

Machbarkeitsstudie

ÄFlexibilisierung und Ausschreibung

Biogasanlage, Leistungsklasse: 150 kW



Erstellungsdatum: 21.12.2018
Erstellt von: renergie Allgäu e. V.

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung.....	3
1.1. Aufgabenstellung und Zielsetzung	3
1.2. Zusammenfassung und Fazit.....	3
2. Ausgangssituation.....	6
2.1. Betrieb.....	6
2.2. Anlagenschema	7
3. Machbarkeitsanalyse	10
3.1. Variantenbildung	10
3.1.1. Variante 0: BHKW_150 bis 2020 + 10 Jahre	10
3.1.2. Variante 1: BHKW_150 und BHKW_80 bis 2020 +10 Jahre.....	10
3.1.3. Variante 2: BHKW_150 bis 2020, bis 2030 BHKW_150 und ein neues BHKW mit 150 kW (BHKW_150 neu)	11
3.1.4. Variante 3: BHKW_150 bis 2020 bis 2030 BHKW_150 und ein neues BHKW mit 200 kW (BHKW_200)	11
3.1.5. Variante 4: BHKW_150 bis 2020 bis 2030 BHKW_150 und ein neues BHKW mit 300 kW (BHKW_300)	12
3.1.6. Ausschreibungsteilnahme	12
3.2. Ergebnisse	13
3.2.1. Auswertung Variante 0.....	13
3.2.2. Auswertung Variante 1.....	14
3.2.3. Auswertung Variante 2.....	15
3.2.4. Auswertung Variante 3.....	15
3.2.5. Auswertung Variante 4.....	16
3.3. Exkurs Düngeverordnung	16
4. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	19
5. Anhang.....	20
5.1. Anhang 1: Wirtschaftlichkeitsdaten Varianten Grobvergleich.....	20
5.2. Anhang 2: Wirtschaftlichkeitszahlen Variante 0	21
5.3. Anhang 3: Wirtschaftlichkeitszahlen Variante 1	22

5.4. Anhang 4: Wirtschaftlichkeitszahlen Variante 2	23
5.5. Anhang 5: Wirtschaftlichkeitszahlen Variante 3	24
5.6. Anhang 6: Datenerhebungsbogen	25

1. Zusammenfassung

1.1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

Die Biogasanlage wurde im Rahmen des Projektes „Energiewende Unterallgäu“ als einer der musterhaft zu untersuchenden Betriebe ausgewählt. Maßgeblich für die Auswahl waren

- die Leistungsklasse und der Wille zur Flexibilisierung,
- die Ausschreibungsteilnahme,
- die EEG-Restlaufzeit von ca. 2 Jahren,
- die Willensbekundung des Anlagebetreibers zur Mitwirkung im Projekt.

Ziel der vorliegenden Studie ist die Darstellung der Machbarkeit hinsichtlich einer möglichen flexiblen Fahrweise der bestehenden Biogasanlage, bzw. einer Anlagen-erweiterung. Parallel hierzu werden die wirtschaftlichen Möglichkeiten einer Ausschreibungsteilnahme beleuchtet.

Die vorliegende Ausarbeitung gilt als modellhafte Darstellung für Biogasbestandsanlagen ähnlicher Konstellation, welche einen EEG-Vergütungszeitraum von weniger als 8 Jahren in Anspruch nehmen, und somit an der Ausschreibung teilnehmen können.

1.2. Zusammenfassung und Fazit

Im Hinblick auf das Ende des Vergütungszeitraums durch das EEG und den neuen rechtlichen Vorgaben durch die Ausschreibungen im EEG 2017, wurde durch den Betreiber eine Anlagenflexibilisierung als positiv bewertet. Die im ersten Schritt in einer groben Faustzahlenrechnung untersuchten Varianten wurden vorselektiert und die in Frage kommenden 4 Varianten wurden mittels einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung analysiert. Dabei zeigte sich, dass die Varianten 0 und 1 mit teils

drastischer Reduktion der Gaserzeugungsmenge verbunden sind. Da im EEG 2017 eine sogenannte doppelte Überbauung gefordert ist, darf die Bemessungs- oder durchschnittliche Leistung der Anlage ab 2021 maximal 50% der installierten Leistung betragen. Ohne einen Zubau von BHKW-Kapazität müssen in Variante 0 die Gaserzeugung um 88 kW und in Variante 1 um 48 kW reduziert werden (Leistungswerte bezogen auf die Stromerzeugung). Damit lebt der Betrieb in diesen beiden Varianten von der Substanz, ohne wesentliche Investitionen in die Zukunftsfähigkeit der Anlage tätigen zu können.

Die Varianten 2 und 3 sind durch Investitionen in neue BHKW und echte Flexibilisierung gekennzeichnet. Da jedoch die Kosten für Netzanschluss und Erweiterung des Gasspeichers durch die in der Leistungsklasse sehr geringen erzielbaren Erlöse in den EEG 2017 Biomasse-Ausschreibungen nicht gedeckt werden können, liegen die Grenzkosten bereits über dem möglichen Höchstgebot von 16,73 ct/kWh in 2018. Somit lassen sich diese Investitionen nicht wirtschaftlich tragen.

In der initialen Planungsphase ließen sich auch Varianten 0 und 1 nicht wirtschaftlich darstellen. Da der Betreiber hinter dem Anlagenkonzept steht und die klimaschutzwirksame Güllevergärung aufrechterhalten möchte, wurde nachträglich noch in einer Betriebszweiganalyse die Kostenstruktur genauer untersucht. In Bezug auf das Jahr 2016 konnte damit ein geringerer möglicher Kostenrahmen von 2,86 ct/kWh anstatt dem Literaturwert 4 ct/kWh gefunden werden. In einem zweiten Schritt wurden So-wieso-Kosten, die bei einem Weiterbetrieb der Landwirtschaft bei gleichzeitiger Aufgabe der Biogasanlage wieder auf die Landwirtschaft zurückfallen würden (z. B. Ausbringungskosten), von der Kostenstruktur abgezogen und damit betriebswirtschaftlich der Landwirtschaft aufgelastet. Somit ergaben sich geringe Fixkosten zum Anlagenbetrieb von 1,575 ct/kWh und damit eine Möglichkeit, den Weiterbetrieb der Anlage wirtschaftlich zu gestalten.

Der Betreiber wählte im Studienzeitraum Variante 1 und nahm erfolgreich an der EEG 2017 Biomasseausschreibung 2018 teil.

Um dem Betreiber zu ermöglichen, am weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieversorgung in Deutschland teilzuhaben und sinnvolle flexible Betriebskonzepte zu

verwirklichen, müssen politische Weichen gestellt werden um die Klimaschutzwirksamkeit solcher landwirtschaftlicher Gülleverwertungsanlagen wirtschaftlich zu belohnen und damit diese Anlagenklassen wieder konkurrenzfähig gegenüber größeren Wettbewerbern in den Ausschreibungen und wirtschaftlich im Rahmen der maximalen Zuschlagswerte zu machen. Die Einführung eines „Klimaschutzzuschlags“ wäre eine Möglichkeit, um den kontrollierten Rückbau des landwirtschaftlichen Biogas-Anlagenparks – was im Effekt die Wirkung des aktuellen Ausschreibungsdesigns ist – zu verhindern. Hier ist dringender politischer Handlungsbedarf zu erkennen, damit Betreiber wieder die Möglichkeit zu Investitionen und zum Weiterbetrieb haben. Nur so kann die Region Unterallgäu die Ziele des Projekts „Energiewende Unterallgäu“ zeitnah erreichen.

Ein Ausbau der Wärmenutzung und weiterer Möglichkeiten zur Diversifizierung wurde nicht untersucht, da in der Variante 1 keine Zukunftsperspektive für die Zeit nach 2030 eröffnet wurde und damit Investitionen und Erweiterungen nicht möglich sind.

