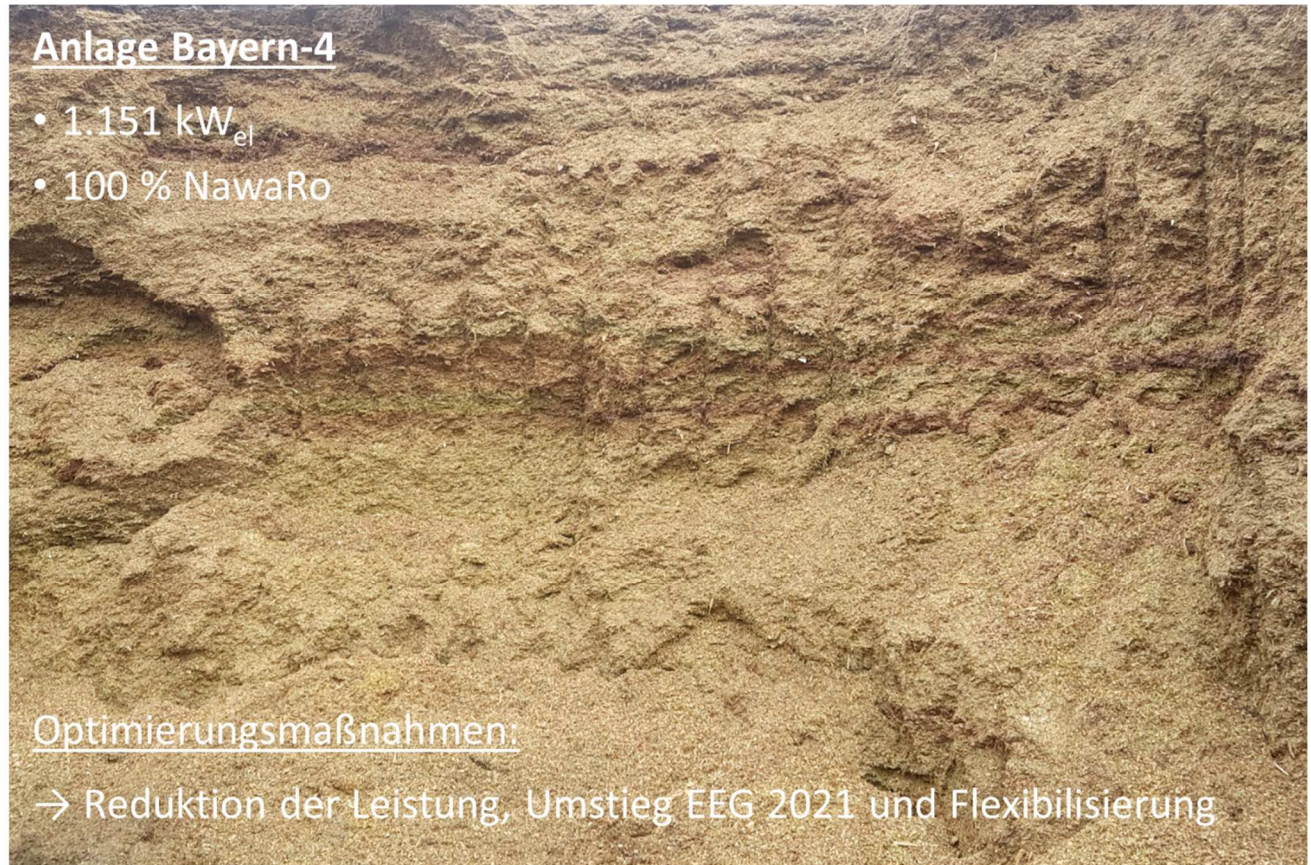


Machbarkeitsstudie im Projekt „ProBiogas“ für die Praxisbiogasanlage „Bayern-4“



© Benedikt Hülsemann, Universität Hohenheim, das Bild zeigt nicht die untersuchte Biogasanlage

Benedikt Hülsemann, Teresa Knill | Universität Hohenheim

Erstellt: Dezember 2021

Diese Veröffentlichung entstand im Rahmen des Projektes „Biogas Progressiv: Zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas) finanziert mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) aus dem Sondervermögen Energie- und Klimafond (FKZ: 22405416; 22407617; 22408117).

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
2	Durchführung und Annahmen	4
2.1	Darstellung und Berechnung des Ist-Standes der Biogasanlagen	5
2.2	Annahmen für die Berechnungen der Optimierungsoptionen	Fehler! Textmarke nicht definiert.
2.2.1	Allgemeine Annahmen.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
2.2.2	Annahmen Leistungen	Fehler! Textmarke nicht definiert.
2.2.3	Annahmen Kapitalkosten	Fehler! Textmarke nicht definiert.
2.2.4	Annahmen Substratkosten.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
2.2.5	Annahmen Betriebskosten und Allgemeine Kosten	Fehler! Textmarke nicht definiert.
3	Ist-Stand	8
3.1	Anlagenbeschreibung.....	8
3.1.1	Substratbereitstellung und -einbringung	9
3.1.2	Fermenterkaskade.....	9
3.1.3	Biogasverwertung	9
3.2	Kennzahlen	9
3.2.1	Substrate.....	9
3.2.2	Prozesskennzahlen.....	10
3.2.3	Strom- und Wärmeverwertung.....	10
3.3	Ökonomische Parameter.....	11
3.3.1	Leistungen	11
3.3.2	Kosten.....	11
a)	Kapitalkosten	11
b)	Substratkosten.....	12
c)	Betriebskosten und Allgemeine Kosten	13
3.3.3	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis.....	13
4	Optimierungsstrategien	15
4.1	Optimierungsmaßnahme 1: Notwendige Anpassungen zum Weiterbetrieb im EEG 2021/Gesamtkonzept	15
4.1.1	Kennzahlen.....	15
4.1.2	Leistungen	16



4.1.3	Kosten.....	17
a)	Kapitalkosten	17
b)	Substratkosten	17
4.1.4	Betriebskosten und Allgemeine Kosten	18
4.1.5	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis	18
4.1.6	Sensitivitätsanalyse	19
4.2	Fazit der Optimierungsstrategien.....	20
Literatur	21



1 Einleitung

Für zahlreiche Biogasanlagenbetreiber stellt sich mit Ablauf der 1. EEG-Förderperiode die Frage, wie ihre Anlage weiterhin rentabel regenerative Energie produzieren kann. Die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) vorgesehene Verlängerung der Vergütung über die Ausschreibungen für Biomasseanlagen bietet grundsätzlich die Möglichkeit eines Weiterbetriebs, allerdings sind dafür technisch sowie ökonomisch optimierte Anlagenkonzepte notwendig.

