung

Wärmespeicher	362 kW _{th}	50 h	30 K	4,18 kJ/kg/K	156.000 l
		30%	Speicherung des Wärmanfalls		
Biogasspeicher	66.058 m³ BG/h	50 h	Biogasverluste	2,0%	3.310 m³

5. Einspeisung Elektrizität

G. Einspeisung Elektrizität		
Stromproduktion		1.288.845 kWh/a
keine Vergütung wg. schwach pos. Spotmarktpreise		0 kWh/a
Kabelverluste Niederspannung	0,0%	0 kWh/a
Trafoverluste	0,6%	7.733 kWh/a
Einspeisung		1.281.112 kWh/a

bei einem Kabel unter 50 m Länge
Einspeisung mittelspannungsseitig

6. Wirtschaftlichkeitsabschätzung

6.1 Einnahmen

Zuschlagswert: 17,58 ct/kWhel Der hier verwendete anzulegende Wert dient nur der Berechnung dieser Beispielanlage. Das Biogas Forum Bayern übernimmt keine Gewähr dafür, dass mit diesem Wert ein Zuschlag in der Ausschreibung erzielt werden kann.

Mehrerlös Flexibilität: 5,5 ct/kWhel Quelle: Biogas Forum Bayern, Vermarktung und Eigennutzung von Strom (2025)

	elektrische Arbeit	Multiplikator	Einnahmen
anzulegender Wert	1.281.112 kWhel/a	0,176 €/kWhel	225.219 €/a
Mehreinnahmen durch flexible Fahrweise	1.281.112 kWhel/a	0,055 €/kWhel	70.461 €/a
Flexibilitätszuschlag	700 kWhel	100 €/kWhel	70.000 €/a
Stromeinnahmen gesamt			365.680 €/a
Wärme			0 €/a
Einnahmen Summe			365.680 €/a

Düngerwert 1.703 m³/a 50% 3,00 €/m³ 2.555 €/a zusätzlicher Dünger aus Nicht-Wirtschaftsdünger

6.2 Ausgaben

6.2.1 Anschaffungen Betriebsstd. BHKW: 80.000 Bh

	Anschaffungs- wert	Nutzungsdauer	anfänglicher Zinssatz	Zins	Abschreibung, linear
Bauwerk Rest, Wege, Umwallung	60% 606.000 €	20,0 a	4,0%	12.120 €/a	30.300 €/a
BHKW	1.050 €/kWel 735.000 €	20,0 a	4,0%	14.700 €/a	36.750 €/a
Wärmespeicher	1,0 €/l 156.000 €	20,0 a	4,0%	3.120 €/a	7.800 €/a
Gasspeicher	20 €/m³ 66.200 €	10,0 a	4,0%	1.324 €/a	6.620 €/a
Technik	108.600 €	11,0 a	4,0%	2.172 €/a	9.873 €/a
Netzanschluss	130 €/kWel 91.000 €	20,0 a	4,0%	1.820 €/a	4.550 €/a
Planung, Genehmigung	4% 40.400 €	20,0 a	4,0%	808 €/a	2.020 €/a
Summen	1.803.200 €			36.064 €/a	97.913 €/a

= 50 h Speicherung

6.2.2 Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, sonstiges

Instandhaltungskosten				
BHKW	1.281.112 kWhel/a	0,014 €/kWhel	50 % von Vollwartungsvertrag	8.968 €/a
Bauwerk	606.000 €	1,0% p.a.		6.060 €/a
Gasspeicher	66.200 €	3,0% p.a.		1.986 €/a
Wärmespeicher	156.000 €	1,0% p.a.		1.560 €/a
Technik	108.600 €	3,0% p.a.		3.258 €/a
Netzanschluss	91.000 €	0,8% p.a.		728 €/a
betriebsgebundene Kosten				
Arbeitszeitbedarf Anlagenbetreuung	512 h/a	25,0 €/h		12.793 €/a
bedarfsgebundene Kosten				
Milchviehgülle	5.709 t/a	0,50 €/t		2.855 €/a
Rinderfestmist	740 t/a	1,00 €/t		740 €/a
Kleegras	760 t/a	32,14 €/t (Biogas Journal 5/2024; frei Silo)		24.426 €/a
Maissilage	1.450 t/a	43,75 €/t (Biogas Journal 5/2024; frei Silo)		63.438 €/a
Eigenbedarf	1.288.845 kWhel/a	8,0%	0,2308 €/kWhel	23.797 €/a
Arbeitszeitbedarf Substratbeschaffung (in Substratkosten miteingerechnet)				
Arbeitszeitbedarf Feststofffütterung	231 h/a	25,0 €/h		5.777 €/a
Gärproduktausbringung (Dienstleistung)	1.703 m³/a	5,0 €/m³		8.515 €/a
sonstige Kosten				
Laborbetreuung				1.000 €/a
Versicherung	1.803.200 €	0,5%		9.016 €/a
Verwaltung allgemein				3.000 €/a
Summe laufende Kosten				177.917 €/a

Mist, Kleegras, Mais
Nicht-

6.3 Zusammenstellung

6.1 Einnahmen	
Kleinanlagentarif	365.680 €/a
Düngerwert Gärrest ohne Gülle	2.555 €/a
Zins und AfA	43% 133.977 €/a
6.2.2 Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, sonstiges	57% 177.917 €/a
Unternehmergewinn	56.341 €/a
	Arbeitsansatz
Gewinn	18.570 €/a
	74.911 €/a

368.235 €/a

311.894 €/a

[illegible]

Zitiervorlage: Pritscher, C. und Wagner, R. (2026): Wirtschaftlichkeit von Kleinbiogasanlagen auf Güllebasis. In: Biogas Forum Bayern, 02/2026, Hrsg. ALB Bayern e. V., www.alb-bayern.de/bif32, 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