2. Ausgangssituation

2.1. Betrieb

Das Unternehmen aus dem Landkreis Unterallgäu betreibt eine Biogasvergärungsanlage mittlerer Größe mit den nachfolgend genannten Daten.



Höchstbemessungsleistung in kW	199,5		
BHKW-Bezeichnung	BHKW_40	BHKW_80	BHKW_150
Anlagenleistung in kW	40	80	150
Inbetriebnahme Datum	01.12.1999	01.07.2002	01.06.2009
Boni	Gülle, KWK-3cent		
Motortyp	Zündstrahlmotor	Zündstrahlmotor	Zündstrahlmotor
Hersteller	Schnell	Schnell	Scania
Bemerkung BHKW	BHKW seit 08/2018 defekt	in Betrieb	in Betrieb

Tabelle 1: Grobübersicht aktuell installierter Blockheizkraftwerke der Biogasanlage

Seit August 2018 ist das im Jahr 1999 in Betrieb genommene BHKW_40 defekt. Die im Jahr 2002 und 2009 in Betrieb genommenen Aggregate BHKW_80 und BHKW_150 laufen aktuell in Volleinspeisung. Die anfallende Wärme, die bei der Stromerzeugung entsteht, wird zunächst für den Eigenbedarf der Gärbehälter genutzt, um den Gärprozess aufrecht zu erhalten. Neben der internen Nutzung, wird die im BHKW anfallende Wärme zusätzlich für die Beheizung eines Mietshauses, einer Werkstatt, des Melkstands, das Stallbüro sowie 3 Wohnungen genutzt.

2.2. Anlagenschema

Nachfolgende Abbildungen 1 und 2 zeigen das Anlagenschema sowie das Luftbild der Biogasanlage.

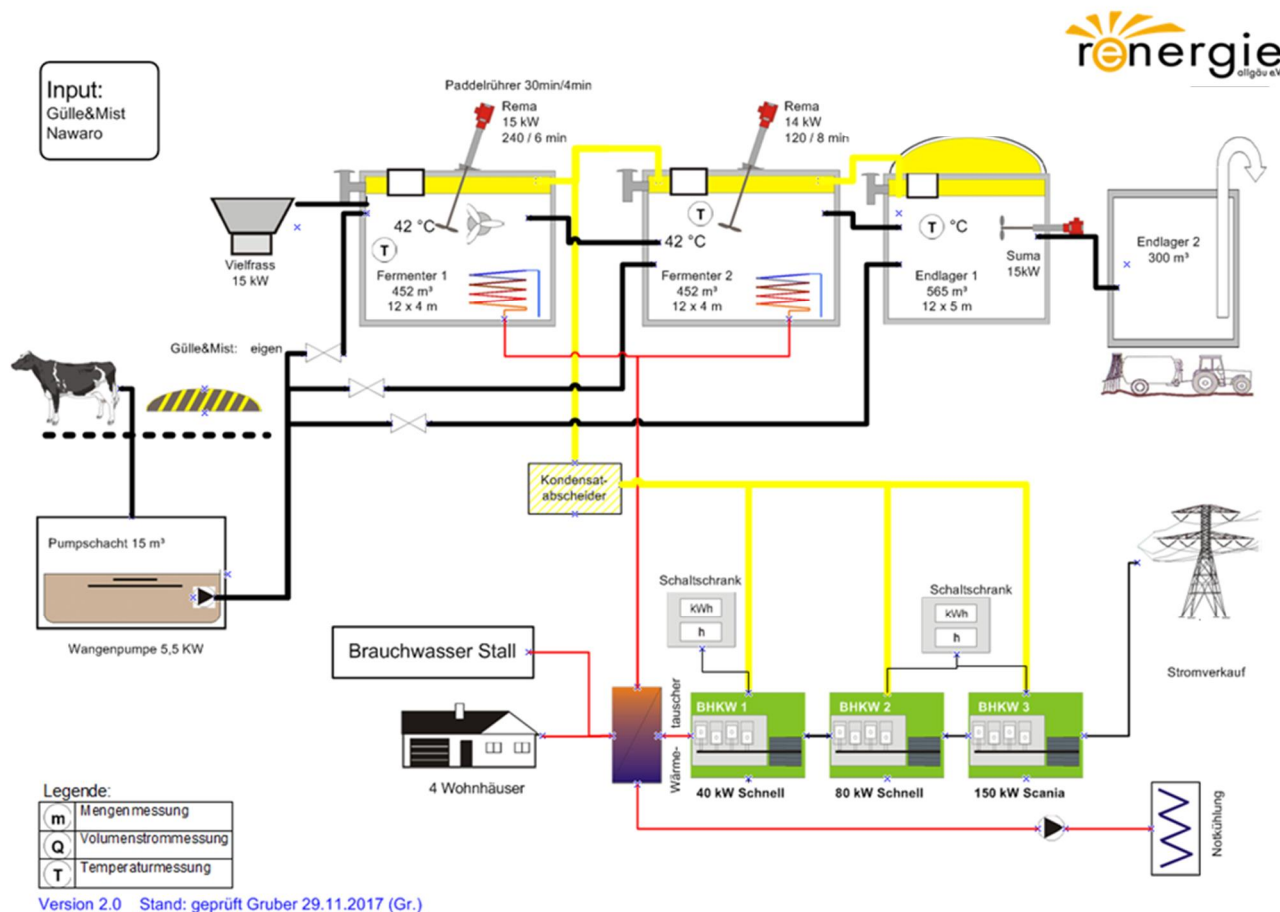


Abbildung 1: Anlagenschema Stoffströme (Stand 11/2017)

Die Biogasanlage besteht aus zwei Fermentern mit jeweils 452 m³, einem Nachgärbehälter 700 m³, sowie je einem gasdichten Gärrestlager mit 565 m³, und einem Gärrestlager mit 300 m³. Im Jahr 2017 wurden Einsatzstoffe mit einer Gesamttonnage von 4.778 Tonnen eingebracht. Diese teilen sich im Wesentlichen auf in Mais-/Grasilage (2.561 t), sowie Rindergülle und Mist inklusive Futterreste (2.217 t). Somit wurden im Jahresmittel 46% Masseprozent Gülle und Mist eingesetzt.

Die eingespeiste Strommenge im Jahr 2017 belief sich auf insgesamt 1.414.951 kWh. Die Einspeisung erfolgt nach dem Prinzip der Überschusseinspeisung. Der Gasverbrauch erfolgte über ein BHKW (Zündstrahlmotor). Die Jahresstromproduktion belief sich im Jahr 2017 auf ca. 1.424.150 kWh el. Die Faulraumbelastung liegt aktuell bei 4.845 kg oTS pro Tag.

Tabelle 2: Einsatzstoffe und erzeugte Gasmengen der Biogasanlage

1. Gaserzeugungsberechnung

Einsatzstoffe	Menge GV, ha	Ertrag m³, t / a	Jahresmenge t / a	tägliche Ration kg / d	Biogasmenge m³/d m³/a					
Gülle, Mist										
Rindergülle mit Futterresten	1	180	180	493	15	5.472				
Rinder-Festmist							200	548	52	19.125
Nawaro										
Maissilage	60	55	3.300	9.041	1.954	713.213				
Grassilage	30	65					1.950	5.342	1.010	368.550
Sonstige										
Gesamt			5.630	15.425	3.031	1.106.360				



Abbildung 2: Luftbild (Stand 10/2018)

3. Machbarkeitsanalyse

3.1. Variantenbildung

Um eine Weiterentwicklung des bestehenden Anlagenkonzepts anzustoßen, wurden in vorbereitenden Gesprächen mit dem Betreiber nachfolgende Entwicklungsideen bzw. Varianten aufgegriffen, diskutiert und zur weiteren Untersuchung bestimmt. Der Betreiber lehnte eine extreme Flexibilisierung (Installation der bis zu 5-fachen Leistung der durchschnittlichen Erzeugungsleistung) mit Hinblick auf die hohe Investition und das für den Betrieb nicht tragbare Risiko ab. Dadurch schränkten sich die Möglichkeiten ein und es wurde nur bis zu einer 2,5-fachen Überbauung Betrachtungen angestellt. Zur ersten Charakterisierung wurde ein Grobvergleich (siehe Anhang) anhand von Faustzahlen und vorhandenen Informationen angestellt und auf Basis dieser Vorüberlegungen konnten folgende Varianten gebildet werden:

3.1.1. Variante 0: BHKW_150 bis 2020 + 10 Jahre

In Variante 0 (Var0) wird das BHKW_150 bis zum Jahr 2020 mit 150 kWel in der bisherigen EEG-Festpreisvergütung weiter betrieben.

