

Machbarkeitsstudie im Projekt „ProBiogas“ für die Praxisbiogasanlage „NDS-2“



© Ehrecke, Landwirtschaftskammer Niedersachsen

Verena Wilken | Landwirtschaftskammer Niedersachsen

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.....	6
2.2.1	Allgemeine Annahmen.....	6
2.2.2	Annahmen Leistungen	6
2.2.3	Annahmen Kapitalkosten	6
2.2.4	Annahmen Substratkosten.....	7
2.2.5	Annahmen Betriebskosten und Allgemeine Kosten	7
3	Ist-Stand.....	8
3.1	Anlagenbeschreibung.....	8
3.1.1	Substratbereitstellung und -einbringung	9
3.1.2	Fermenterkaskade.....	10
3.1.3	Biogasverwertung	10
3.2	Kennzahlen	10
3.2.1	Substrate.....	10
3.2.2	Prozesskennzahlen.....	11
3.2.3	Strom- und Wärmeverwertung.....	11
3.3	Ökonomische Parameter.....	12
3.3.1	Leistungen	12
3.3.2	Kosten.....	13
a)	Kapitalkosten	13
b)	Substratkosten	14
c)	Betriebskosten und Allgemeine Kosten	15
3.3.3	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis.....	16
4	Optimierungsstrategien	18
4.1	Optimierungsmaßnahme 1: Notwendige Anpassungen zum Weiterbetrieb im EEG 2021	19
4.1.1	Kennzahlen.....	20
4.1.2	Leistungen	21
4.1.3	Kosten.....	21
a)	Kapitalkosten	21



b)	Substratkosten	21
c)	Betriebskosten und Allgemeine Kosten	22
4.1.4	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis	22
4.2	Optimierungsmaßnahme 2 / Gesamtkonzept: Erhöhung der Bemessungsleistung und Bau eines Gärproduktlagers	23
4.2.1	Kennzahlen	24
4.2.2	Leistungen	26
4.2.3	Kosten	26
a)	Kapitalkosten	26
b)	Substratkosten	26
c)	Betriebskosten und Allgemeine Kosten	27
4.2.4	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis	27
4.2.5	Sensitivitätsanalyse	28
4.3	Fazit der Optimierungsstrategien.....	30
Literatur	32



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 zunächst anhand der Durchführung einer techno-ökonomischen Analyse ausgewählter Biogasanlagen-Modelle (KTBL-Betriebsmodelle) und dann 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.

In der vorliegenden Machbarkeitsstudie der Praxisanlage „NDS-2“ soll geprüft werden, ob eine Anpassung der Bemessungsleistung nach oben, welche durch den Bau eines neuen Gärproduktlagers ermöglicht wird, bei gleichzeitigen Umstieg ins EEG 2021 wirtschaftlich ist. Zum Erreichen der höheren Gasproduktion sowie zur Einhaltung des Maisdeckels muss die Substratration neu geplant werden.

2 Durchführung und Annahmen

Für die Auswahl der Biogasanlagen wurden Betreiber angesprochen, die planen, den Anlagenbetrieb nach der ersten Förderperiode von 20 Jahren aufrecht zu erhalten. Es wurden 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 unter anderem bezüglich Anlagengröße und Wirtschaftsdüngeranteil 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 Strobel (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 Tabelle 1 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 werden „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 werden auf die produzierte Strommenge im Bezugsjahr bezogen. Die Gesamtrentabilität 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 Änderung aufgrund der Vorgaben des EEG 2021 ohne weitere Optimierungsmaßnahme gerechnet.

Die Biogasanlagen im neuen EEG 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 erläutert.



3 Ist-Stand

Die 739 kW_{el}-Biogasanlage NDS-2 liegt im Landkreis Oldenburg und wird von vier Landwirten betrieben (siehe Tabelle 3). Die dazugehörigen Betriebe umfassen zwei Milchviehbetriebe mit jeweils ca. 100-110 ha landwirtschaftlicher Fläche, einen Mastbullenbetrieb mit ca. 50 ha Fläche sowie einen Schweine- und Geflügelbetrieb mit 120 ha landwirtschaftlicher Nutzfläche.

Tabelle 3: Allgemeine Informationen zur Biogasanlage NDS-2 im Bezugsjahr 2020 (Ist-Stand)

Allgemeine Informationen		
Standort		Landkreis Oldenburg (Niedersachsen)
Betriebsform		GmbH & Co. KG (4 Gesellschafter)
Genehmigung		BlmSchG
Vergütung nach EEG	Jahr	2004
Direktvermarktung	Ja/Nein	Ja
Inbetriebnahmejahr	Jahr	2005
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	1.327
Elektrische Höchstbemessungsleistung (HBL)	kW _{el}	739

Die Anlage wurde 2005 in Betrieb genommen und muss im Jahr 2025 in die Ausschreibung wechseln. Die Anlage befindet sich in einem guten Zustand.

3.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage besitzt ein beheiztes Gärvolumen von 4.182 m³ und ein gasdichtes Gärvolumen von 6.467 m³ (siehe Abbildung 1).



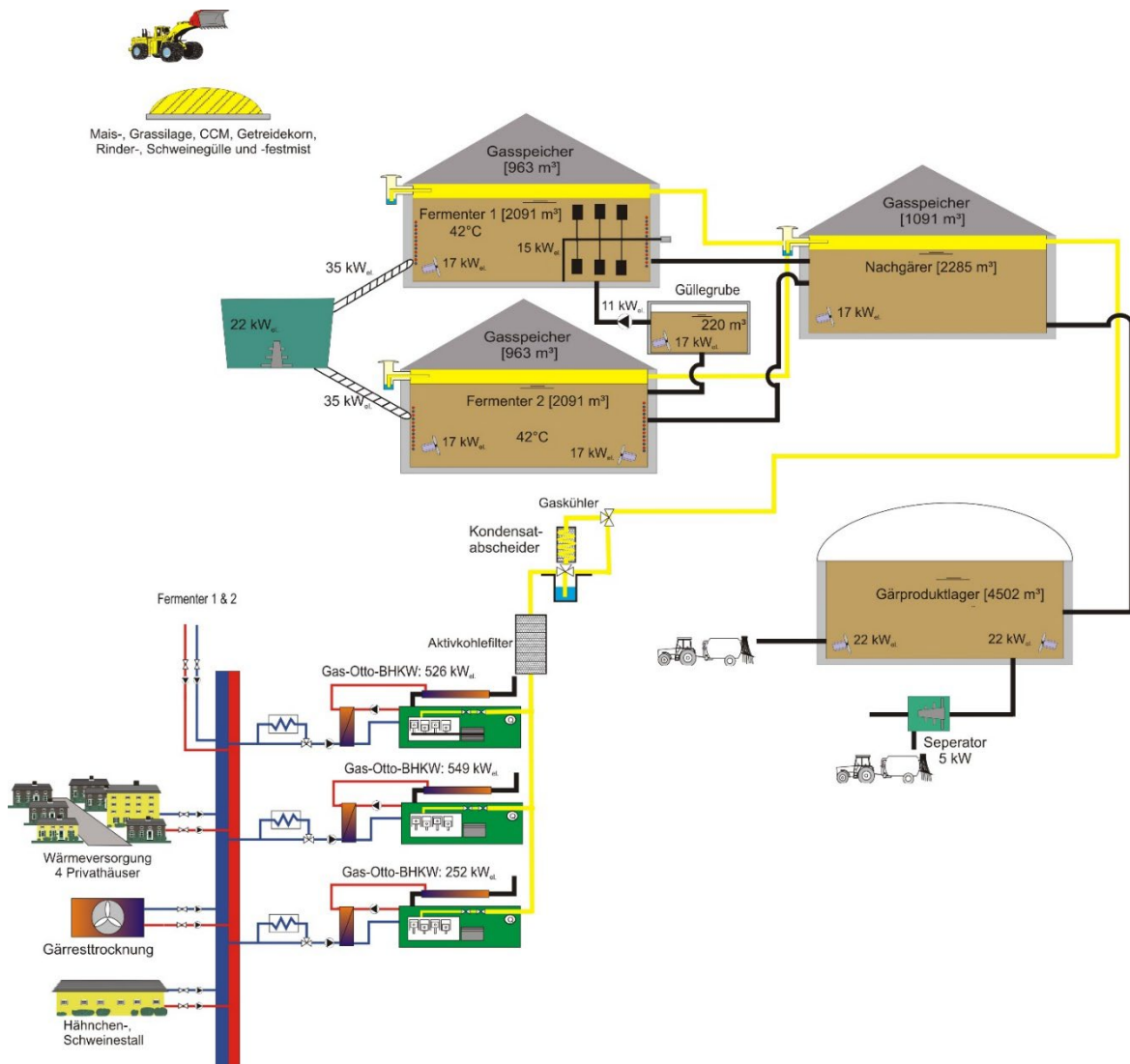


Abbildung 1: Anlagenschema der Biogasanlage NDS-2 (Ist-Stand); (Quelle: Verena Wilken; Illustration: Universität Hohenheim)

Die Verwertung des Biogases erfolgt über eine Vor-Ort-Verstromung mittels drei Blockheizkraftwerken (BHKW) an der Anlage mit einer Gesamtleistung von 1.327 kW_{el}.