Mit dem Projekt „Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas) wird das Ziel verfolgt, praxistaugliche Verfahrensoptionen für den Weiterbetrieb von Biogasanlagen zu evaluieren. Die Evaluierung erfolgt zweistufig anhand der Durchführung einer techno-ökonomischen Analyse ausgewählter Biogasanlagen-Modelle (KTBL-Betriebsmodelle) und anhand von realen Praxisanlagen (Machbarkeitsstudien). Die dabei untersuchten Verfahrensoptionen sind:

- Substratwechsel/-anpassung
- Optimierung der Wärmenutzung
- Aufbereitung des Biogases zu Biomethan (Einspeisung, optional Nutzung als Kraftstoff)
- Flexibilisierung der Stromproduktion.

Weitere potenzielle Nutzungs- bzw. Einkommensoptionen, die im Projekt nicht techno-ökonomisch detailliert dargestellt werden konnten, werden in Form von Konzeptbeschreibungen (Exposés) vorgestellt.

Im Rahmen des Projekts wurden zwölf Machbarkeitsstudien an Praxisanlagen erstellt. Sie dienen zum einen dazu, die ausgewählten Verfahrensoptionen im praxisnahen Bezug anzuwenden und eine Erkenntnisquelle für Anlagenbetreiber zu erstellen und zum anderen, um die Erkenntnisse daraus zur Validierung der Biogasanlagen-Modelle zu nutzen.

Die vorliegende Machbarkeitsstudie der Praxisanlage „Bayern-4“ soll die Flexibilisierung der Anlage über eine Reduzierung der Höchstbemessungsleistung auf 45 % der bisherigen Leistung sowie die Anpassung an den Maisdeckel im EEG 2021 mit einem Substratwechsel technisch-ökonomisch vorstellen und bewerten.

2 Durchführung und Annahmen

Für die Auswahl der Biogasanlagen wurden Betreiber angesprochen, die planen, den Anlagenbetrieb nach der ersten Förderperiode von 20 Jahren fortzuführen. Es wurden sowohl Biogasanlagen mit einer Restförderlaufzeit von weniger als einem Jahr als auch solche mit mehr als zehn Jahren untersucht. Hintergrund ist die lange Amortisationsdauer vieler Optimierungsstrategien, die eine frühzeitige Planung unabdingbar macht.

Es wurden Biogasanlagen aus den Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern, Niedersachsen und Thüringen ausgewählt, um ein breites Spektrum bezüglich Anlagengröße und Substratverhältnis zu erfassen.



2.1 Darstellung und Berechnung des Ist-Standes der Biogasanlagen

Für die Beschreibungen und Berechnungen des Ist-Standes der Biogasanlagen wurden unterschiedlichste Daten bei den Betreibern erhoben. Bezugsjahr für die ökonomischen Berechnungen ist je nach Datenlage eines der Jahre 2018-2020.

Die ökonomische Datenaufnahme erfolgte nach Strobl (2011). Die Kosten werden aufgeschlüsselt in Kapitalkosten, Substratkosten und Betriebs- und Allgemeine Kosten.

Die Abschreibungen wurden linear und statisch angenommen. Falls nicht vom Betreiber anders angegeben, werden die Abschreibungsdauern nach **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und der Zinssatz zu 1,5 % angenommen. Die Abschreibungsdauern sind nach DLG (2006) angenommen worden.

Tabelle 1: Abschreibungsdauer einzelner Komponenten nach DLG (2006)

Abschreibungsdauer in Jahren	
Grundstück	0
Erschließung	0
Planung	15
Bauliche Anlagen	20
Technische Anlagen	10
BHKW	7

Können die Kapitalkosten, aufgeschlüsselt in Abschreibungen und Zinslast, nicht den Betreiberangaben entnommen werden, so werden diese nach der Annuitätenmethode berechnet (Mußhoff und Hirschauer, 2016).

$$A = KW * \frac{q^N(q-1)}{q^N-1} \text{ mit } q = 1 + i_{\text{kalk}} \quad (1)$$

A = Gesamtkosten/Annuität in €/a

KW = Kapitalwert in €/a

i_{kalk} = Kalkulationszinssatz in %

Die Substratpreise wurden vom Betreiber erfragt und erfasst. Die Preise sind als „frei Lager“ angegeben und enthalten damit alle Kosten für den Pflanzenbau, die Ernte, den Transport sowie die Einlagerung bzw. Silierung.

Betriebsstoffkosten werden vollständig aus den Betreiberangaben übernommen. Die Personalkosten wurden, falls nicht anders angegeben, vom Betreiber erfasst. Falls keine Personalkosten genannt werden konnten, wurden diese in Höhe von 21 €/Arbeitskraftstunde (Akh) angenommen.

Die spezifischen Gesamtkosten der Biogasanlagen werden auf die produzierte Strommenge im Bezugsjahr bezogen. Die Gesamrentabilität wird berechnet als das Verhältnis von Gewinn im Bezugsjahr zu den Gesamtinvestitionskosten.



2.2 Annahmen für die Berechnungen der Optimierungsoptionen

Die Berechnung der Optimierungsoptionen macht eine Reihe von Annahmen nötig.

2.2.1 Allgemeine Annahmen

Es wird angenommen, dass die Biogasanlagen im Jahr 2021 die Optimierungsmaßnahmen umsetzen.