Var0 kennzeichnet sich somit durch folgende Parameter:

- Weiterbetrieb des BHKW_150 mit einer installierten Leistung von 150 kWel bis zum Jahre 2020
- Anlagenflexibilisierung durch Reduktion der Gaserzeugungsleistung auf ein Stromerzeugungspotential von im Mittel 75 kWel und Verlängerung des Vergütungszeitraumes um weitere 10 Jahre bis zum Jahr 2030; Einspeisevergütung bis zu 16,73 ct/kWh
- bis zum Jahr 2030; Einspeisevergütung bis zu 16,73 ct/kW
- Keine Nutzung der Flexibilitätsprämie, Flexibilitätszuschlag ab 2021

3.1.2. Variante 1: BHKW_150 und BHKW_80 bis 2020 +10 Jahre

In Variante 1 (Var1) werden die bestehenden BHKW_150 und BHKW_80 bis zum Jahr 2020 in der bisherigen EEG-Festpreisvergütung weiter betrieben. Ab Beginn des Jahres 2021 wird die Anlage mit einer installierten Leistung von 230 kW, einer

Bemessungsleistung von 115 kW und einer festen Einspeisevergütung von bis zu 16,73ct/kWh weiterbetrieben.

Var1 kennzeichnet sich somit durch folgende Parameter:

- Weiterbetrieb des BHKW_150 und des BHKW_80 mit einer installierten Leistung von 230 kWel bis zum Jahre 2020
- Anlagenflexibilisierung durch Reduktion der Gaserzeugungsleistung auf ein Stromerzeugungspotential von im Mittel 115 kWel und Verlängerung des Vergütungszeitraumes um weitere 10 Jahre bis zum Jahr 2030; Einspeisevergütung bis zu 16,73 ct/kWh
- Flexibilitätsprämie bis 2020, Flexibilitätszuschlag ab 2021

3.1.3. Variante 2: BHKW_150 bis 2020, bis 2030 BHKW_150 und ein neues BHKW mit 150 kW (BHKW_150 neu)

In Variante 2 (Var2) wird das bestehende BHKW_150 und BHKW_80 bis 2020 in der bisherigen EEG- Einspeisevergütung weiterbetrieben.

Ab Beginn des Jahres 2021 wird die Anlage mit dem bestehenden BHKW_150 und einem neuen BHKW_150 im Rahmen der Ausschreibung mit einer festen Einspeisevergütung von 16,73 ct/kW betrieben. Die installierte Leistung beträgt 300 kW und die Bemessungsleistung 150 kW.

Var 2 kennzeichnet sich somit durch folgende Parameter:

- Weiterbetrieb des BHKW_150 bis zum Jahr 2020
- Anlagenflexibilisierung und Verlängerung des Vergütungszeitraumes um weitere 10 Jahre bis zum Jahr 2030; Einspeisevergütung 16,73 ct/kWh
- Erweiterung durch BHKW_150
- Flexibilitätsprämie bis 2020, Flexibilitätszuschlag ab 2021

3.1.4. Variante 3: BHKW_150 bis 2020 bis 2030 BHKW_150 und ein neues BHKW mit 200 kW (BHKW_200)

In Variante 3 (Var3) wird das bestehende BHKW_150 bis 2020 in der bisherigen EEG- Einspeisevergütung weiterbetrieben.

Ab Beginn des Jahres 2021 wird die Anlage mit dem bestehenden BHKW_150 und einem neuen BHKW_200 im Rahmen der Ausschreibung mit einer festen Einspeisevergütung von 16,73 ct/kW betrieben. Die installierte Leistung beträgt 350 kW und die Bemessungsleistung 175 kW.

Var3 kennzeichnet sich somit durch folgende Parameter:

- Weiterbetrieb des BHKW_150 mit bis zum Jahr 2020
- Anlagenflexibilisierung und Verlängerung des Vergütungszeitraumes um weitere 10 Jahre bis zum Jahr 2030; Einspeisevergütung 16,73 ct/kWh
- Erweiterung durch BHKW_200
- Flexibilitätsprämie

3.1.5. Variante 4: BHKW_150 bis 2020 bis 2030 BHKW_150 und ein neues BHKW mit 300 kW (BHKW_300)

In Variante 4 (Var4) wird das bestehende BHKW_150 bis 2020 in der bisherigen Einspeisevergütung weiterbetrieben. Ab Beginn des Jahres 2021 wird die Anlage mit dem bestehenden BHKW_150 und einem neuen BHKW_300 im Rahmen der Ausschreibung mit einer festen Einspeisevergütung von 16,73 ct/kW betrieben. Die installierte Leistung beträgt 450 kW und die Bemessungsleistung 180 kW.

Var3 kennzeichnet sich somit durch folgende Parameter:

- Weiterbetrieb des BHKW_150 mit einer installierten Leistung von 230 kW bis zum Jahr 2020
- Anlagenflexibilisierung und Verlängerung des Vergütungszeitraumes um weitere 10 Jahre bis 2030; Einspeisevergütung 16,73 ct/kW
- Erweiterung durch BHKW_300
- Flexibilitätsprämie

3.1.6. Ausschreibungsteilnahme

Der Betreiber hat an der Ausschreibungsrunde im September 2018 erfolgreich teilgenommen und damit einen Zuschlag für weitere 10 Jahre (bis einschließlich Ende

2030) erhalten. Somit kann die Anlage mit einer festen Einspeisevergütung von bis zu 16,73 ct/kWh (je nach Gebotshöhe) bis 2030 rechnen. Hierbei ist die Vermarktung des erzeugten Stromes über einen zugelassenen Stromhändler (Direktvermarkter) notwendig. Als Ausschreibungsvoraussetzung gilt, die sog. „doppelte Überbauung“, was eine Flexibilisierung der Anlage zur Folge hat. Die bisherige Bemessungsleistung von 163 kW wird somit auf 75 kW reduziert, bzw. die Gaserzeugungsmenge dieser Leistung angepasst.

3.2. Ergebnisse

Zur ersten Faustzahlen-Abschätzung wurde ein Varianten-Grobvergleich mit Schätzwerten erstellt (siehe Anhang 1 *Grobvergleich*). Nach diesem Grobvergleich wurden die einzelnen Varianten mit genauen Zahlen des Betreibers nochmals detailliert berechnet und ausgewertet. Zusätzlich wurden Alternativen zur Vorhaltung des Lagerhauses auf Grundlage der aktuellen Düngeverordnung betrachtet (siehe Abschnitt 3.3 *Exkurs Düngeverordnung*).