3.1.1 Substratbereitstellung und -einbringung

Die vier Betriebe liegen alle im Umkreis von nur 500 m um die Biogasanlage verteilt und liefern die anfallenden Wirtschaftsdünger direkt zur Anlage, wo sie in der Vorgrube bis zum Anrühren und Einbringen gelagert werden. Darüber hinaus werden Mais- und Grassilage sowie Getreidekorn und Corn-Cob-Mix (CCM) gefüttert. Die frische Mais-Ganzpflanze und das Gras zur Silierung werden ebenfalls von den Betreibern geliefert und direkt an der Biogasanlage einsiliert. Auch CCM und Getreide werden bis zur Fütterung an der Anlage gelagert. Die Fütterung direkt vom Silo in den 20 m³ großen Trioliet-Futtermischer erfolgt täglich mit einem Radlader. Im Feststoffeintrag werden die nachwachsenden Rohstoffe mit den Wirtschaftsdüngern vermischt und dann per Futterschnecke in den Fermenter befördert.



3.1.2 Fermenterkaskade

Die Anlage besteht aus vier Behältern, davon zwei Fermenter, ein Nachgärer sowie ein Gärproduktlager (siehe Abbildung 1). Die zwei Fermenter und der Nachgärer sind mit einem Tragluftdach ausgestattet und an das gasdichte System angeschlossen. Das Gärproduktlager verfügt über ein Wetterschutzdach. Die beiden Fermenter werden mit identischer Substratzusammensetzung direkt beschickt, der erste mit 2/3 und der zweite mit 1/3 der Substratmenge.

Die beiden Fermenter haben jeweils ein nutzbares Fermentervolumen von 2.091 m³, der Nachgärer ist mit 2.285 m³ etwas größer. Der Gärproduktlagerbehälter an der Anlage hat ein Fassungsvermögen von 4.502 m³, darüber hinaus wird Gärprodukt in extern gelegenen offenen Behältern gelagert.

Im Fermenter sind ein 15 kW-Paddelgigant- sowie ein 17 kW-Tauchmotorrührwerk verbaut. Der Fermenter 2 verfügt über zwei 17 kW-Tauchmotorrührwerke, der Nachgärer über eines und das Endlager über zwei 22 kW-Tauchmotorrührwerke. Nur die Fermenter werden beheizt. In diesen wird eine Temperatur von 42° C erreicht. In den weiteren Behältern ist keine Heizung verbaut. Alle drei gasdichten Behälter sind isoliert. Die Gärproduktentnahme erfolgt aus dem Gärproduktlager. Ein großer Anteil des Gärproduktes wird separiert und zum Teil getrocknet.

3.1.3 Biogasverwertung

Am Anlagenstandort befinden sich drei BHKW. Das BHKW mit einer Leistung von 549 kW, wurde als Folgeinvestition zur Flexibilisierung dazugekauft.

Das Biogas wird aus allen drei gasdichten Behältern zur Gasverwertung geleitet. Den BHKWs an der Anlage sind ein Kondensatschacht, ein Verdichter sowie ein Aktivkohlefilter vorgeschaltet. Als Sicherheitseinrichtungen gibt es eine fest montierte automatische Gasfackel sowie ein 40 kVA-Notstromaggregat.

3.2 Kennzahlen

3.2.1 Substrate

Als Substrate werden Gülle und Festmist von Rindern und Schweinen aus den eigenen Betrieben eingesetzt, die zusammen 50 % der gefütterten Frischmasse ausmachen (siehe Tabelle 4). Ebenfalls zu 50 % werden NawaRo eingesetzt, welche sich aus Maissilage, CCM, Getreidekorn und Grassilage zusammensetzen. Die für den Maisdeckel relevanten Substrate Mais, CCM und Getreide machen zusammen 49 % aus, somit wird der Maisdeckel nach EEG 2021 von maximal 40 % nicht eingehalten.



Tabelle 4: Kennzahlen der Biogasanlage NDS-2 im Bezugsjahr 2020 (Ist-Stand)

Substrateinsatz		
Wirtschaftsdünger		
Gülle (Rind + Schwein)	t FM/a	5.710
Festmist (Rind + Schwein)	t FM/a	291
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>6.001 (± 50 %)</i>
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	t FM/a	4.757
Grassilage	t FM/a	209
Corn-Cob-Mix (CCM)	t FM/a	645
Getreidekorn	t FM/a	497
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>6.108 (± 50 %)</i>
Täglicher Substrateinsatz	t FM/d	33,2
Prozesstechnische Kennzahlen		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	126
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	195
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m ³ · d)	1,89
Methangehalt im Biogas	%	53
Spez. Methanproduktion	m ³ CH ₄ /t oTM	403
Theoretische Spez. Methanproduktion nach KTBL (2021b)	m ³ CH ₄ /t oTM	349
Energieerzeugung und -verwertung		
Stromverwertung		
Eigenstromverbrauch (Zukauf)	kWh/a	348.185
Stromerzeugung (ingespeist)	kWh/a	3.892.440
HBL Ausnutzungsgrad	%	60
Wärmeverwertung		
Eigenwärmenutzung	kWh _{th} /a	k.A.
Externe Wärmeabgabe	kWh _{th} /a	2.909.042
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt)	%	68

HBL = Höchstbemessungsleistung

k.A. = keine Angabe

3.2.2 Prozesskennzahlen

Die hydraulische Verweilzeit im aktiven (= beheizten) System beträgt 126 Tage und im gasdichten System 195 Tage. Bei einem Wechsel in die Ausschreibung muss eine Verweilzeit von 150 Tagen im gasdichten System eingehalten werden, was bereits erfüllt ist. Die organische Raumbelastung im aktiven System (also bezogen auf die beiden Fermenter) der Anlage NDS-2 ist mit 1,89 kg oTS/m³·d relativ gering.

3.2.3 Strom- und Wärmeverwertung

Die Höchstbemessungsleistung der Anlage NDS-2 beträgt 739 kW und wurde mit einer eingespeisten Strommenge von 3.892.440 kWh im Jahr 2020 zu 60 % ausgenutzt (siehe



Tabelle 4). Die Anlage ist Volleinspeiser, der Eigenstrombedarf von 348.185 kWh wird somit zugekauft.

Die Wärmeproduktion der BHKW im Jahr 2020 betrug nach Rückrechnung 4.254.269 kWh_{th}. Extern wird die Wärme zur Wärmeversorgung von vier Hähnchenställen, vier Wohnhäusern, Schweineställen für 1.500 Tiere sowie bei Überschuss bzw. Bedarf zur Gärproduktttrocknung genutzt. Hierbei wurden 2.909.042 kWh_{th} verbraucht und somit 68 % der gesamten anfallenden Wärme genutzt. Bei Annahme eines Eigenwärmebedarfs von 20 % zur Beheizung der Fermenter beträgt die Ausnutzung der nach dem Abzug noch zur Verfügung stehenden Wärme 88 %. Die Wärmeausnutzung ist damit bereits recht hoch.