Die Inflation wird nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass sich die Kosten durch Inflation und die Kosteneinsparungen durch die Verbesserung der Effizienz aufgrund der Weiterentwicklung der Technik ausgleichen. Diese Annahme wurde der Einfachheit halber angenommen, da die Inflation im Projektzeitraum starke Schwankungen aufwies und keine „genauer“ Ergebnisse durch Annahme einer Inflation erwartet wurde.

Der ggf. nötige Rückbau der Anlage bleibt hier unberücksichtigt, da er sowohl nach Ende der ersten Förderperiode als auch nach Ende der Weiterbetriebsperiode in vergleichbarer Höhe Kosten verursachen würde.

2.2.2 Annahmen Leistungen

Als Grundlage für alle Berechnungen, die eine Förderung nach dem EEG 2021 mit sich bringen, dienen die Vorgaben des EEG nach Stand 10.6.2021. Es wird zudem von einem Gebotszuschlag, der dem Maximalgebot entspricht (18,4 ct/kWh_{el}), ausgegangen. Um die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen bewerten zu können, wird außerdem für jede Optimierungsmaßnahme, die einen Übergang ins EEG 2021 vorsieht, die notwendigen Änderungen aufgrund der Vorgaben des EEG 2021 ohne weitere Optimierungsmaßnahme gerechnet.

Die Biogasanlagen im EEG 2021 sind verpflichtet an der Direktvermarktung teilzunehmen und können daraus Mehrerlöse generieren. In Abhängigkeit der Überbauung wurden für alle Machbarkeitsstudien folgende Mehrerlöse angenommen (KTBL 2021a):

Tabelle 2: Angenommener spezifischer Erlös aus Direktvermarktung in Abhängigkeit der Überbauung (KTBL 2021a)

Spezifischer Erlös Direktvermarktung		
2,2-fache Überbauung (Mindestanforderung EEG 2021)	ct/kWh _{el}	0,56
3-fache Überbauung	ct/kWh _{el}	0,65
4-fache Überbauung	ct/kWh _{el}	0,73

2.2.3 Annahmen Kapitalkosten

Bei Bauwerken wie Fermentern, Gärproduktlagern, Fahrsilos, etc. wird davon ausgegangen, dass keine Alternativnutzung möglich ist, sodass angenommen wird, dass diese keinen Restwert nach der Abschreibungsdauer besitzen. Zudem wird angenommen, dass diese bei Umsetzung der Optimierungsstrategie vollständig abgeschrieben sind. Gleichzeitig wird angenommen, dass die Bauwerke eine Nutzungsdauer von über 30 Jahren



besitzen, somit fallen im 10-jährigen Weiterbetrieb keine Fixkosten (Abschreibung und Zinsen) für diese Anlagenteile an.

Alle anderen Anlagenteile, deren Nutzungsdauer während des 10-jährigen Betrachtungszeitraums für den Weiterbetrieb ausläuft, werden durch neue Anlagenteile ersetzt. Der Investitionsbedarf für neue Anlagenteile wird aus aktuellen Angeboten oder aus der KTBL-Biogasanlagen-Datenbank (Preise werden in dieser mit einem Preisindex fortgeschrieben) entnommen (KTBL 2021a). Der Zinssatz wird zu 1,5 % angenommen.

Es wird davon ausgegangen, dass alle Anlagenkomponenten, die eine längere Laufzeit als 10 Jahre besitzen, trotzdem über 10 Jahre abgeschrieben werden. Dies soll der Unsicherheit der weiteren Förderung über die 10 Jahre hinaus Rechnung tragen und somit den Worst Case abdecken. Wenn im Einzelfall eine längere Abschreibung aufgrund einer Folgenutzung geplant ist, ist dies gesondert erwähnt.

2.2.4 Annahmen Substratkosten

Kosten für die Gärproduktausbringung und die Substrate wurden identisch zum Ist-Stand behandelt.

2.2.5 Annahmen Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die variablen Kosten werden für alle Bestandsanlagenteile als konstant angenommen. Ausnahme bilden die baulichen Instandhaltungskosten, welche mit zusätzlichen 100 % Aufschlag im Vergleich zum Ist-Stand bei Berechnung der Optimierungsoptionen angenommen werden, um den notwendigen Retrofitkosten und dem Alter der Anlage gerecht zu werden. Wenn die Instandhaltungskosten (Bau) im Ist-Stand unplausibel gering sind oder keine angegeben wurden, wird ein Wert, durch lineare Regression der Kostenposition Instandhaltung (Bau) in Anhängigkeit von der Bemessungsleistung der anderen untersuchten Biogasanlagen, bestimmt.

Die variablen Kosten der Folgeinvestitionen, beruhend auf den Optimierungsmaßnahmen, werden auf Grundlage der in der KTBL-Datenbank (KTBL 2021a) hinterlegten Werte für Wartung, Reparaturen, Betriebsmittelverbrauch und Arbeitsaufwand oder aufgrund von Literaturwerten bestimmt. Die genaue Vorgehensweise wird jeweils bei jeder Machbarkeitsstudie individuell erläutert.



3 Ist-Stand

Die Biogasanlage Bayern-4 liegt im Kreis Günzburg und ist eine Gemeinschaftsanlage von 17 Gesellschaftern, die von einem Betriebsleiter betrieben wird. Allgemeine Informationen zur Biogasanlage finden sich in Tabelle 3.

Tabelle 3: Allgemeine Informationen zur Biogasanlage Bayern-4 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

Allgemeine Informationen		
Standort	Ravensburg (Baden-Württemberg)	
Betriebsform	GmbH und Co. KG (17 Gesellschafter)	
Genehmigung	BlmSchG, Störfall	
Vergütung nach EEG	Jahr	2004, 2009
Direktvermarktung	Ja/Nein	Nein
Inbetriebnahmejahr	Jahr	2008
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	1.151
Elektrische Höchstbemessungsleistung (HBL)	kW _{el}	1.151

Die Biogasanlage wurde 2008 in Betrieb genommen und wurde in 2011 durch ein Satelliten-BHKW ergänzt. Die Biogasanlage ist sehr gut instandgehalten.