3.2.1. Auswertung Variante 0

Wie in Abbildung 3 dargestellt lässt sich für Variante 0 innerhalb des Planungszeitraumes 2019-2030 ein positives Ergebnis darstellen. Der interne Zinsfuß über diesen Zeitraum liegt bei 76,1%,

bzw. einem Nettobarwert von 260.344 €. Die ungewöhnlich gute Verzinsung der eingesetzten Investition liegt daran, dass in dieser Variante der Betrieb von der Substanz lebt und hauptsächlich auf Basis bereits abgeschriebener Investitionen eine Wirtschaftlichkeit entsteht. Die Investition kann als betriebswirtschaftlich sinnvoll betrachtet werden während die Anlage „auf das Abstellgleis“ gestellt wird und nach Ende des Betrachtungszeitraums nicht weiter betrieben werden kann. Zum Aufbau einer zukunftsfähigen Energieversorgung aus der Landwirtschaft trägt diese Maßnahme nicht bei.

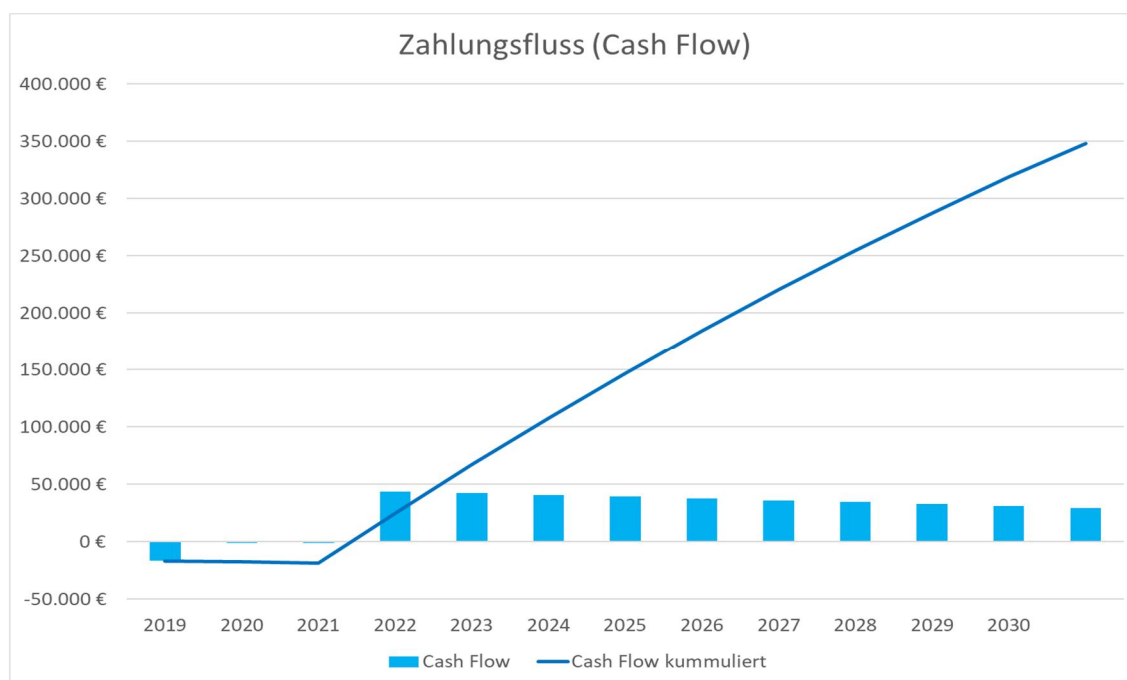


Abbildung 3 : Zahlungsfluss Variante 0

3.2.2. Auswertung Variante 1

Wie in Abbildung 4 dargestellt lässt sich auch Variante 1 nur durch die geringe Investition, nämlich der Überholung des BHKW_80 und der Umrüstung der BHKW auf RME (Raps-Methyl-Esther) als Zündöl ein positives Ergebnis darstellen. In den Jahren 2019 und 2020 werden keine Gewinne aus der Flexprämie oder dem Fahrplanbetrieb erwirtschaftet, da der Betreiber erst ab dem Jahr 2021 in die Flexible Erzeugung einsteigt. Der interne Zinsfuß über diesen Zeitraum liegt bei 33,86%, bzw. einem Nettobarwert von 262.153,30 €.

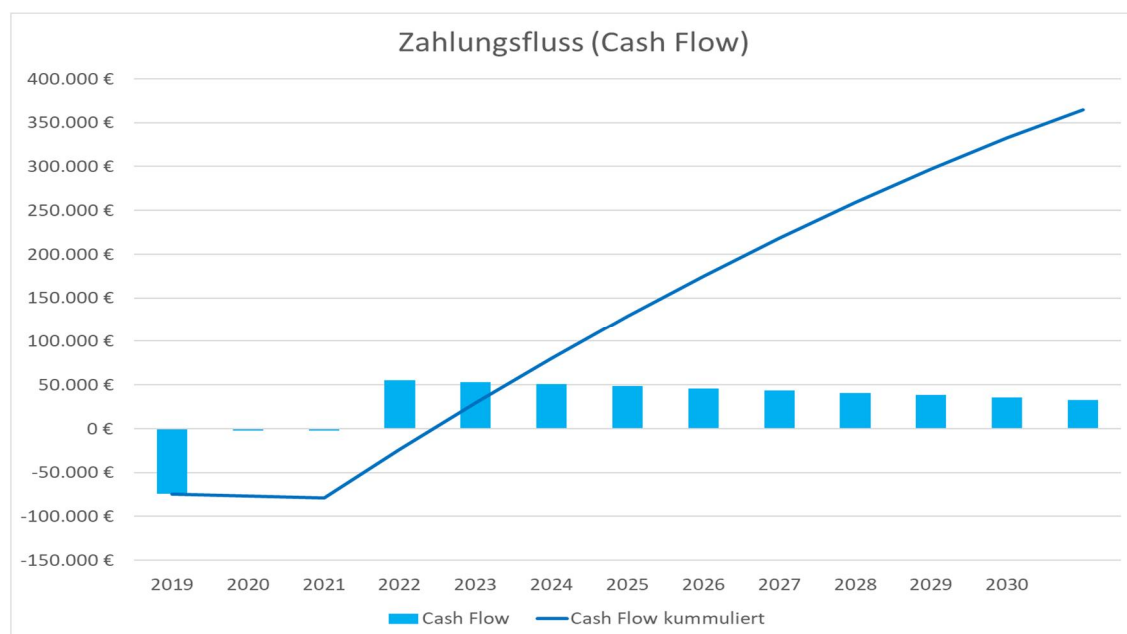


Abbildung 4: Zahlungsfluss Variante 1

3.2.3. Auswertung Variante 2

Zusätzlich zu den Kosten für die Umrüstung auf RME stellt in Variante 2 die Investition in ein neues BHKW_150 die dazugehörige Peripherie und Kosten für eine größere Trafostation den wesentlichen Kostenfaktor dar. Die Gasaufbereitungstechnik und Gasspeicher erhöhen die Kosten für Technik. Kosten für Leitungen und die Anpassung des Messkonzepts sowie Unvorhergesehenes werden pauschal eingeplant. Der interne Zinsfuß über diesen Zeitraum liegt bei 9,94%, bzw. einem Nettobarwert von 123.699,13 ú.