3.3 Ökonomische Parameter

Die ökonomischen Parameter des Ist-Standes beruhen auf den vom Anlagenbetreiber zur Verfügung gestellten Daten aus dem Jahr 2020. Werden Annahmen getroffen oder Fauszahlen verwendet, so wird darauf hingewiesen.

3.3.1 Leistungen

Die Anlage wird über das EEG 2004 vergütet (siehe Tabelle 5). Neben der Grundvergütung erhält sie den NawaRo-, den Gülle-, den Emmissionsminderungs- und den KWK-Bonus sowie die Flexprämie. Daraus ergibt sich eine Stromvergütung von 24,22 ct/kWh. Zusätzlich gibt es einen Mehrerlös durch die Direktvermarktung. Insgesamt konnte durch die Einspeisung von insgesamt 3.892.440 kWh_{el} im Jahr 2020 ein Stromerlös von 946.562 € generiert werden.



Tabelle 5: Erlösübersicht der Biogasanlage NDS-2 im Jahr 2020 (Ist-Stand)

Stromerlöse		
Stromvergütung	ct/kWh _{el}	24,22
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	3.892.440
Stromerlös	€/a	942.785
Erlös Direktvermarktung	€/a	3.777
Wärmeerlöse		
Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus)	ct/kWh _{th}	2,0
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	2.909.042
Wärmeerlöse (ohne KWK-Bonus)	€/a	58.181
Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus)	€/a	116.362
Sonstige Erlöse		
Sonstige Leistungen	€/a	2.314
Gesamterlös		
Stromerlös inkl. Direktvermarktung	€/a	946.562
Wärmeerlös	€/a	58.181
Sonstige Erlöse (Pacht, Maschinenmiete)	€/a	2.314
Gesamterlös	€/a	1.007.057

Die Wärme konnte im Jahr 2020 mit durchschnittlich 2 ct/kWh_{th} vermarktet werden und erbrachte einen Erlös von 58.181 €. Dazu kamen weitere Einnahmen durch Maschinenmiete und Pacht in Höhe von 2.314 €. Insgesamt wurden damit im Jahr 2020 1.007.057 € eingenommen.

3.3.2 Kosten

Die laufenden Kosten der Anlage im Bezugsjahr werden im Folgenden in Kapitalkosten, Substratkosten sowie Betriebs- und Allgemeine Kosten aufgeteilt betrachtet.

a) *Kapitalkosten*

Die Erst- und Folgeinvestitionen der Anlage sind Tabelle 6 zu entnehmen. Kosten für Planung und Genehmigung konnten nicht angegeben werden, es wird davon ausgegangen, dass diese an anderer Stelle bereits verrechnet sind. Die drei BHKWs wurden nacheinander angeschafft. Die Gesamtinvestition über die bisherigen 14 Jahre Laufzeit beträgt gut 3,1 Mio €.



Tabelle 6: Investitionen und Abschreibungen der Biogasanlage NDS-2 im Jahr 2020 nach Angaben des Betreibers (Ist-Stand)

Gesamtinvestitionen			
		Erstinvestition	Folgeinvestition
Grundstück	€	22.067	7.076
Erschließung	€	88.843	0
Planung & Genehmigung	€	0	0
Bauliche Anlagen	€	586.947	401.922
Technische Anlagen	€	491.340	336.865
BHKW	€	310.628	746.185
Maschinen	€	0	151.577
Sonstiges	€	553	2.102
Gesamtinvestition	€	3.146.105	
Kapitalkosten			
Abschreibung	€/a	168.048	
Zinslast	€/a	18.209	
Kapitalkosten gesamt	€/a	186.257	
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh_{el}	4,79	
Kennzahlen			
Spez. BHKW-Investitionskosten	€/kW _{el} install.	796	
Spez. Investitionskosten	€/kW _{el} HBL	4.257	

Im Vergleich zu den im Biogasmessprogramm III geprüften Anlagen liegt die Anlage NDS-2 sowohl mit den spezifischen BHKW-Kosten als auch mit der spezifischen Investitionssumme etwas unter dem Durchschnitt (849 €/kW_{el} bzw. 4.935 €/kW_{el} HBL) (FNR 2021).

b) Substratkosten

Neben Mais- und Grassilage werden auch die Hochenergiesubstrate Roggenkorn und Corn-Cob-Mix (CCM) eingesetzt (siehe Tabelle 7). Die Preise der nachwachsenden Rohstoffe werden „frei Lager“ angegeben und machen 447.817 €/a aus. Die Wirtschaftsdünger werden für 1 €/t eingekauft und machen damit 6.001 €/a aus. Hinzu kommen Kosten für die Gärproduktlogistik (Vergütung an Abholer) in Höhe von 23.972 €/a.



Tabelle 7: Substratkosten der Biogasanlage NDS-2 „frei Lager“ im Jahr 2020 (Ist-Stand)

NaWaRo		
Maissilage	€/t FM	50,00
	€/a	237.850
Grassilage	€/t FM	19,60
	€/a	4.096
Roggenkorn	€/t FM	140,00
	€/a	69.580
CCM	€/t FM	202,00
	€/a	130.290
Wirtschaftsdünger		
Gülle (Rind und Schwein)	€/t FM	1,00
	€/a	5.710
Mist (Rind und Schwein)	€/t FM	1,00
	€/a	291
Gesamt		
Gesamtsubstratkosten	€/a	447.817
Gärproduktlogistik	€/a	23.972
Substrat- + Gärproduktkosten	€/a	471.789
Spezifische Substratkosten	ct/kWh_{el}	12,12

Die Gesamtsubstratkosten in Höhe von 471.789 €/a ergeben spezifische Substratkosten von 12,12 ct/kWh_{el}. Der Grund für die teure Ration der Anlage liegt im knappen Lagerraum, so dass teure Hochenergiesubstrate wie CCM und Roggenkorn zum Einsatz kommen, welche durch ihren hohen Trockensubstanzgehalt im Verhältnis zur erzeugten Energie je Tonne Frischmasse wenig Gärprodukte produzieren.

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten sowie die allgemeinen Kosten der Biogasanlage können Tabelle 8 entnommen werden. Zu den allgemeinen Kosten zählen unter anderem die Personal- sowie die externen Energiekosten. An Personalkosten wurden im Jahr 2020 3.600 Stunden z. B. für Füttern, Dokumentation, Reparaturen, Management etc. abgerechnet. Sowohl die abgerechneten Stunden als auch der Lohnansatz liegen über dem Durchschnitt der anderen betrachteten Anlagen, so dass diese Position mit 125.518 €/a verhältnismäßig hoch ist. Die Energiekosten machten mit 57.772 € einen weiteren großen Posten aus. Instandhaltungskosten für bauliche Anlagen wurden vom Betreiber nicht aufgeführt.



Tabelle 8: Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage NDS-2 im Jahr 2020 (Ist-Stand)

Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug (abzüg. Stromsteuererstattung)	€/a	57.772
Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	5.205
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	21.666
Instandhaltung (BHKW)	€/a	50.557
Miete und Pacht	€/a	5.320
Prozessbetreuung und Beratung	€/a	7.279
Sonstiges (Fremdleistungen, Material, Handelsware)	€/a	5.142
Versicherung, Beiträge	€/a	15.871
Personal (Anlagenfahrer + Geschäftsführer)	€/a	125.518
Buchführung und Verwaltung	€/a	2.791
Sonstiges (z. B. Steuern, Bewirtung, PKW)	€/a	9.319
Gesamtbetriebskosten	€/a	306.440
Spezifische Betriebskosten	ct/kWh_{el}	7,87

Aus den Gesamtbetriebskosten in Höhe von 306.440 € ergeben sich spezifische Betriebskosten von 7,87 ct/kWh_{el}.

3.3.3 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die Stromerlöse der Anlage NDS-2 wurden durch Einnahmen aus Wärmeverkauf und Maschinenmiete ergänzt, so dass sich Einnahmen von insgesamt 1.007.057 €/a ergaben. Die Ausgaben lagen 2020 bei 964.487 €/a, so dass die Anlage wirtschaftlich betrieben wurde (siehe Tabelle 9). Die Substratkosten machten mit 49 % den größten Anteil an den Kosten aus, was bei den meisten Biogasanlagen der Fall ist. Dennoch sind die spezifischen Substratkosten mit 12,12 ct/kWh_{el} im Vergleich zu den anderen im Projekt betrachteten Biogasanlagen relativ hoch.