3.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage besitzt ein beheiztes Gärvolumen von 5.600 m³ und zusätzlich gasdichte Gärproduktlager mit einem Gärvolumen von 8.494 m³ (siehe Abbildung 1).

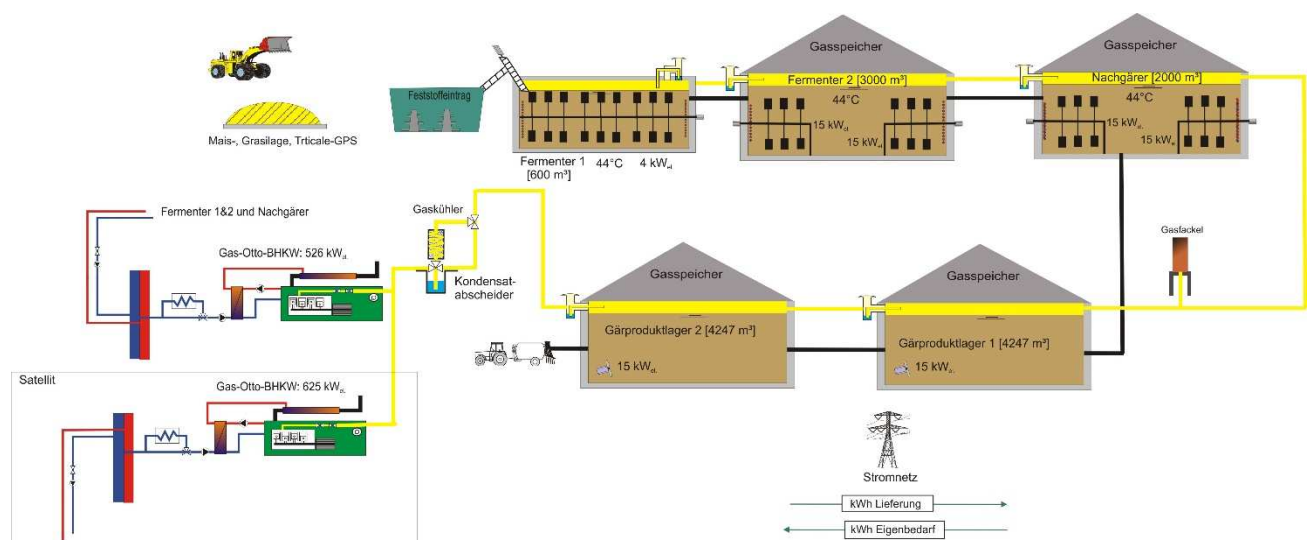


Abbildung 1: Anlagenschema der Biogasanlage Bayern-4 (Quelle und Illustration: Universität Hohenheim)

Die Biogasverwertung erfolgt mit zwei Blockheizkraftwerken (BHKW) mit einer Gesamtleistung von 1.151 kW_{el}.



3.1.1 Substratbereitstellung und -einbringung

Die festen Substrate werden in einer Fahrsiloanlage direkt an der Biogasanlage gelagert und mit einem Teleskoplader in die Substrateinbringung eingebracht. Die Substrateinbringung ist eine Flüssigfütterung der Firma Wangen. Der Fütterung ist ein Abschieber der Firma Fliegel vorgeschaltet. Mit der Flüssigfütterung können beide Fermenter beschickt werden.

3.1.2 Fermenterkaskade

Der erste Fermenter ist als Pfropfenstromfermenter ausgeführt und wird beheizt. Darauf folgt ein zweiter Fermenter, der mit einer Gashaube abgedeckt ist. Die Durchmischung des ersten Fermenters geschieht durch ein konstant rührendes Paddelrührwerk. Über einen freien Überlauf gelangt das Gärsubstrat aus dem zweiten Fermenter in den Nachgärer. Der Nachgärer ist ebenfalls beheizt und isoliert. Zudem ist er mit einer Gashaube abgedeckt und genauso wie Fermenter 2 mit zwei konstant rührenden Paddelrührwerken ausgestattet. Über einen freien Überlauf gelangt das Gärsubstrat in die beiden Gärproduktlager (GPL), die ebenfalls jeweils mit einer Gashaube abgedeckt sind. Die Durchmischung der gasdichten GPL geschieht jeweils durch ein Tauchmotorrührwerk, welche stündlich für drei Minuten betrieben werden. Aus den GPL wird das Gärprodukt auf die Felder ausgebracht.

Der Pfropfenstromfermenter wird von einem Paddelrührwerk mit einer Leistung von 4 kW_{el} durchmischt, der zweite Fermenter und der Nachgärer werden jeweils von zwei Paddelrührwerken mit einer Leistung von 15 kW_{el} durchmischt. Die Rührwerke im beheizten System rühren durchgängig.

3.1.3 Biogasverwertung

Das entstandene Biogas wird biologisch entschwefelt und entfeuchtet, bevor es den beiden Gas-Otto-BHKW zugeführt wird. Das BHKW am Standort der Biogasanlage wurde 2008 in Betrieb genommen. Das zweite BHKW ist ein Satelliten-BHKW in ca. 1,5 km Entfernung vom Betrieb. Für den Notfall steht eine automatische Gasfackel zur Gasverbrennung zur Verfügung.

3.2 Kennzahlen

3.2.1 Substrate

Als Einsatzstoffe werden derzeit Mais-, Gras- und Triticale-Ganzpflanzensilage gefüttert, wobei der Maisanteil an der Fütterung mit 81 % den aktuellen Maisdeckel nach EEG 2021 deutlich überschreitet. Weitere Informationen sind in Tabelle 4 aufgeführt.