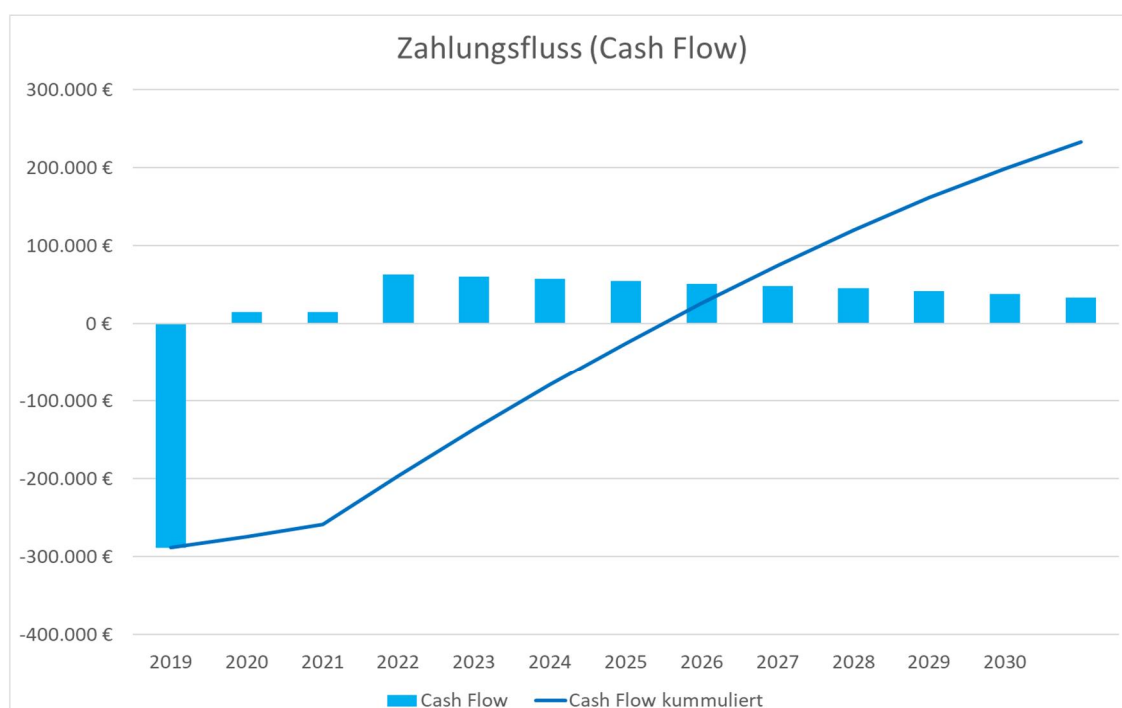


Abbildung 5: Zahlungsfluss Variante 2

3.2.4. Auswertung Variante 3

Auch in Variante 3 stellt die Investition in ein neues BHKW_200 einen großen Kostenfaktor dar. Zusätzlich wird wegen der Leistungserhöhung und der erhöhten Flexibilität ein zusätzlicher Gasspeicher benötigt. Ab 2021 können jedoch durch den zusätzlichen Leistungszubau wesentliche Mehrerlöse aus der EEG-Ausschreibungsvergütung erzielt werden. Der interne Zinsfuß über diesen Zeitraum liegt bei 10,67%, bzw. einem Nettobarwert von 152.686,32 ú.

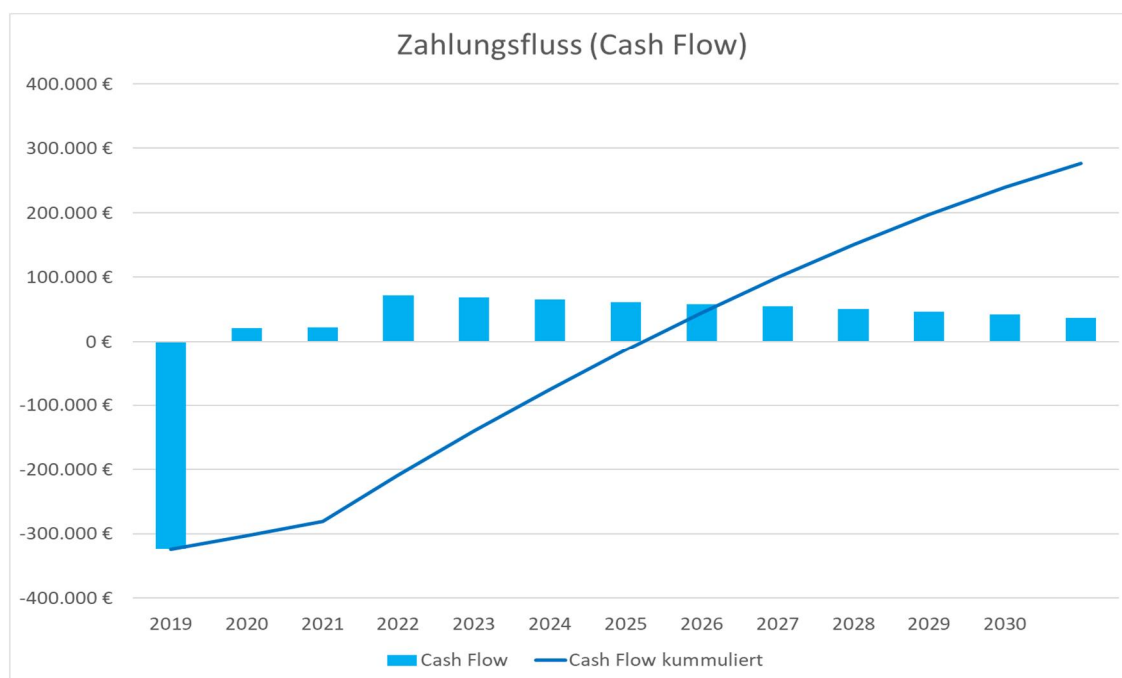


Abbildung 6: Zahlungsfluss Variante 3

3.2.5. Auswertung Variante 4

Variante 4 wurde bereits bei der Grobplanung vom Betreiber ausgeschlossen und deshalb nicht genauer in Betrachtung gezogen.

3.3. Exkurs Düngeverordnung

Die Auswirkungen der Düngeverordnung (DüngeVO) auf Betreiber von Biogasanlagen ist nachfolgend dargestellt. Die Diskussion in der Umsetzung der neuen Düngeverordnung hat viele Aspekte, die ungeklärt sind. Die Betreiber von Biogasanlagen müssen sich finanziell auf eine Mehrbelastung einstellen und sich mit diversen rechtlichen Besonderheiten auseinandersetzen.

Die wichtigsten Punkte sind nachfolgend dargelegt:

- Beschränkung der Ausbringmenge

Die Obergrenze für die maximal betriebliche Ausbringmenge bei Wirtschaftsdünger von 170 kg N/ha greift nun auch für Gärreste. Bisher sieht der Entwurf in § 6 Abs. 3 DüngeVO noch die Möglichkeit einer Ausnahme (ÄDerogationsregelÄ) für Wirtschaftsdünger vor.

Besonders flächenschwache Betriebe trifft der Überschuss von Gärrest und damit hohe Kosten für Transport und Verwertung. Andererseits muss Mineraldünger aufgrund hoher Nährstoffentzüge (z.B. Grünland bis zu 300 kg N) hinzugekauft werden.

- Lagerkapazität

Eine erhöhte Lagerkapazität zieht auch der § 12 DüngeVO ff. nach sich. Demnach soll die Lagerkapazität für organische Dünger von sechs Monaten Fassungsvermögen unter bestimmten Umständen auf mindestens neun Monate erhöht werden. Diese Regelung wurde eingeführt, da die Gülle Gewässerschonender und effektiver eingesetzt werden soll. Zusätzlich verlangt die AwSV die Sammlung, Speicherung und Verwertung von verschmutztem Oberflächen- und Niederschlagswasser. Damit erhöht sich das gesamte betriebliche Speicher- & Ausbringvolumen erheblich. Durch die Nachrüstungsmaßnahmen ergeben sich einige Querverstreungen zu anderen Rechtsbereichen, welche weitere Folgekosten nach sich ziehen.

- Umsetzung Umwallung

Böden und Gewässer sollen durch die Errichtung von Umwallungen besser geschützt werden.