Tabelle 9: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis der Biogasanlage NDS-2 im Jahr 2020 (Ist-Stand)

Leistungen		
Stromerlös	€/a	946.562
Wärmeerlös	€/a	58.181
Sonstige Erlöse	€/a	2.314
Gesamterlös	€/a	1.007.057
Kosten		
Kapitalkosten	€/a	186.257 (\cong 19 %)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	4,79
Substratkosten	€/a	471.789 (\cong 49 %)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	12,12
Betriebs- und Allgemeine Kosten	€/a	306.440 (\cong 32 %)
Spezifische Betriebs- und Allg. Kosten	ct/kWh _{el}	7,87
Kosten gesamt	€/a	964.487 (\cong 100 %)
Gesamtübersicht		
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	25,87
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	24,78
Gewinn	€/a	42.570
Spezifischer Gewinn	ct/kWh_{el} prod.	1,09
Gesamtrentabilität	%	1,4

Der spezifische Gesamterlös ist mit 25,87 ct/kWh überdurchschnittlich hoch, allerdings liegen die spezifischen Gesamtkosten mit 24,78 ct/kWh ebenfalls sehr hoch. Unter anderem kann dies auf die sehr hohen Personalkosten zurückgeführt werden. Diese machen für die Anlage NDS-2 12,8 % der Gesamtkosten bzw. 3,22 ct/kWh_{el} aus, was deutlich über dem im BMP III ermittelten Mittelwert von 5,99 % der Gesamtkosten liegt. Nach Angabe des Betreibers kommt das dadurch zustande, dass ein Mitarbeiter eingestellt ist, der neben der Arbeit zur Biogasanlage auf dem Hof auch Reparaturen und Wartungsarbeiten durchführt. Für das betrachtete Jahr ergibt sich für die Anlage ein Gewinn von 42.570 €/a bzw. von 1,09 ct/kWh_{el}. Die meisten im BMP III untersuchten Anlagen haben einen Gewinn zwischen 3 und 8 ct/kWh_{el}, womit deutlich wird, dass die hier betrachtete Anlage bereits am Rande der Wirtschaftlichkeit ist. Im Folgenden soll analysiert werden, ob sich trotz geringerer Stromvergütung im neuen EEG ein wirtschaftlicher Betrieb realisieren lässt.



4 Optimierungsstrategien

Die vier Gesellschafter der Anlage sind sich kurz vor dem potenziellen Wechsel in die Ausschreibung noch nicht sicher, ob die Anlage über die erste Förderperiode hinaus weiter betrieben werden soll. Die Chancen auf einen sinnvollen Ausbau des Wärmenetzes werden von den Betreibern als gering eingeschätzt. Spielraum bietet die Bemessungsleistung durch die hohe installierte Leistung von 1.327 kW_{el}.

Die Berechnung der Optimierungsmaßnahmen wird im Folgenden in zwei Schritten durchgeführt. Zuerst wird die Umsetzung aller Maßnahmen, die für eine Fortführung unter den Bedingungen des EEG 2021 notwendig sind, berechnet (Optimierungsmaßnahme 1). Danach erfolgt die Berechnung der darüber hinaus gehenden Optimierungsmaßnahmen (Optimierungsmaßnahme 2).

Als **Optimierungsmaßnahme 1** wird eine **Substratanpassung** zur Einhaltung des Maisdeckels sowie der Umstieg ins EEG 2021 berechnet. Mit 49 % Mais+Getreide wurden die Vorgaben von maximal 40 % im Jahr 2020 überschritten. Ausreichende Verweilzeit und Flexibilisierung, wie sie im neuen EEG gefordert sind, sind bereits gegeben.

Durch den begrenzten Gärproduktlagerplatz sind die Betreiber sehr eingeschränkt bei der Substratzusammenstellung, was die Ration teuer macht. Deshalb soll als **Optimierungsmaßnahme 2** der Einfluss einer Investition in ein **neues gasdichtes Gärproduktlager** berechnet werden. Mit dieser Entlastung kann eine **Steigerung der Bemessungsleistung** auf 45 % der installierten Leistung, also 597 kW bzw. 5.229.720 kWh_{el} vorgesehen werden und in der Ration können die relativ teuren Hochenergiesubstrate CCM und Roggenkorn entfallen und ein Teil der Maissilage ersetzt werden. Die Anteile der Wirtschaftsdünger sowie der Grassilage sollen stattdessen weiter erhöht werden.



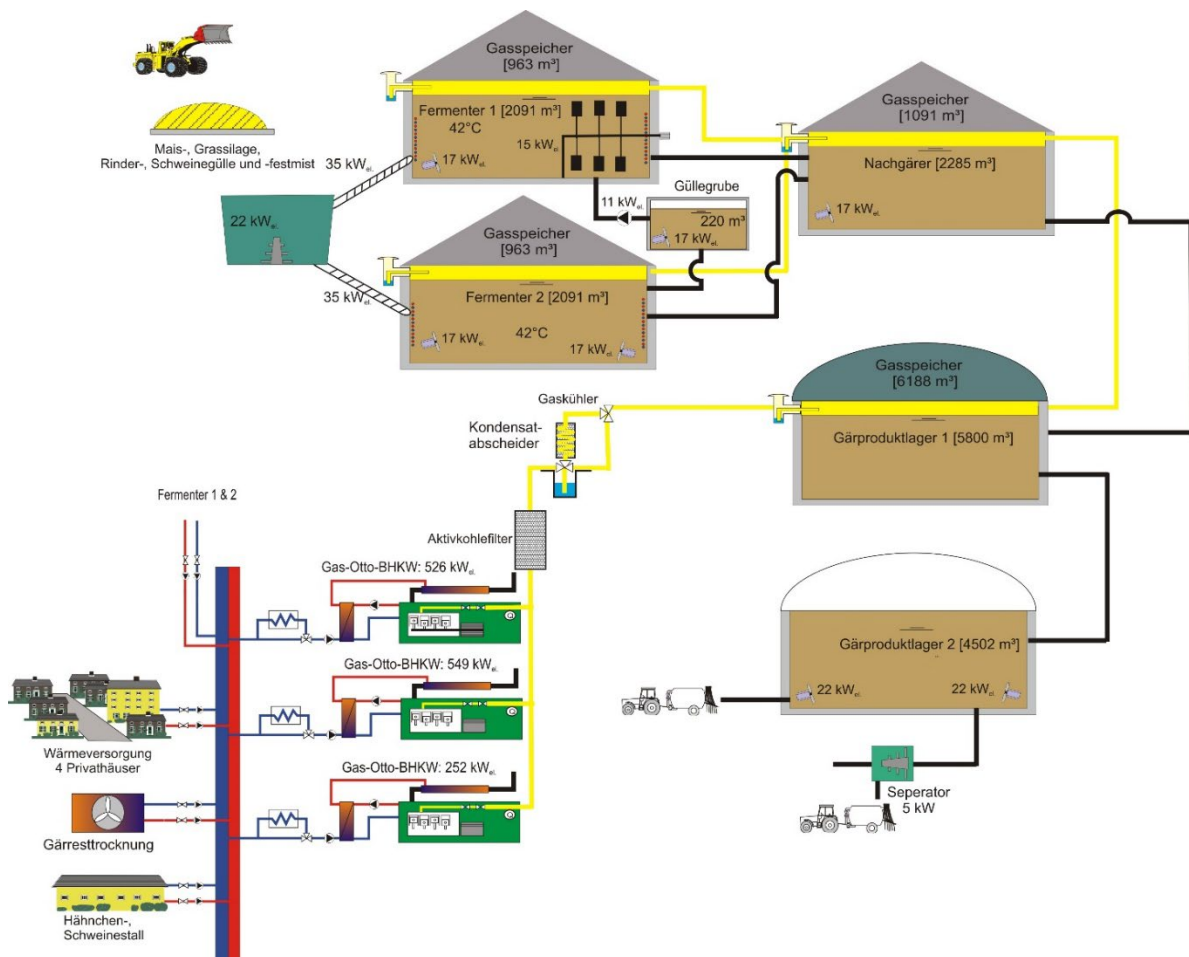


Abbildung 2: Biogasanlage NDS-2 mit Optimierungsmaßnahmen (Quelle: Verena Wilken, Illustration: Universität Hohenheim)

Eine Betrachtung eines Gesamtkonzeptes aus beiden Berechnungen entfällt in diesem Fall, da die Substratumstellung aus der ersten Optimierungsmaßnahme durch die Planungen in der zweiten Option hinfällig wird. Eine Sensitivitätsanalyse zeigt am Ende den Einfluss verschiedener Parameter auf den Gewinn der Anlage.