Tabelle 4: Kennzahlen der Biogasanlage Bayern-4 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

Substrateinsatz		
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	t FM/a	14.619
Grassilage	t FM/a	2.999
Triticale-Ganzpflanzensilage	t FM/a	456
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>18.074 (± 100 %)</i>
Täglicher Substrateinsatz	t FM/d	49,5
Prozesstechnische Kennzahlen		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	D	113
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	D	284
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m ³ · d)	2,91
Methangehalt im Biogas	%	52
Spez. Methanproduktion	m ³ CH ₄ /t oTM	416
Theoretische Spez. Methanproduktion nach KTBL	m ³ CH ₄ /t oTM	349
Energieerzeugung und –verwertung		
Stromverwertung		
Eigenstromverbrauch	kWh/a	k.A.
Stromerzeugung	kWh/a	9.881.000
HBL Ausnutzungsgrad	%	98
Wärmeverwertung		
Eigenwärmenutzung	kWh _{th} /a	916.000
Externe Wärmeabgabe	kWh _{th} /a	6.400.000
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt)	%	74

k.A. = keine Angabe

HBL = Höchstbemessungsleistung

3.2.2 Prozesskennzahlen

Die hydraulische Verweilzeit im gasdichten System übersteigt die im EEG 2021 benötigten 150 Tage deutlich (siehe Tabelle 4) und liegt im oberen Mittelfeld der Biogasanlagen in Deutschland. Die Verweilzeit der aktiven Stufe liegt ebenso im oberen Mittelfeld (FNR 2021). Die organische Raumbelastung befindet sich in einem unbedenklichen Bereich. Die spezifische Methanproduktion liegt deutlich über dem erwarteten Wert nach KTBL und über dem Wert, der üblicherweise für Maissilage zu erwarten ist.

3.2.3 Strom- und Wärmeverwertung

Die Stromproduktion beläuft sich auf 98 % der Höchstbemessungsleistung (HBL) und ist somit nahezu vollständig ausgelastet. Die Wärme wird vollständig genutzt, wobei 3.700.000 kWh_{th}/a am Standort zur Holz Trocknung und 2.700.000 kWh_{th}/a am Standort des Satelliten-BHKW zur Beheizung einer externen Firma genutzt wird.



3.3 Ökonomische Parameter

Die ökonomischen Parameter des Ist-Standes beruhen auf den vom Anlagenbetreiber zur Verfügung gestellten Daten aus dem Jahr 2019. Werden Annahmen getroffen oder Faustzahlen verwendet, so wird darauf hingewiesen.

3.3.1 Leistungen

Die Vergütung der Biogasanlage erfolgt nach dem EEG 2004 und 2009 (siehe Tabelle 3). Neben der Grundvergütung erhält der Biogasbetrieb den NawaRo-, den KWK- und den Technologiebonus für die Trockenfermentation.

Tabelle 5: Erlösübersicht der Biogasanlage Bayern-4 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

Stromerlöse		
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	19,99
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	9.881.000
Stromerlös	€/a	1.975.212
Wärmeerlöse		
Spezifische Wärmevergütung Satellit (ohne KWK-Bonus)	ct/kWh _{th}	2,00
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	2.700.000
Wärmeerlöse (ohne KWK-Bonus)	€/a	54.000
Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus)	€/a	124.000
Gesamterlös		
Stromerlös	€/a	1.975.212
Wärmeerlös	€/a	54.000
Sonstige Erlöse	€/a	3.500
Gesamterlös	€/a	2.032.712

Darüber hinaus erzielt die Biogasanlage durch die kommerzielle Nutzung der erzeugten Wärme des BHKW einen Wärmeerlös (siehe Tabelle 5). Während am Standort für die Holz Trocknung der KWK-Bonus und ein jährlicher Erlös von 3.500 €/a erzielt wird, werden am Satellitenstandort 2 ct/kWh_{th} für die Vermarktung über das Wärmenetz, sowie der KWK-Bonus erzielt. Der verhältnismäßig geringe Preis kommt dadurch zu Stande, dass die Firma die Gasleitung finanziert.

3.3.2 Kosten

a) Kapitalkosten

Die Erst- und Folgeinvestitionen der Biogasanlage sind Tabelle 6 zu entnehmen. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Kosten für BHKW und technische Anlagen war dem Betreiber nicht möglich, da es sich um einen Paketpreis gehandelt hat.

Die Folgeinvestitionen beinhalten die Investition in ein Satelliten-BHKW 2011 in ca. 1,5 km Entfernung zum Betrieb. Der Motorblock des ersten BHKW wurde nach 30.000 Betriebsstunden getauscht. Zudem wurden zwei Gärproduktlager errichtet und der



bisher als Gärproduktlager genutzte Behälter als Fermenter umgebaut. Die Gasleitung zum Satelliten-BHKW wurde von der mit Wärme belieferten Firma finanziert.

Tabelle 6: Investitionen und Abschreibungen der Biogasanlage Bayern-4 im Jahr 2019 nach Angaben des Betreibers (Ist-Stand);

Gesamtinvestitionen			
		Erstinvestition	Folgeinvestition
Grundstück und Genehmigung	€	179.963	62.500
Erschließung	€	63.074	0
Planung	€	38.768	117.739
Bauliche Anlagen	€	193.729	530.000
Technische Anlagen	€	1.586.000	535.864
BHKW	€		412.901
Gesamtinvestition	€	3.720.538	
Kapitalkosten			
Abschreibung	€/a	173.904	
Zinslast	€/a	52.171	
Kapitalkosten gesamt	€/a	226.075	
Spezifische Kapitalkosten	ct/kW_{el}	2,29	
Kennzahlen			
Spez. BHKW-Investitionskosten	€/kW _{el} install.	k.A.	
Spez. Investitionskosten	€/kW _{el} HBL	3.232	

k.A. = keine Angabe

HBL = Höchstbemessungsleistung

Die Abschreibung und Zinslast entsprechen jeweils den Angaben des Betreibers und wurden dementsprechend nicht zusätzlich selbst berechnet. Mit den im Projekt angenommenen Abschreibungsdauern sind deutlich höhere Abschreibungskosten bei gleichzeitig niedrigerer Zinslast anzunehmen (spez. Kapitalkosten 3,51 ct/kW_{el}).