Probleme gibt es bei der Umsetzung in Hanglagen, bei grenznaher Bebauung und Hof-interner Lage. Bei manchen Betrieben ist eine Umwallung aus Kostengründen technisch und wirtschaftlich nicht mehr darstellbar. Ausnahmeregelungen für Altanlagen mit schwierigen vor Ort Begebenheiten wären hier sinnvoll. Bei Neuanlagen ist keine Genehmigung ohne Umwallungskonzept mehr möglich.

- Verwertung von Reststoffen in Biogasanlage nicht möglich.

Die Düngeverordnung lässt die Verwertung von Wirtschaftsdüngern auf Flächen außerhalb von landwirtschaftlichen Nutzflächen nicht zu. Eine Aufnahme von Nährstoffen über Landschaftspflegegras oder Grasschnitt aus kommunalen Flächen ist bei der Stoffstrombilanzierung ohne Nährstoffrückführung nicht mehr möglich.

- Genehmigung nach BImSchV

Baurechtlich genehmigte Anlagen fallen ab einer Lagerkapazität von 6.500 m³ unter die BImSchV. Dies betrifft auch schon kleinere Betriebe mit hohem Gülleeinsatz. Eine Befreiung wäre für die betroffenen Betriebe eine Entlastung. Andererseits sind externe, offene Gärrestlager nicht genehmigungsfähig.

- Genehmigung nach BImSchV- Störfallverordnung

Die Eintrittsschwelle von etwa 7.700 m³ Gaslagerraum (10.000 kg) liegt im Vergleich zu anderen Brennstoffen sehr niedrig und hindert Betreiber daran, vorrausschauend Lagerkapazitäten zu schaffen und Gasspeicher zu bauen, welche für eine systemdienliche Flexibilisierung sinnvoll und notwendig wären. Vergleichsweise liegt die Eintrittsschwelle zur Störfallverordnung bei Erdgasanlagen mit 50.000 kg Lagerkapazität deutlich höher.

Fazit:

Die Menge und Qualität an Gärresten wird somit zunehmend begrenzender Faktor für den Betrieb der bestehenden Anlagen. Zunehmend ist zu erkennen, dass es für Betreiber rentabel ist, auf Gülle als Einsatzstoff und die Inanspruchnahme des Güllebonus zu verzichten und, wenn möglich, Trockenfermentationsbonus zu beanspruchen. Die Gülle wird in den Anlagen zunehmend von Gärrest- und Stickstoffarmen Substraten ersetzt, welche im Wesentlichen Maissilage, CCM, Körnermais oder Getreide darstellen. Die anfallende Gülle wird nicht mehr in den Biogasanlagen demethanisiert und oftmals in bisher stillgelegten, bestehenden JGS-Anlagen der Tierhaltung wieder eingelagert. Die zunehmenden Anforderungen erhöhen die Kostenstrukturen des in Bayern landwirtschaftlich geprägten Anlagenparks erheblich. In Anbetracht der deutlich sinkenden Vergütungsperspektive im Ausschreibungsmodell, werden zunehmend kleine, befürwortete Anlagenkonzepte mit hohem Gülleinsatz nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben sein. Der landwirtschaftliche Strukturwandel macht auch im Biogasbereich nicht halt, wird mit den neuen Regelungen aktiv beschleunigt und macht viele bisherige Anstrengungen zum Klimaschutz und einer dezentralen Energiewende mit Wertschöpfung im ländlichen Raum zunichte.

4. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Grobübersicht aktuell installierter Blockheizkraftwerke der Biogasanlage .	6
Tabelle 2: Einsatzstoffe und erzeugte Gasmengen der Biogasanlage	8
Abbildung 1: Anlagenschema Stoffströme (Stand 11/2017)	7
Abbildung 2: Luftbild (Stand 10/2018)	9
Abbildung 3 : Zahlungsfluss Variante 0	14
Abbildung 4: Zahlungsfluss Variante 1	14
Abbildung 5: Zahlungsfluss Variante 2	15
Abbildung 6: Zahlungsfluss Variante 3	16

5. Anhang

5.1. Anhang 1: Wirtschaftlichkeitsdaten Varianten Grobvergleich

In einem ersten Schritt wurden die Varianten grob berechnet. Die Zahlen dienen nur der Orientierung und weichen von den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsrechnungen ab. Auf diese Weise werden jedoch der schnelle und kostengünstige Vergleich verschiedener Varianten und der Ausschluss ungeeigneter Varianten ermöglicht. Die Leistungs- und Kostenangaben beziehen sich auf 7 Jahre.

Varianten Grobvergleich

Installierte Leistung	270 kWel				
Bemessungsleistung aktuell	180 kWel				
Höchstbemessungsleistung	kWel				
Planungszeitraum 1	2 Jahre			EEG-Laufzeit	Planungszeitraum
Planungszeitraum 2	10 Jahre			1999 bis 2020	2019 bis 2031
Leitungsverluste	nicht betrachtet				
	Variante 0	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
	150 kW +	150 + 80 kW +	150 + 150 kW	150 + 200 kW	150 + 300 kW
	Gaserz. 75 kW	Gaserz. 115 kW	Gaserz. 150 kW	Gaserz. 175 kW	Gaserz. 180 kW
Leistungsänderung	150	230	300	350	450
installierte Leistung	2,0	2,0	2,0	2,0	2,5
Überbauungsfaktor	39,0%	39,0%	39,0%	39,0%	39,0%
el. Wirkungsgrad (geschätzt)	75	115	150	175	180
Bemessungsleistung ab 2021 in kWel	657.000	1.007.400	1.314.000	1.533.000	1.576.800
Stromerzeugung ab 2021 in kWhel					
Kosten (zusätzlich) Investition					
Motortausch	0	42.000	0	0	0
Umrüstung RME	15.000	30.000	15.000	15.000	15.000
Neue BHKW	0	0	105.000	140.000	200.000
BHKW Restwert	0	0	-17.000	-20.000	-28.000
Kosten Genehmigung	0	0	8.000	8.000	8.000
Umbaukosten aufgrund Genehmigung					
Gasspeicher (noch zu klären)	0	0	45.000	45.000	45.000
Netzanschluss	0	0	60.000	60.000	73.000
Schalt- und Messstation	0	0	45.000	45.000	45.000
Gärbehälter 800 m³	0	0	0	0	0
Ersatzinvestitionen ab 2021					
Summe Investition:	15.000	72.000	261.000	293.000	358.000
Zinskosten (2%)	2.100	10.080	36.540	41.020	50.120
Kosten (zusätzlich) bis 2020					
BHKW Wartung	0	0	12.000	12.000	12.000
Kosten ab 2021					
BHKW Wartung 1,0 ct/kWh	65.700	100.740	131.400	153.300	157.680
Anlagenkosten 4 ct/kWh	262.800	402.960	525.600	613.200	630.720
Davon Bezugsstromkosten					
Substratkosten Maissilage 45 Grassilage 38 Getreide 120 Gülle 2 €/TFM	462.000	777.000	1.087.000	1.167.000	1.203.000
RME	69.688	106.854	139.375	162.604	167.250
Lohnkostenansatz	150.000	200.000	230.000	270.000	300.000
Erhöhung der Netzverluste					
Kosten FlexGutachten	0	2.000	2.000	2.000	2.000
Summe Kosten:	1.027.288	1.671.634	2.424.915	2.714.124	2.880.770
Leistungen (zusätzlich) bis 2020					
FlexPrämie	18.720	18.720	35.100	55.900	68.900
Zusatzerlöse am Markt (Fahrplan, Regelernergie)	4.415	4.415	4.415	11.038	12.614
Effizienzgewinn (Substratkostenersparnis)					
Effizienzminderung Fahrplanbetrieb (Substratkosten)					
Mehrerlös Ausnutzung Höchstbemessungsleistung					
Leistungen ab 2021					
EEG Erlös 16,7 ct/kWh	1.097.190	1.682.358	2.194.380	2.560.110	2.633.256
FlexZuschlag 40 € je kW	60.000	92.000	120.000	140.000	180.000
Wärmeerlös					
Summe Leistungen:	1.180.325	1.797.493	2.353.895	2.767.048	2.894.770
Ergebnis:	153.038	125.859	-71.020	52.923	14.000
Grobabschätzung Investitionsrückfluss:	1120%	275%	negativ!	118%	104%