4.1 Optimierungsmaßnahme 1: Notwendige Anpassungen zum Weiterbetrieb im EEG 2021

Bei der Substratanpassung zur Einhaltung des Maisdeckels im neuen EEG soll zunächst von einer gleichbleibenden Bemessungsleistung zum Ist-Stand ausgegangen werden. Bezüglich der Verweilzeit hat die Anlage noch Spielraum, limitierend ist die Lagerkapazität für das Gärprodukt. Laut Düngeverordnung (DüV 2017) müssen Betriebe ohne eigene Flächen, was für die meisten Biogasanlagen zutrifft, neun Monate Lagerkapazität für das Gärprodukt vorhalten können. Dies wird durch den hohen Anteil an Gärprodukt, der separiert wird, gerade so eingehalten. Aus diesem Grund wird bereits Hochenergiesubstrat eingesetzt. Für einen Austausch der Maissilage kommt es in Frage, den Gülleanteil zu erhöhen, da die anfallende Menge aus den Betrieben noch nicht voll ausgeschöpft ist. Dies bedeutet aber zusätzlich benötigten Lagerraum, so dass diese Möglichkeit hier nicht



betrachtet wird. Eine andere Möglichkeit wäre die Erhöhung des Anteils an Grassilage sowie des Hochenergiesubstrats Roggenkorn. Letzteres fällt zwar auch unter den Maisdeckel, fällt aber aufgrund der geringeren benötigten Frischmasse weniger ins Gewicht als Maissilage und hat den Vorteil aufgrund des hohen TS-Gehalts die Lagerraumkapazität weniger zu belasten.

4.1.1 Kennzahlen

Mit den in Tabelle 10 dargestellten Änderungen in der Ration wäre es möglich, den gleichen Methanertrag zu erzielen wie im Ist-Stand ohne die Gärproduktlagerkapazität weiter erhöhen zu müssen. Gleichzeitig können die Kosten konstant gehalten werden (s. Kapitel 4.1.2), wobei der Preis für Roggen steigen könnte, wenn keine minderwertige Ware zu diesem günstigen Preis verfügbar ist. Höhere Kosten könnten ebenfalls durch einen höheren Rühr- und Pumpaufwand entstehen, welche durch den Anstieg der TS von 25 auf 26 % sowie den höheren Anteil Grassilage zustande kommen kann. Diese konnten allerdings nicht beziffert werden und wurden daher im Folgenden vernachlässigt.

Tabelle 10: Substrateinsatz an der Biogasanlage NDS-2 nach Optimierungsmaßnahme 1 aufgrund der Substitution eines Teils der Maissilage und CCM durch Roggenkorn und Grassilage sowie Prozesskennzahlen nach Änderung des Substratmixes

Änderung der Substratmengen durch Umsetzung von Optimierungsmaßnahme 1			
Substrat	Einheit	Ist-Stand	Opt. 1
Wirtschaftsdünger			
Gülle (Rind + Schwein)	t FM/a	5.710	5.710
Festmist (Rind + Schwein)	t FM/a	291	291
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>6.001 (± 50 %)</i>	<i>6.001 (± 49 %)</i>
Nachwachsende Rohstoffe			
Maissilage	t FM/a	4.757 (± 39)	3.350 (± 27 %)
CCM	t FM/a	645 (± 5 %)	500 (± 4 %)
Roggenkorn	t FM/a	497 (± 4 %)	753 (± 6 %)
Grassilage	t FM/a	209 (± 2 %)	1.600 (± 14 %)
<i>Summe NawaRo</i>	<i>t FM/a</i>	<i>6.108 (± 50 %)</i>	<i>6.203 (± 51 %)</i>
Änderung der prozesstechnischen Kennzahlen durch Umsetzung von Opt. 1			
Prozesstechnische Kennzahl	Einheit	Ist-Stand	Opt. 1
Hydraulische Verweilzeit (aktiv)	d	126	125
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	195	193
Organische Raumbelastung	kg oTM/(m ³ · d)	1,89	1,94
Theoretisches Methanpotenzial	m ³ CH ₄ /t oTM	349	341

Der Anteil der maisdeckelrelevanten Substrate Maissilage, CCM und Roggenkorn wurde von 49 auf 38 % reduziert. Insgesamt werden dafür im Vergleich zum Ist-Stand ca. 100 t Frischmasse im Jahr mehr benötigt, was die organische Raumbelastung auf 1,94 kg oTM/(m³ · d) steigen lässt. Der mittels Fugatfaktoren berechnete Gärproduktanfall verringert sich geringfügig gegenüber dem Ist-Stand.



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, wobei von der gleichen eingespeisten Strommenge wie im Ist-Stand ausgegangen wird.

Grundsätzlich wird hier vom Erhalt des Höchstgebotspreises von 18,4 ct/kWh_{el} ausgegangen (die Auswirkungen geringerer Zuschlagspreise werden in der Sensitivitätsanalyse im Kapitel 4.2.5 betrachtet). Für die Biogasanlage wurde bisher eine Flexibilitätsprämie gezahlt. Da hier vom rechtlichen Stand Juni 2021 ausgegangen wird, erhält sie keinen Flex-Zuschlag in der zweiten Förderperiode (siehe Tabelle 11).

Dazu kommen Annahmen für Mehrerlöse durch Direktvermarktung (siehe Tabelle 2), so dass sich ein jährlicher Stromerlös von 741.510 € ergibt.

Tabelle 11: Stromerlös der Biogasanlage NDS-2 nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 1 unter Annahme einer gleichbleibenden Bemessungsleistung zum Ist-Stand

Stromerlöse		
Grundvergütung	ct/kWh _{el}	18,40
Mehrerlös Direktvermarktung*	ct/kWh _{el}	0,65
Stromvergütung gesamt	ct/kWh _{el}	19,05
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	3.892.440
Stromerlös	€/a	741.510

*3fach überbaut, Wert siehe Tabelle 2

Zusammen mit Wärmeeinnahmen (58.181 €/a) und sonstigen Einnahmen (2.314 €/a), die wie im Ist-Stand angenommen werden, ergeben sich für die Anlage NDS-2 mit der Optimierungsoption 1 Gesamteinnahmen von 802.005 €/a.

4.1.3 Kosten

a) *Kapitalkosten*

Die Substratumstellung hat keinen Einfluss auf die Kapitalkosten. Sie reduzieren sich aber gegenüber dem Ist-Stand um die Abschreibungen und Zinsen für Bauliche Anlagen, da diese zum Wechsel der Förderperiode als abgeschrieben angenommen werden. Damit betragen die Kapitalkosten für die Optimierungsoption 1 noch 129.183 €/a

b) *Substratkosten*

Die Mengen der eingesetzten Wirtschaftsdünger und die dazugehörigen Kosten bleiben gleich. Bezüglich der Qualitäten der eingesetzten Substrate wurde mit KTBL-Richtwerten gerechnet (KTBL, 2021b). Da der KTBL-Richtwert für den Trockensubstanzgehalt der Grassilage über dem Wert des Ist-Standes liegt, erhöht sich der Preis für die Grassilage auf 24,50 €/t FM. Durch den in Tabelle 10 dargestellten Substratwechsel verringern sich die Kosten für die Substrate um 28.696 € auf 419.121 €/a. Dazu kommen 23.972 € für Gärproduktlogistik aus dem Ist-Stand, so dass die Substratkosten insgesamt 443.093 €/a betragen.



c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Der geplante Substratwechsel ändert nichts an den Betriebskosten. Da aber davon ausgegangen wird, dass die alten baulichen Anlagen noch weiter 10 Jahre genutzt werden, wird mit einem zusätzlichen Aufwand für deren Instandhaltung kalkuliert. Im Ist-Stand für diese Anlage wurden keine Instandhaltungskosten (Bau) angegeben, so dass diese per Regression ermittelt wurden (siehe Kapitel 2.2.5) und 9.006 €/a betragen. Damit steigen die gesamten Betriebskosten auf 315.446 €/a.