Im Vergleich zu anderen Biogasanlagen im vorliegenden Projekt und im Biogas-Messprogramm III sind die spezifischen Investitionskosten als leicht unterdurchschnittlich anzusehen (FNR 2021).

b) Substratkosten

Die jährlichen spezifischen Substratkosten der Mais-, Gras- und Triticale-Ganzpflanzensilage befinden sich deutlich unter dem Durchschnitt (siehe Tabelle 7). Die geringen spezifischen Kosten beruhen auf den geringen Substratpreisen in der Region. Für Silagen wurden pauschal Silierverluste von 12 % angenommen und auf die „frei Silo“-Preise aufgeschlagen (KTBL 2021a).



Tabelle 7: Substratkosten der Biogasanlage Bayern-4 „frei Lager“ im Jahr 2019 (Ist-Stand)

NawaRo		
Maissilage	€/t FM	30,80
	€/a	450.265
Grassilage	€/t FM	26,88
	€/a	80.613
Triticale-GPS	€/t FM	33,15
	€/a	15.117
Gesamt		
Gesamtsubstratkosten	€/a	545.996
Spezifische Substratkosten	ct/kWh_{el}	5,53

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten der Biogasanlage können der Tabelle 8 entnommen werden.

Tabelle 8: Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage Bayern-4 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug (abzgl. Stromsteuererstattung)	€/a	79.200
Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	68.000
Instandhaltung (Bau)	€/a	4.500
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	65.000
Instandhaltung (BHKW)	€/a	50.000
Prozessbetreuung, Beratung	€/a	130.000
Umweltgutachten	€/a	7.500
Versicherung, Beiträge	€/a	38.550
Maschinenmiete, Leasing	€/a	80.000
Personal	€/a	110.000
Gesamtbetriebskosten	€/a	632.750
Spezifische Betriebskosten	ct/kWh_{el}	6,40

3.3.3 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die Biogasanlage ist momentan wirtschaftlich rentabel, wie der Tabelle 9 zu entnehmen ist. Der spezifische Gewinn bezogen auf die produzierte Strommenge liegt weit über dem Median des Biogas-Messprogramms III (3,92 ct/kWh_{el}) (FNR 2021).



Tabelle 9: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis der Biogasanlage Bayern-4 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

Leistungen		
Stromerlös	€/a	1.975.212
Wärmeerlös	€/a	54.000
Sonstiger Erlös	€/	3.500
Gesamterlös	€/a	2.032.712
Kosten		
Kapitalkosten	€/a	226.075 (\cong 16%)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	2,29
Substratkosten	€/a	545.996 (\cong 39%)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	5,53
Betriebs- und Allgemeine Kosten	€/a	632.750 (\cong 45%)
Spezifische Betriebs- und Allg. Kosten	ct/kWh _{el}	6,40
Kosten gesamt	€/a	1.404.821 (\cong 100 %)
Gesamtübersicht		
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	20,57
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	14,22
Gewinn	€/a	627.891
Spezifischer Gewinn	€/kW_{el} install.	545
	ct/kWh_{el} prod.	6,35
Gesamtrentabilität	%	16,88



4 Optimierungsstrategien

Die Betreiber der Biogasanlage möchten keine großen Investitionen für den Weiterbetrieb nach der ersten Förderperiode tätigen, da mehrere Gesellschafter bis zum Ende der ersten Förderperiode in Rente gehen. Daher soll die Bemessungsleistung reduziert werden und somit kostengünstig die im EEG 2021 notwendige 2,2-fache Überbauung erreicht werden. Ausgehend von der bisherigen Höchstbemessungsleistung von 1.151 kW_{el} ergibt sich somit eine Höchstbemessungsleistung von 518 kW_{el}. Wobei die installierte Leistung identisch zum Ist-Stand angenommen wurde. Somit ergibt sich eine Bemessungsleistung von 237 kW_{el} am Standort der Biogasanlage bzw. von 281 kW_{el} am Standort des Satelliten-BHKW.

Der Maisdeckel im EEG 2021 macht eine deutliche Reduktion des Massenanteils der Maissilage im Substratmix der Anlage von 82 % auf max. 40 % nötig. Um dies zu ermöglichen, soll die Menge der Maissilage reduziert, die Menge an Grassilage und Triticale-GPS allerdings gleichzeitig beibehalten werden. Die Maissilage soll dann mit dem Einsatz von Zuckerrüben substituiert werden, sodass der Maisdeckel eingehalten werden kann.

4.1 Optimierungsmaßnahme: Notwendige Anpassungen zum Weiterbetrieb im EEG 2021 / Gesamtkonzept

Wie beschrieben, sollen die Investitionen für den Weiterbetrieb auf das Minimum reduziert werden. Die Maßnahmen des EEG 2021 sind allerdings im Folgenden einzuhalten, sodass eine Reduzierung der Leistung und die Anpassung des Masseanteils der Maissilage vorzusehen ist und im Folgenden betrachtet werden sollen.

4.1.1 Kennzahlen

Der Maisanteil soll, wie zuvor beschrieben, deutlich reduziert werden und mit dem Einsatz von Zuckerrüben die Produktion der elektrischen Leistung sichergestellt werden. Gleichzeitig wird die Menge an Grassilage und Triticale-GPS (bisher 19% des Substratmix) beibehalten. Aufgrund des geringeren organischen Trockenmasseanteils der Zuckerrüben bei gleichzeitig nur geringfügig höherem spezifischen Methanertrag (oTS 18,86 %_{FM}, 360 L_{CH4}/kg_{oTS} (KTBL 2021)) im Vergleich zu Maissilage (oTS 33,25 %_{FM}, 355 L_{CH4}/kg_{oTS} (KTBL 2021)) ist anstelle der benötigten Menge Maissilage eine größere Menge an Frischmasse von Zuckerrüben der Biogasanlage zuzuführen (siehe Tabelle 10).