5.2. Anhang 2: Wirtschaftlichkeitszahlen Variante 0

Zusammenfassung wichtiger Ergebnisse

Projektkennzahlen

<i>Investition</i>	Gesamtkosten Invest	16.665 €
	Abschreibung	1.389 € / Jahr
	Restwert nach 12 Jahren	0 €
	Gesamtkosten Invest abzgl. Restwert	16.665 €
<i>Finanzierung</i>	Eingesetztes Eigenkapital	1.667 €
	Zinskosten Eigenkapital (kalkulat., nicht eingepreist)	852 €
	Eingesetztes Fremdkapital	14.999 €
	Zinskosten Fremdkapital	1.350 €
	Finanzierungskosten gesamt (kalkulat., nicht eingepreist)	2.202 €
	Lohnansatz (kalkulat., nicht eingepreist)	137.457 €

Wirtschaftlichkeitskennzahlen

Gewinn/Verlust vor Steuern	347.894 €
- abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	209.586 €
Gewinn/Verlust nach Steuern	226.131 €
- abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	87.823 €

Projektbezogene Kennzahlen

Nettobarwert	260.344 €
interner Zinsfuß	76,1%

<i>Grenzkosten</i>	bei Gewinn = 0	13,54 ct/kWh
--------------------	----------------	---------------------

Ertragsübersicht: Variante 0

Ertragsposition	Beschreibung	Betrachtungs- zeitraum	Ertrag	Steige- rung	Summe
-	-	a	€/ a		€

Zusatzerträge bis Ausschreibungsbeginn

Substratkostenersparnis	0% Wirkungsgrad, Maissilage	2	0,00 €	2,0%	0,00 €
Flexibilitätsprämie	nach aktueller Rechtslage	2	0,00 €	0,0%	0,00 €
Zusatzverkäufe am Markt	Fahrplan, Regelenergie	2	0,00 €	0,0%	0,00 €

Erträge ab Ausschreibungsbeginn

FlexZuschlag	nach aktueller Rechtslage	10	6.000,00 €	0,0%	60.000,00 €
EEG-Vergütung	Zuschlag Ausschreibung 16,73 ct/kWh	10	109.916,10 €	0,0%	1.099.161,00 €
Wärmeerlös	Verkaufte Wärme incl. andere Betriebszweige	10	3.890,08 €	2,0%	44.316,14 €
Erlöse flexibler Betrieb	0,21 ct/kWh pauschal	10	1.379,70 €	2,0%	15.107,33 €

Summe			121.185,88 €		1.218.584,47 €
--------------	--	--	--------------	--	----------------

5.3. Anhang 3: Wirtschaftlichkeitszahlen Variante 1

Zusammenfassung wichtiger Ergebnisse

Projektkennzahlen

<i>Investition</i>	Gesamtkosten Invest	74.380 €
	Abschreibung	6.198 € / Jahr
	Restwert nach 12 Jahren	0 €
	Gesamtkosten Invest abzgl. Restwert	74.380 €
<i>Finanzierung</i>	Eingesetztes Eigenkapital	7.438 €
	Zinskosten Eigenkapital (kalkulat., nicht eingepreist)	3.801 €
	Eingesetztes Fremdkapital	66.942 €
	Zinskosten Fremdkapital	6.025 €
	Finanzierungskosten gesamt (kalkulat., nicht eingepreist)	9.826 €
	Lohnansatz (kalkulat., nicht eingepreist)	225.054 €

Wirtschaftlichkeitskennzahlen

Gewinn/Verlust vor Steuern	364.767 €
- abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	135.911 €
Gewinn/Verlust nach Steuern	237.098 €
- abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	8.243 €

Projektbezogene Kennzahlen

Nettobarwert	262.153 €
interner Zinsfuß	33,9%

<i>Grenzkosten</i>	bei Gewinn = 0	15,38 ct/kWh
--------------------	----------------	---------------------

Ertragsübersicht:

Variante 1

Ertragsposition	Beschreibung	Betrachtungs- zeitraum	Ertrag €/a	Steige- rung	Summe €
-	-	a			

Zusatzerträge bis Ausschreibungsbeginn

Substratkostensparnis	0% Wirkungsgrad, Maissilage	2	0,00 €	2,0%	0,00 €
Flexibilitätsprämie	nach aktueller Rechtslage	2	0,00 €	0,0%	0,00 €
Zusatzerlöse am Markt	Fahrplan, Regelernergie	2	0,00 €	0,0%	0,00 €

Erträge ab Ausschreibungsbeginn

FlexZuschlag	nach aktueller Rechtslage	10	9.200,00 €	0,0%	92.000,00 €
EEG-Vergütung	Zuschlag Ausschreibung 16,73 ct/kWh	10	168.538,02 €	0,0%	1.685.380,20 €
Wärmeerlös	Verkaufte Wärme incl. andere Betriebszweige	10	3.890,08 €	2,0%	44.316,14 €
Erlöse flexibler Betrieb	0,1 ct/kWh pauschal	10	1.007,40 €	2,0%	11.030,75 €

Summe			182.635,50 €		1.832.727,09 €
--------------	--	--	--------------	--	----------------

5.4. Anhang 4: Wirtschaftlichkeitszahlen Variante 2

Zusammenfassung wichtiger Ergebnisse

Projektkennzahlen

<i>Investition</i>	Gesamtkosten Invest	288.690 €
	Abschreibung	22.796 €/ Jahr
	Restwert nach 12 Jahren	15.143 €
	Gesamtkosten Invest abzgl. Restwert	273.547 €
<i>Finanzierung</i>	Eingesetztes Eigenkapital	28.869 €
	Zinskosten Eigenkapital (kalkulat., nicht eingepreist)	14.754 €
	Eingesetztes Fremdkapital	259.821 €
	Zinskosten Fremdkapital	23.384 €
	Finanzierungskosten gesamt (kalkulat., nicht eingepreist)	38.138 €
	Lohnansatz (kalkulat., nicht eingepreist)	279.607 €

Wirtschaftlichkeitskennzahlen

Gewinn/Verlust vor Steuern	247.620 €
- abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	-46.741 €
Gewinn/Verlust nach Steuern	160.953 €
- abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	-133.408 €

Projektbezogene Kennzahlen

Nettobarwert	123.699 €
interner Zinsfuß	9,9%

Grenzkosten bei Gewinn = 0 **17,09** ct/kWh

Ertragsübersicht:

Variante 2

Ertragsposition	Beschreibung	Betrachtungs- zeitraum	Ertrag	Steige- rung	Summe
-	-	a	€/ a		€

Zusaterträge bis Ausschreibungsbeginn

Substratkostenersparnis	0,5% Wirkungsgrad, Maissilage	2	1.819,13 €	2,0%	3.674,63 €
Flexibilitätsprämie	nach aktueller Rechtslage	2	15.751,89 €	0,0%	31.503,78 €
Zusatzerköse am Markt	Fahrplan, Regelenergie	2	4.984,53 €	0,0%	9.969,05 €

Erträge ab Ausschreibungsbeginn

FlexZuschlag	nach aktueller Rechtslage	10	12.000,00 €	0,0%	120.000,00 €
EEG-Vergütung	Zuschlag Ausschreibung 16,73 ct/kWh	10	219.832,20 €	0,0%	2.198.322,00 €
Wärmeerlös	Verkaufte Wärme incl. andere Betriebszweige	10	3.890,08 €	2,0%	44.316,14 €
Erlöse flexibler Betrieb	0,21 ct/kWh pauschal	10	2.759,40 €	2,0%	30.214,66 €