4.1.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die Anlage NDS-2 würde mit den getroffenen Annahmen bei einem Wechsel in die Ausschreibung im Rahmen des EEG 2021 trotz Kostensenkung einen Verlust verzeichnen, der durch die stark gesunkenen Einnahmen beim Stromverkauf zustande kommt (siehe Tabelle 12). Rechnet man entgegen der hier getroffenen Annahmen mit dem Erhalt eines Flexzuschlags auf die bereits vorhandene Überbauung in Höhe von 50 €/kW installiert, würde sich der Gewinn um 66.350 €/a erhöhen, was einer zusätzlichen Vergütung von 1,27 ct/kWh entspricht. Aber auch mit diesem zusätzlichen Erlös wäre die Anlage noch nicht wirtschaftlich.



Tabelle 12: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis der Biogasanlage NDS-2 nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 1 (Opt. 1) im Vergleich zum Ist-Stand

Parameter	Einheit	Ist-Stand	Opt. 1
Leistungen			
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	24,22	19,05
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	3.892.440	3.892.440
Stromerlös (inkl. Direktvermarktung)	€/a	946.562	741.510
Spezifische Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	2,00	2,00
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	2.909.042	2.909.042
Wärmeerlös	€/a	58.181	58.181
Sonstige Erlöse	€/a	2.314	2.314
Gesamterlös	€/a	1.007.057	802.005
Kosten			
Kapitalkosten	€/a	186.257 (± 19 %)	129.183 (± 15 %)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	4,79	3,32
Substratkosten	€/a	471.789 (± 49 %)	443.093 (± 50 %)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	12,12	11,38
Betriebs- und Allg. Kosten	€/a	306.440 (± 32 %)	315.446 (± 35 %)
Spez. Betriebs- und Allg. Kosten	ct/kWh _{el}	7,87	8,10
Kosten gesamt	€/a	964.487 (± 100 %)	887.722 (± 100 %)
Gesamtübersicht			
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	25,87	20,60
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	24,78	22,81
Gewinn	€/a	42.570	-85.717
Spezifischer Gewinn	ct/kWh_{el}	1,09	-2,20
Gesamtrentabilität	%	1,23	-2,7

Der Verlust ist mit 85.717 €/a so hoch, dass auch der Bezug eines Flex-Zuschlags die Anlage noch nicht wirtschaftlich machen würde. Das Ergebnis zeigt, dass weitere Maßnahmen notwendig sind, falls die Anlage in die Ausschreibung wechseln soll. Durch den knappen Lagerplatz sind die Betreiber der Anlage sehr eingeschränkt in der Substratwahl, weshalb wie bereits geschrieben auf CCM und Roggenkorn nicht verzichtet werden kann. Dies führt zu einem Anteil von 50 % der Substratkosten an den Gesamtkosten. Im Folgenden soll der Einfluss einer Investition in ein neues gasdichtes Gärproduktlager und ein damit verbundener möglicher Substratwechsel mit günstigerer Ration berechnet werden.

4.2 Optimierungsmaßnahme 2 / Gesamtkonzept: Erhöhung der Bemessungsleistung und Bau eines Gärproduktlagers

Da der Anlagenbetreiber einen Ausbau des Wärmenetzes ausschließt, soll der Stromerlös optimiert werden. Bei der Anlage steht einer installierten Leistung von 1.327 kW_{el} eine Bemessungsleistung im Bezugsjahr von 444 kW_{el} gegenüber. Beim Wechsel in die Ausschreibung dürfen durch die geforderte Überbauung bis zu 597 kW_{el} genutzt werden.



Da die Gärproduktlagerkapazität der limitierende Faktor ist, soll in dieser Variante eine höhere Ausnutzung der Bemessungsleistung mit dem Bau eines neuen Gärproduktlagers kombiniert werden. Das neue Gärproduktlager soll gasdicht mit einem geplante Volumen von 5.800 m³ sein, so dass trotz der Reduzierung der lagerraumschonenden Hochenergiesubstrate wie CCM und Roggenkorn die erforderliche Verweilzeit eingehalten werden kann. Zur Reduzierung von CCM und Roggenkorn können zum einen die Mengen der in den Betrieben anfallenden Wirtschaftsdünger noch erhöht werden, da die Ausnutzung im Bezugsjahr noch nicht erschöpft war. Zum anderen soll der Anteil an günstiger Grassilage deutlich erhöht werden.

Um die Einnahmen zu maximieren soll im Folgenden von der maximal möglichen Bemessungsleistung von 597 kW_{el} ausgegangen werden.

4.2.1 Kennzahlen

Durch die Optimierungen werden alle Kennzahlen verändert. Die Ration ändert sich und zusammen mit dem neuen Behälter auch die Prozesskennzahlen. Die höhere Stromproduktion ändert auch die zur Verfügung stehende Wärme (siehe Tabelle 13).



Tabelle 13: Kennzahlen nach Optimierungsmaßnahme 2 im Vergleich zum Ist-Stand für die Biogasanlage NDS-2

Parameter	Einheit	Ist-Stand	Opt. 2
Substrate			
Wirtschaftsdünger			
Gülle (Rind + Schwein)	t FM/a	5.710	8.000
Festmist (Rind + Schwein)	t FM/a	291	800
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>6.001 (± 50 %)</i>	<i>8.800 (± 44 %)</i>
Nachwachsende Rohstoffe			
Maissilage	t FM/a	4.757 (± 39 %)	4.677 (± 13 %)
Grassilage	t FM/a	209 (± 2 %)	6.570 (± 41 %)
Corn-Cob-Mix (CCM)	t FM/a	645 (± 5 %)	0
Getreidekorn	t FM/a	497 (± 4 %)	0
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>6.107 (± 50 %)</i>	<i>11.247 (± 56 %)</i>
Täglicher Substrateinsatz	t FM/d	33,2	54,9
Prozesstechnische Kennzahlen			
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	126	76
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	195	223
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m ³ · d)	1,89	2,78
Theoretische Spez. Methanproduktion nach KTBL (2021b)	m ³ CH ₄ /t oTM	349	320
Energieerzeugung und -verwertung			
Stromverwertung			
Eigenstromverbrauch (Zukauf)	kWh/a	348.185	467.952
Stromerzeugung (ingespeist)	kWh/a	3.892.440	5.229.720
Ausnutzungsgrad HBL/max. Bemessungsleistung	%	60	100
Wärmeverwertung			
Eigenwärmenutzung	kWh _{th} /a	k.A.	k.A.
Externe Wärmeabgabe	kWh _{th} /a	2.909.042	2.909.042
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt)	%	68	52

Durch den Substratwechsel steigt der Anteil nachwachsender Rohstoffe in der Ration, durch den hohen Anteil Grassilage wird der Maisdeckel mit 23 % aber eingehalten. Die Verweilzeit im aktiven System sinkt deutlich, die Verweilzeit im gasdichten System steigt hingegen durch den Bau des großen neuen Gärproduktlagers, so dass auch die Mindestverweilzeit von 150 Tagen weiterhin eingehalten wird.

Mit der hohen eingespeisten Strommenge werden die drei vorhandenen BHKW besser ausgenutzt, so dass 45 % der installierten Leistung für die Stromproduktion genutzt werden. Bei gleichbleibender Wärmenutzung sinkt der Anteil der produzierten Wärme auf 52 %.



4.2.2 Leistungen

Wie bereits in der Optimierungsmaßnahme 1 angenommen, wird davon ausgegangen, dass die Biogasanlage keinen Flex-Zuschlag erhält. Durch die geringere Überbauung sinkt der angenommene Mehrerlös durch Direktvermarktung im Vergleich zu Optimierungsmaßnahme 1 von 0,65 auf 0,56 ct/kWh_{el} (siehe Tabelle 2). Mit einer Stromvergütung von 18,96 ct/kWh_{el} erwirtschaftet die Anlage einen Stromerlös in Höhe von 991.555 €/a (siehe Tabelle 14).