Tabelle 10: Substrateinsatz und prozesstechnische Kennzahlen der Biogasanlage Bayern-4 nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme aufgrund der Substitution von Maissilage durch Zuckerrüben

Substrateinsatz		
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	t FM/a	4.620
Grassilage	t FM/a	2.999
Triticale-Ganzpflanzensilage	t FM/a	456
Zuckerrübe	t FM/a	3.520
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>11.595 (\pm 100 %)</i>
Täglicher Substrateinsatz	t FM/d	31,8
Prozesstechnische Kennzahlen		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	176
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	444
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m ³ · d)	1,61
Energieerzeugung und –verwertung		
Stromverwertung		
Stromerzeugung	kWh/a	4.536.482
Ausnutzungsgrad max. Bemessungsleistung	%	100

Durch die Umstellung ist zwar nicht mit prozessbiologischen Problemen zu rechnen, allerdings sollte die Umstellung langsam erfolgen um die Prozessbiologie nicht zu überfordern.

Es wird davon ausgegangen, dass die Wärmenutzung der Trocknung entfällt. Die extern abgenommene Wärmemenge kann am Satelliten aufgrund des höheren thermischen Wirkungsgrads im Vergleich zum elektrischen Wirkungsgrad der BHKW konstant gehalten werden. Diese muss dazu nahezu vollständig genutzt werden.

4.1.2 Leistungen

Die Maßnahmen haben keinen Einfluss auf die Wärmeerlöse. Aufgrund der Teilnahme an der Ausschreibung im Rahmen des EEG 2021 verändern sich allerdings die Stromerlöse (Tabelle 11).



Tabelle 11: Stromerlös nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme unter Annahme einer gleichbleibenden Bemessungsleistung zum Ist-Stand für die Biogasanlage Bayern-4

Stromerlös		
Spezifische Grundvergütung EEG 2021	ct/kWh _{el}	19,31
Spezifische Direktvermarktung	ct/kWh _{el}	0,56
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	19,87
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	4.536.482
Stromerlös	€/a	901.265
Wärmeerlöse		
Spezifische Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	2,00
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	2.700.000
Wärmeerlöse	€/a	54.000
Gesamterlös		
Stromerlös	€/a	901.265
Wärmeerlös	€/a	54.000
Gesamterlös	€/a	955.265

Die Stromvergütung erfolgt unter der Annahme eines Zuschlags des Höchstgebotspreises zuzüglich der Flex-Prämie (rechtlicher Stand EEG 2021 vom 20.06.2021). Des Weiteren wird jeweils mit einem Mehrerlös aus der Direktvermarktung gerechnet (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Der Wärmeerlös wird als konstant angesehen. Im Gegenzug werden die Infrastrukturanpassungen (Wärmespeicher) von der wärmeabnehmenden Firma übernommen. Die Vergütung für die Holz Trocknung entfällt allerdings.

4.1.3 Kosten

a) Kapitalkosten

Es werden keinerlei zusätzliche Investitionen getätigt, sodass nach den getroffenen Annahmen nur noch Abschreibungskosten für technische Anlagen und die BHKW anfallen. Somit belaufen sich die Kosten auf 271.172 €/a. Mit Zinskosten von 21.488 €/a, ergeben sich somit jährliche Kapitalkosten von 292.660 €/a bzw. spezifischen Kosten von 6,45 ct/kWh_{el}.

b) Substratkosten

Durch die geringe Menge an Maissilage in der Fütterung werden die Kosten deutlich gesenkt. Mit der Annahme von gleichbleibenden spezifischen Substratkosten, den 12 % Silierverlusten der Silage und spezifischen Substratkosten „frei Platte“ für Zuckerrübe von 27,50 €/t (KTBL 2021a) ergeben sich die Kosten nach Tabelle 12.



Tabelle 12: Gesamtsubstratkosten nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme aufgrund der Anpassung an das EEG 2021 für die Biogasanlage Bayern-4, Preisangabe „frei Lager“

Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	€/t FM	30,80
	€/a	142.296
Grassilage	€/t FM	26,88
	€/a	80.613
Triticale-GPS	€/t FM	33,15
	€/a	15.117
Zuckerrübe	€/t FM	30,80
	€/a	108.416
Gesamt		
Gesamtsubstratkosten	€/a	346.442
Spezifische Substratkosten	ct/kWh_{el}	7,64

4.1.4 Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten werden bezogen auf die produzierte Leistung als konstant angenommen, sodass die absoluten Kosten mit der Leistung deutlich reduziert werden. Nur das Umweltgutachten sowie der Kostenpunkt „Versicherungen, Beiträge“ werden als konstant angenommen (siehe Tabelle 13). Die Betriebskosten der Instandhaltung (Bau) werden verdoppelt.

Tabelle 13: Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage Bayern-4 nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme

Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug (abzgl. Stromsteuererstattung)	€/a	36.362
Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	31.220
Instandhaltung (Bau)	€/a	9.000
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	29.842
Instandhaltung (BHKW)	€/a	22.956
Prozessbetreuung, Beratung	€/a	59.685
Umweltgutachten	€/a	7.500
Versicherung, Beiträge	€/a	38.550
Maschinenmiete, Leasing	€/a	36.729
Personal	€/a	52.000
Gesamtbetriebskosten	€/a	323.844
Spezifische Betriebskosten	ct/kWh_{el}	7,14

4.1.5 Kalkulatorisches Betriebsergebnis

Im Vergleich zum Ist-Stand ist mit Einkommenseinbußen der Biogasanlage zu rechnen. Auf Basis der Annahmen ein positives Betriebsergebnis nicht zu erwarten (siehe Tabelle 14).



Tabelle 14: Erlöse und Kosten des Ist-Standes und des Gesamtkonzepts für die Biogasanlage Bayern-4

Stromerlöse			
		Ist-Stand	Gesamtkonzept
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	19,99	19,87
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	9.881.000	4.536.482
Stromerlös	€/a	1.975.212	901.265
Wärmeerlöse			
Spezifische Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	2,00	2,00
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	2.700.000	2.700.000
Wärmeerlös	€/a	54.000	54.000
Kosten			
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	2,29	6,45
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	5,53	7,64
Spezifische Betriebs- und Allgemeine Kosten	ct/kWh _{el}	6,40	7,14
Gesamtübersicht			
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	20,54	21,06
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	14,22	21,23
Spezifischer Gewinn	ct/kWh _{el}	6,32	-0,17
Gesamtrentabilität	%	16,79	-0,45

Aufgrund der Annahmen im Zusammenhang mit der Direktvermarktung, des Zuschlags beim Höchstgebotspreis und der Flex-Prämie steigt der spez. Gesamterlös im EEG 2021 leicht an. Gleichzeitig steigen die Kapitalkosten aber sehr stark an, aufgrund der gleichbleibend hohen Kosten der technischen Anlagen und der BHKW im Verhältnis zur geringeren eingespeisten Strommenge. Daraus resultiert das knapp negative Betriebsergebnis.