Summe			259.218,09 €		2.434.325,63 €
--------------	--	--	--------------	--	----------------

5.5. Anhang 5: Wirtschaftlichkeitszahlen Variante 3

Zusammenfassung wichtiger Ergebnisse

Projektkennzahlen

<i>Investition</i>	Gesamtkosten Invest	324.111 €
	Abschreibung	25.331 € / Jahr
	Restwert nach 12 Jahren	20.143 €
	Gesamtkosten Invest abzgl. Restwert	303.968 €
<i>Finanzierung</i>	Eingesetztes Eigenkapital	32.411 €
	Zinskosten Eigenkapital (kalkulat., nicht eingepreist)	16.564 €
	Eingesetztes Fremdkapital	291.700 €
	Zinskosten Fremdkapital	26.253 €
	Finanzierungskosten gesamt (kalkulat., nicht eingepreist)	42.817 €
	Lohnansatz (kalkulat., nicht eingepreist)	290.995 €

Wirtschaftlichkeitskennzahlen

Gewinn/Verlust vor Steuern	296.645 €
- abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	-10.914 €
Gewinn/Verlust nach Steuern	192.819 €
- abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	-114.740 €

Projektbezogene Kennzahlen

Nettobarwert	152.686 €
interner Zinsfuß	10,7%

<i>Grenzkosten</i>	bei Gewinn = 0	16,80 ct/kWh
--------------------	----------------	---------------------

Ertragsübersicht: ID 109 Diebolder Ausschreibungen - Variante 3

Ertragsposition	Beschreibung	Betrachtungs- zeitraum	Ertrag €/a	Steige- rung	Summe €
-	-	a			

Zusatzerträge bis Ausschreibungsbeginn

Substratkostensparnis	0,5% Wirkungsgrad, Maissilage	2	1.819,13 €	2,0%	3.674,63 €
Flexibilitätsprämie	nach aktueller Rechtslage	2	22.251,89 €	0,0%	44.503,78 €
Zusatzerköse am Markt	Fahrplan, Regelernergie	2	6.408,68 €	0,0%	12.817,35 €

Erträge ab Ausschreibungsbeginn

FlexZuschlag	nach aktueller Rechtslage	10	14.000,00 €	0,0%	140.000,00 €
EEG-Vergütung	Zuschlag Ausschreibung 16,73 ct/kWh	10	256.470,90 €	0,0%	2.564.709,00 €
Wärmeerlös	Verkaufte Wärme incl. andere Betriebszweige	10	3.890,08 €	2,0%	44.316,14 €
Erlöse flexibler Betrieb	0,31 ct/kWh pauschal	10	4.752,30 €	2,0%	52.036,36 €

Summe			307.773,84 €		2.858.382,63 €
--------------	--	--	--------------	--	----------------

5.6. Anhang 6: Datenerhebungsbogen

Energiewende Unterallgäu

Datenerhebung für Biogasanlagen



Firma		Kundennummer	10109
Betreiber	Josef Diebolder	Anlagen-ID	109

Sehr geehrter Biogasanlagenbetreiber,

Mit dem Projekt "Energiewende Unterallgäu" möchten wir in der vorgegebenen Modellregion nachhaltig die Energiewende vorantreiben. Als Betreiber einer Biogasanlage sind Sie wesentlicher Bestandteil einer erfolgreichen Umsetzung von hoffentlich vielen erfolgreichen Projekten.

Für eine Bestandanalyse benötigen wir deshalb Daten Ihrer Biogasanlage. Wir bitten Sie dahingehend, den beiliegenden Fragebogen auszufüllen und uns anschließend an folgenden Kontakt zukommen zu lassen:

Fax: 0831/5262680-19
Email: zentrale@renergie-allgaeu.de

Teilweise ausgefüllte Bögen bitte ergänzen und/oder korrigieren!

Sollten Sie noch Fragen zum Projekt haben können Sie sich gerne jederzeit an uns wenden!

Ihr Team von renergie Allgäu e.V.

Ich habe Interesse an Beratung zu:

☒ Vermarktungsoptimierung

☒ Eigenverbrauchsoptimierung

☒ Effizienzoptimierung

☒ Ausbau Wärmenutzung

☒ Sonstiges: das Turbinenpaar vom 150 kW Sarnica/Schnell/Prinzhals steht am. Turbinenpaar hat 63000 Betriebsstunden, der Rest sehr stark überlastet + Milliwatt Verlust.

unterallgäu
Landkreis

LEW
Lechwerke

eza!
Energie- und
Umweltzentrum Allgäu

energie Unterrallgäu
Datenerhebung für Biogasanlagen



Firma

Kundennummer

10109

Betreiber

Josef

Diebolder

Anlagen-ID

109

Kontakt Daten

Straße Hauptstraße 3

Telefon 08332-93235

PLZ 87760

Telefax 0833293236

Ort Lachen

Email sepp-lachen@t-online.de

Anlagendaten

Inbetriebnahmedatum

Netzanschluss

☐ Niederspannung☐ Mittelspannung

Anlagentyp

☒ Vergärungsanlage☐ Satelliten-BHKW

Anlagenadresse

BHKW 1 in kW el.

40

BHKW 1 in kW th.

Zündstrahl/Gas 1

Z

BHKW 2 in kW el.

80

BHKW 2 in kW th.

Zündstrahl/Gas 2

Z

BHKW 3 in kW el.

150

BHKW 3 in kW th.

Zündstrahl/Gas 3

Z

BHKW 4 in kW el.

BHKW 4 in kW th.

Zündstrahl/Gas 4

Weitere Module in kW th.

Gärtemperatur der Fermenter

42

☐ Inanspruchnahme von Förderungen nach De Minimis

Strombezug

☐ Überschusseinspeisung (Eigenverbrauch)☒ Volleinspeisung (Bezugsstrom)

unterallgäu
Landkreis

LEW
Lechwerke

eza!
Energie- und
Umweltzentrum Allgäu

energiewende Unterallgäu Datenerhebung für Biogasanlagen



Firma: _____ Kundennummer: 10109
 Betreiber: Josef Diebold Anlagen-ID: 109

Vergütung

☐ EEG 2009

☐ EEG 2012

☒ Gülle Bonus

☒ Nawaro Bonus

☐ Formaldehyd-Bonus

☒ KWK 3 ct

☐ KWK 2 ct

☐ Landschaftspflege Bonus

☐ Trockenfermentationsbonus

☐ Technologie-Bonus

Direktvermarktung

☐ EEG-Vermarktung

☐ Direktvermarktung

☐ Regelleistung

☐ Primärregelung

☐ Sekundärregelung

☐ Minutenreserve

☐ Fahrplanbetrieb

erstmalige Inanspruchnahme der Flexprämie

Wärmebedarf/Wärmenetz

☒ Wärmenutzung

☐ Wärmelastgang Dokumentiert

Eigenwärmebedarf

%

Finanzierung abgeschlossen zu: 60 %

Eigentum Wärmenetz ☒ Eigen

☐ Fremd

Förderung Wärmenetz: ☐ Bafa

☐ KfW

Wärmenutzung in kWh/a

Wärmenutzungen: 4 Häuser, Melkstand

Investitionsbereitschaft

2

Investitionskosten BGA:

1 = keine Bereitschaft

2 = mittlere Bereitschaft

3 = Hohe Bereitschaft

Finanzierung der BGA abgeschlossen zu: %

Alter des Betriebsleiters

55

☒ Nachfolge im Betrieb geregelt

unterallgäu
Landkreis

LEW
Lechwerke

eza!
Energie- und
Umweltzentrum Allgäu