Tabelle 14: Stromerlöse nach Optimierungsmaßnahme 2 für die Biogasanlage NDS-2

Stromerlös		
Grundvergütung	ct/kWh _{el}	18,40
Mehrerlös Direktvermarktung*	ct/kWh _{el}	0,56
Stromvergütung gesamt	ct/kWh _{el}	18,96
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	5.229.720
Stromerlös	€/a	991.555

*Annahme siehe Tabelle 2

Zusätzlich kommen Einnahmen, die gegenüber dem Ist-Stand gleich bleiben, in Höhe von 58.181 €/a für Wärme und 2.314 €/a für Sonstiges, hinzu. Die Gesamteinnahmen liegen damit bei 1.052.050 €/a.

4.2.3 Kosten

a) *Kapitalkosten*

Für den Bau eines neuen Gärproduktlagers mit einer Größe von 5.800 m³ werden Ausgaben in Höhe von 630.000 € angenommen. Die Angabe beruht darauf, dass für diesen Betrag kürzlich ein vergleichbares Gärproduktlager bei einer anderen niedersächsischen Anlage gebaut wurde. Bei einer Abschreibung über zehn weiteren Jahre im neuen EEG und mit Zinsen in Höhe von 1,5 % ergibt sich eine jährliche Mehrbelastung von 68.314 €/a (siehe Tabelle 15).

Tabelle 15: Zusätzliche Kapitalkosten durch die Optimierungsmaßnahme 2 für die Biogasanlage NDS-2

Zusätzliche Kapitalkosten		
Investitionen	€	630.000
Abschreibung	€/a	63.000
Zinslast	€/a	5.314
Zusätzliche Kapitalkosten	€/a	68.314

Hinzu kommen Kapitalkosten aus dem Ist-Stand (abzüglich der als abgeschrieben angenommenen baulichen Anlagen) in Höhe von 129.183 €/a. Dadurch ergeben sich jährliche Kapitalkosten von 197.497 €/a.

b) *Substratkosten*

Die Kosten für die eingesetzten Substrate verringern sich auf 403.615 €/a trotz der höheren eingesetzten Frischmasse im Vergleich zum Ist-Stand, da nun auf teure



Hochenergiesubstrate verzichtet werden kann. Die Kosten für die Gärproduktlogistik erhöhen sich proportional zum entstehenden Gärprodukt auf 40.675 €/a. Insgesamt ergeben sich Substratkosten in Höhe von 444.290 €/a.

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Zusätzliche Betriebs- und Allgemeine Kosten resultieren aus den angenommenen Instandhaltungskosten Bau (analog zu Optimierungsmaßnahme 1) in Höhe von 9.006 €/a. Für die Versicherungen für das neue Gärproduktlager werden 3.150 €/a angenommen (1 % des durchschnittlich gebundenen Kapitals nach KTBL (2021c)). Anteilig mit der steigenden Bemessungsleistung werden Mehrkosten für den Strombezug, die Betriebsmittel sowie für die Instandhaltung von Technik und BHKW angenommen. Die hohen Personalkosten werden konstant gehalten, da im Ist-Stand nicht nur die Fütterungszeit kalkuliert wurden. Insgesamt ergeben sich daraus Betriebs- und Allgemeine Kosten von 365.195 €/a.

4.2.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Mit der Optimierungsmaßnahme 2 steigen sowohl die Einnahmen als auch die Ausgaben im Vergleich zum Ist-Stand (siehe Tabelle 16). Mit den getroffenen Annahmen ergibt sich ein jährlicher Gewinn von 45.078 €, der in vergleichbarer Höhe zum Gewinn des Ist-Standes liegt. Rechnet man entgegen der in dieser Studie getroffenen Annahmen mit dem Erhalt eines Flexzuschlags auf die bereits vorhandene Überbauung in Höhe von 50 €/kW_{inst.}, so würde sich der Gewinn um ca. 66.350 €/a erhöhen, was einer zusätzlichen Vergütung von 1,27 ct/kWh entspricht.



Tabelle 16: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis der Biogasanlage NDS-2 nach Optimierungsmaßnahme 2 (Opt. 2) im Vergleich zum Ist-Stand 2020

Parameter	Einheit	Ist-Stand	Opt. 2
Leistungen			
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	24,22	19,05
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	3.892.440	5.229.720
Stromerlös (inkl. Direktvermarktung)	€/a	946.562	991.555
Spezifische Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	2,00	2,00
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	2.909.042	2.909.042
Wärmeerlös	€/a	58.181	58.181
Sonstige Erlöse	€/a	2.314	2.314
Gesamterlös	€/a	1.007.057	1.052.050
Kosten			
Kapitalkosten	€/a	186.257 (± 19 %)	197.497 (± 20 %)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	4,79	3,78
Substratkosten	€/a	471.789 (± 49 %)	444.290 (± 44 %)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	12,12	8,50
Betriebs- und Allg. Kosten	€/a	306.440 (± 32 %)	365.185 (± 36 %)
Spez. Betriebs- und Allg. Kosten	ct/kWh _{el}	7,87	6,98
Kosten gesamt	€/a	964.487 (± 100 %)	1.006.972 (± 100 %)
Gesamtübersicht			
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	25,87	20,12
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	24,78	19,25
Gewinn	€/a	42.570	45.078
Spezifischer Gewinn	ct/kWh_{el}	1,09	0,86
Gesamtrentabilität	%	1,2	1,2

Da der Gewinn sehr gering ist, könnte die Wirtschaftlichkeit durch einen geringeren Zuschlag bei der Ausschreibung oder steigende Substratpreise, wie dies in Dürre Jahren der Fall sein kann, in Gefahr sein. Der Gewinn wäre stabiler, wenn es gelänge, die Einnahmen durch Wärme zu erhöhen. Wollen die Betreiber ihre Anlage in der zweiten Förderperiode weiter betreiben, so müssen sie sich deshalb fragen, welchen Preis für Wärme in ihren Ställen sie bereit sind zu zahlen bzw. gegenzurechnen. Die Zusammenhänge sollen im folgenden Kapitel betrachtet werden.

4.2.5 Sensitivitätsanalyse

Den Einfluss einer Veränderung der Kostengruppen Kapitalkosten, Substratkosten und Betriebskosten auf die Wirtschaftlichkeit zeigt Tabelle 17. Da in der Optimierungsvariante 2 die Substratkosten den höchsten Anteil an den Gesamtkosten der Biogasanlage ausmachen, hat eine prozentuale Veränderung dieser Position auch den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.



Der zur Kostendeckung notwendige Zuschlagpreis in Optimierungsmaßnahme 2 wäre 17,54 ct/kWh. Bei einer Erhöhung der Substratkosten um 10 % läge dieser durch die Erhöhung der spezifischen Gesamtkosten um 0,85 ct/kWh mit 18,39 ct/kWh schon beim maximal möglichen Zuschlagpreis, auch bei einer Erhöhung der Betriebskosten um 10 % müsste der Zuschlagpreis bei mindestens 18,24 ct/kWh_{el} liegen, damit die Anlage kostendeckend arbeitet.

Tabelle 17: Sensitivitätsanalyse zur Optimierungsmaßnahme 2 der Biogasanlage NDS-2

Änderungen durch Maßnahme		Kapitalkosten (+/- 10 %)	Substratkosten (+/- 10 %)	Betriebskosten (+/- 10 %)
Spez. Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	+/- 0,38	+/- 0,85	+/- 0,70

Die Kapital- und Betriebskosten sind weniger zeitlichen Schwankungen unterlegen als die Substratkosten und damit besser kalkulierbar. Da die Substratkosten im Wesentlichen aus den Kosten für die nachwachsenden Rohstoffe bestehen, ist die Gesamtwirtschaftlichkeit der Anlage stark von den Erträgen und den erzielten Qualitäten abhängig, die z. B. durch Dürrejahre und Extremwetterereignisse negativ beeinflusst werden können.