4.1.6 Sensitivitätsanalyse

Es soll im Folgenden mittels Sensitivitätsanalyse der Einfluss der Kostenpositionen Kapitalkosten, Substratkosten und Betriebskosten auf die Wirtschaftlichkeit untersucht werden (siehe Tabelle 15). Alle drei Kostenarten haben einen großen Einfluss auf die Ergebnisse. Den Betreibern ist anzuraten, eine langfristige Preisbindung bei der Lieferung von Zuckerrüben zu vereinbaren, ähnlich wie dies bisher bei Maissilage praktiziert wird, da geringe Substratkosten das Konzept in seiner Rentabilität positiv beeinflussen.

Tabelle 15: Sensitivitätsanalyse zum Gesamtkonzept der Optimierungsmaßnahmen für die Biogasanlage Bayern-4

Änderungen durch Maßnahme				
		Kapitalkosten	Substratkosten	Betriebskosten
		(+/- 10 %)	(+/- 10 %)	(+/- 10 %)
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	+/- 0,65	+/- 0,76	+/- 0,71



Die Betriebskosten sind ebenfalls eine Stellschraube, die negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit in Zukunft haben könnte. Gerade Punkte wie die Instandhaltung bei zunehmendem Alter der Biogasanlage, als auch die steigenden Strompreise, könnten den Gewinn deutlich schmälern im Vergleich zum errechneten Gewinn. Die hier getroffenen Annahmen (100 % Aufschlag Instandhaltung (Bau), bauliche Anlagen abgeschrieben) sorgen für eine Reduzierung der Kosten von über 1,17 ct/kWh_{el} im Vergleich zur Annahme der Fortführung wie im Ist-Stand. Gleichzeitig ist allerdings in der Zukunft zu prüfen, in wieweit Kosteneinsparungen der technischen Anlagen oder BHKW möglich sind, z. B. bzgl. der BHKW aufgrund des flexiblen Betriebs. Der Einfluss konnte nicht ermittelt werden, da die BHKW-Kosten nicht eindeutig von den technischen Anlagen differenziert werden konnten.

Des Weiteren wurde für den Stromerlös der kaum erreichbare Best Case von 18,4 ct/kWh_{el} Grundvergütung angenommen. Unter Beachtung der Zuschläge am Gebotstermin 1.9.2021 würden beim erzielten höchsten Zuschlag (18,23 ct/kWh_{el}) (Bundesnetzagentur 2021) die Stromerlöse um 7.712 €/a und beim durchschnittlichen Zuschlag (17,48 ct/kWh_{el}) um 41.736 €/a geringer sein als bisher in der vorliegenden Studie angenommen.

Der Verkauf von Wärme ist eine weitere wichtige Stellschraube. Bisher wird die Wärme für nur 2 ct/kW_{th} verkauft. Eine Erhöhung des Preises nach Beendigung des momentanen Vertrags würde die Wirtschaftlichkeit maßgeblich verbessern (z. B. bei Verkauf von 6 ct/kW_{th} könnte ein Erlös von 162.000 €/a erzielt werden). Es ist aber zu beachten, dass mögliche zusätzliche Kosten, z. B. aufgrund der Notwendigkeit des Baus von Wärmespeichern, dann im Gegensatz zur momentanen Situation voraussichtlich selber getragen werden müssten und die Wirtschaftlichkeit wieder reduzieren.

4.2 Fazit der Optimierungsstrategien

Die Biogasanlage Bayern-4 hat noch eine Restlaufzeit von sechs Jahren in der ersten Förderperiode des EEG. Die Anlagenbetreiber haben den klaren Wunsch geäußert, keine weiteren Investitionen zu tätigen. Zudem ist das Interesse an einem Weiterbetrieb aufgrund des Alters einiger Gesellschafter geschmälert. Gleichzeitig kann auf Basis der Ergebnisse dieser Machbarkeitsstudie nicht mit einem rentablen Betrieb der Biogasanlage im EEG 2021 gerechnet werden. Aufgrund dieser Tatsachen ist es anzuraten, die Biogasanlage vorerst im alten EEG weiter zu betreiben.

Die Wirtschaftlichkeit hängt allerdings maßgeblich von den Substratkosten und dem Wärmeerlös ab. Mittels langfristiger Verträge mit den Substratlieferanten und den Wärmeabnehmern zu günstigen Konditionen, ist ein wirtschaftlicher Betrieb in der 2. Förderperiode denkbar.



Literatur

BMU (2021): Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Fassung vom 16. Juli 2021

Bundesnetzagentur (2021):

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_01_09_2021/gebotsstermin_0109_2021.html; Zuletzt geprüft: 09.06.2022

DLG (2006): Betriebszweigsabrechnung für Biogasanlagen. Einheitliche Abrechnung und Erfolgskennzahlen für Biogasanlagen aller Rechtsformen. Frankfurt am Main: DLG Verlag.

FNR (2021): Biogas-Messprogramm III, Gülzow, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, ISBN: 978-3-942147-42-2

KTBL (2021a): KTBL-Datenbank Biogas. Stand 2021; Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

KTBL (2021b): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Potenziale, Erträge, Einflussfaktoren. KTBL-Schrift 523, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

Mußhoff, O.; Hirschauer, N. (2016): Modernes Agrarmanagement. Betriebswirtschaftliche Analyse- und Planungsverfahren. München: Franz Vahlen GmbH

Strobl, M. (2011): Handbuch Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen. Einzelbetriebliches Controlling für Praxis und Beratung. Sankt-Augustin: HLBS-Verlag