Allerdings können auch stark steigende Kosten für Strom oder Baustoffe, welche die Position der Betriebskosten erhöhen können, zu Verunsicherungen bei Planungen führen. Des Weiteren gefährdet eine steigende Inflation das positive Betriebsergebnis massiv.

Neben dem Zuschlagpreis wäre der Wärmeerlös eine weitere wichtige Stellschraube auf der Einnahmenseite. Auch wenn für die Anlage NDS-2 zur Zeit keine Änderungen für die Wärmeabnahme sowie den Wärmepreis vorgesehen sind, soll der Einfluss des Wärmepreises (bei gleichbleibenden Strom- und Wärmemengen im Vergleich zum Ist-Stand) auf den Gewinn in Abbildung 3 verdeutlicht werden.



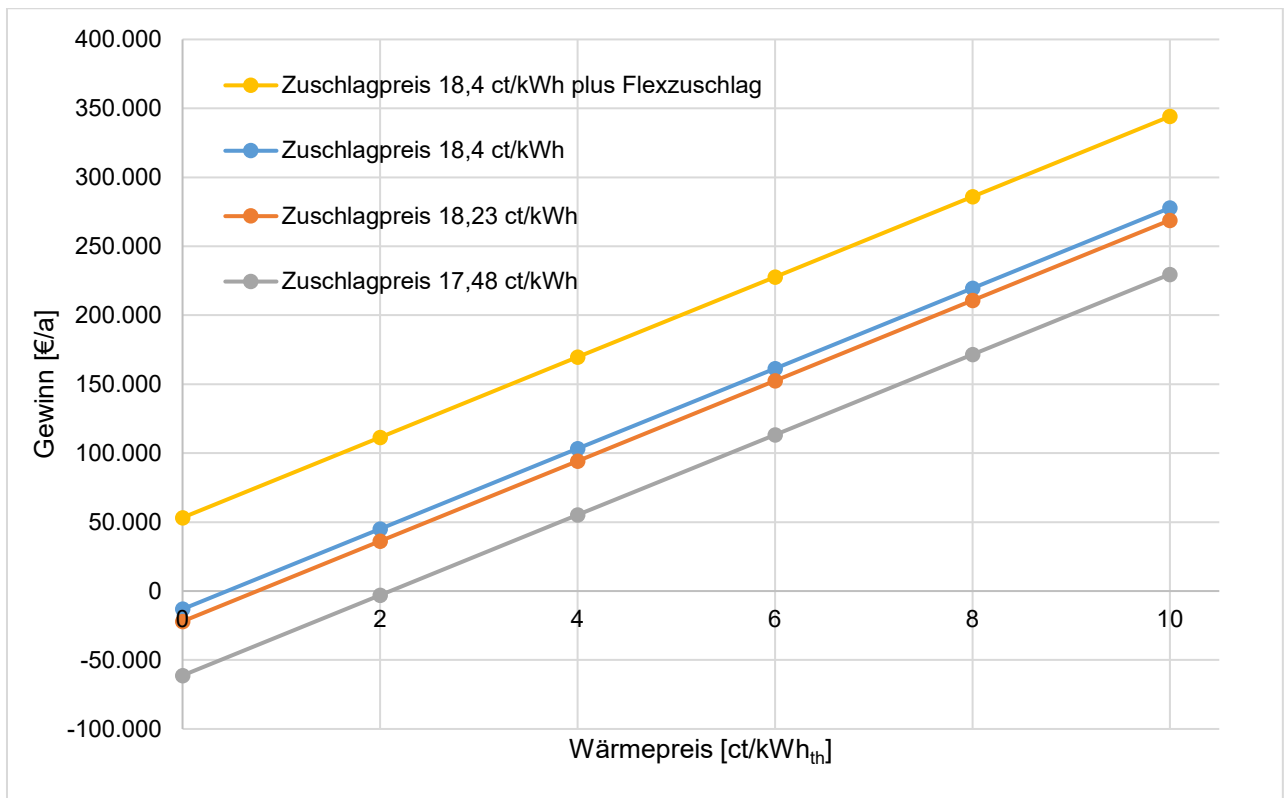


Abbildung 3: Gewinn der Biogasanlage NDS-2 nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 2 in Abhängigkeit vom erzielten Wärmepreis (vermarktete Strom- und Wärmemengen analog zum Ist-Stand) und für drei verschiedenen Zuschlagswerte sowie einmal mit Flex-Zuschlag (maximaler Zuschlagswert 18,4 ct/kWh_{el}, maximal bezuschlagter Wert im September 2021 (18,23 ct/kWh_{el}) und durchschnittlich erzielter Zuschlagpreis im September 2021 (17,48 ct/kWh_{el}) nach Bundesnetzagentur (2022))

Für den Stromerlös wurde bisher der (auch aufgrund der Regelung, dass bei Unterschreitung des Ausschreibungsvolumens nur 80 % der Gebote berücksichtigt werden) kaum erreichbare Bestcase von 18,4 ct/kWh_{el} Grundvergütung angenommen. Unter Beachtung der Zuschläge am Gebotstermin 1.9.2021 würde beim erzielten höchsten Zuschlag von 18,23 ct/kWh_{el} (Bundesnetzagentur 2022) die Stromerlöse um 8.891 €/a und beim durchschnittlichen Zuschlag (17,48 ct/kWh_{el}) um 48.113 €/a geringer sein als bisher in der vorliegenden Studie angenommen. Dies wiederum hat starke Auswirkungen auf den Wärmepreis, welcher mindestens benötigt wird, um einen Gewinn zu erwirtschaften. Kommt hingegen auf die überbaute Leistung ein Flex-Zuschlag von 50 €/kW, so erhöhen sich die Einnahmen um 66.350 €/a. In dem Fall wäre die Anlage sogar ohne Wärmeeinnahmen wirtschaftlich.

4.3 Fazit der Optimierungsstrategien

Die Biogasanlage NDS-2 hat noch eine Restlaufzeit von drei Jahren in der ersten Förderperiode, was bedeutet, dass bei einer Entscheidung für den Weiterbetrieb entsprechende Weichen jetzt gestellt werden müssen. Erfolgt das Minimum an Maßnahmen für den Weiterbetrieb, nämlich die Substratanpassung, so wird die Anlage unter den getroffenen Annahmen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Daran ändert



auch die mittlerweile überarbeitete Version des EEG 2021, die den Erhalt eines Flexzuschlags trotz des Zuschlags in der 1. Förderperiode vorsieht, nichts.

Mit der zweiten Optimierungsberechnung, welche den Bau eines neuen Gärproduktlagers und die Anhebung der Bemessungsleistung beinhaltet, wäre es weiterhin möglich, einen Gewinn zu erwirtschaften. Der Gewinn wäre bei höherer Bemessungsleistung vergleichbar mit dem Ist-Stand. Die Annahmen fußen aber auf die Verfügbarkeit günstiger Substrate. Ob diese langfristig so zur Verfügung stehen, müsste vorher geprüft und sichergestellt werden.

Voraussetzungen für die Umsetzung von Optimierungsmaßnahme 2 sind, dass das neue Gärproduktlager genehmigt wird und die hohe erforderliche Substratmenge auf den Betrieben gehandhabt und bereit gestellt werden kann, ohne dass dies zusätzliche Investitionen (neue Siloplatten etc.) oder deutlich steigende Betriebskosten (Lohn, Strom) nach sich zieht.

Bevor eine Abschaltung der Anlage in Erwägung gezogen wird, sollte die zur Zeit günstig anfallende Wärme, vor allem für die Stallanlagen der Kommanditisten, gegengerechnet werden, da Strom- und Wärmepreise zur Zeit steigen. Darüber hinaus sollte die Verteilung der abgerechneten Stunden des Mitarbeiters zwischen landwirtschaftlichem Betrieb und der Biogasanlage überdacht bzw. in die Rechnung einbezogen werden.



Literatur

Bundesnetzagentur (2022): 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.

DüV (2017): Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen (Düngeverordnung – DüV) vom 26. Mai 2017 (BGBl. I S 1305), die zuletzt durch Artikel 97 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist.

EEG (2021): Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), Fassung vom 16. Juli 2021 vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.

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).

KTBL (2021c): mündl. Mitteilung von Stefan Hartmann.

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.

