

## Machbarkeitsstudie im Projekt „ProBiogas“ für die Praxisbiogasanlage „BaWü-4“



### Anlage BaWü-4

- 1.040 kW<sub>el</sub>
- 97 % NawaRo
- 3 % Wirtschaftsdünger

### Optimierungsmaßnahmen:

- Umstieg EEG 2021
- Ausbau Wärmenetz

© Teresa Knill, Universität Hohenheim

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.....	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.....	9
3.1.3	Biogasverwertung .....	9
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.....	11
3.3.1	Leistungen .....	11
3.3.2	Kosten.....	12
a)	Kapitalkosten .....	12
b)	Substratkosten .....	13
c)	Betriebskosten und Allgemeine Kosten .....	13
3.3.3	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis.....	15
4	Optimierungsstrategien .....	16
4.1	Optimierungsmaßnahme 1: Notwendige Anpassungen zum Weiterbetrieb im EEG 2021 .....	17
4.1.1	Kennzahlen.....	17
4.1.2	Leistungen .....	17
4.1.3	Kosten.....	18
a)	Kapitalkosten .....	18



b) Substratkosten .....	18
4.1.4 Betriebskosten und Allgemeine Kosten .....	18
4.1.5 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis .....	18
4.2 Optimierungsmaßnahme 2: Weiterbetrieb im EEG 2021 mit Erweiterung des Wärmenetzes/Gesamtkonzept .....	19
4.2.1 Kennzahlen .....	19
4.2.2 Leistungen .....	20
4.2.3 Kosten .....	20
a) Kapitalkosten .....	20
b) Substratkosten .....	21
c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten .....	21
4.2.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis .....	21
4.2.5 Sensitivitätsanalyse .....	22
4.3 Fazit der Optimierungsstrategien .....	23
Literatur .....	25



## 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 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 „BaWü-4“ soll die Umsetzung einer Erweiterung des bestehenden Wärmenetzes bei gleichzeitiger Einspeisung des Stroms über das EEG 2021 techno-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 aufrecht zu erhalten. 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

$i_{\text{kalk}}$  = Kalkulationszinssatz in %

Die Substratpreise wurden vom Betreiber erfragt und erfasst. Die Preise sind als „frei Platte“ 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 Biogasanlage 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<sub>el</sub>), ausgegangen. Um die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen bewerten zu können, wird außerdem für jede Optimierungsmaßnahme, die einen Übergang ins EEG 2021 vorsieht, die notwendige Änderung 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 <sub>el</sub>	0,56
3-fache Überbauung	ct/kWh <sub>el</sub>	0,65
4-fache Überbauung	ct/kWh <sub>el</sub>	0,73

### 2.2.3 Annahmen Kapitalkosten

Bei Bauwerken wie Fermentern, Gärproduktlager, 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 Gärrestausrückführung 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 Instandhaltungskosten für Bauwerke, welche gegenüber dem Ist-Stand erhöht (in der Regel verdoppelt) werden. Diese zusätzliche Kostenposition deckt auch Kosten für ggf. notwendige Retrofitmaßnahmen, also Maßnahmen, die für die Ertüchtigung der alten Substanz für den Weiterbetrieb erledigt werden müssen, mit ab.

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 BaWü-4 liegt im Kreis Ravensburg und ist an einen landwirtschaftlichen Betrieb, der 70 Hektar landwirtschaftliche Nutzfläche bewirtschaftet, angegliedert. Allgemeine Informationen zur Biogasanlage finden sich in der folgenden Tabelle.

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

Allgemeine Informationen		
Standort	Ravensburg (Baden-Württemberg)	
Betriebsform	Natürliche Person	
Genehmigung	BlmSchG	
Vergütung nach EEG	Jahr	2004
Direktvermarktung	Ja/Nein	Nein
Inbetriebnahmejahr	Jahr	2007
Installierte elektrische Leistung	kW <sub>el</sub>	1.040
Elektrische Höchstbemessungsleistung (HBL)	kW <sub>el</sub>	400

Die Biogasanlage ist vom Eigentümer selbst geführt und befindet sich in einen sehr guten Zustand.

#### 3.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage besitzt ein beheiztes Gärvolumen von 2.200 m<sup>3</sup> und zusätzlich gasdichte Gärproduktlager mit einem Gärvolumen von 330 m<sup>3</sup> (siehe Abbildung 1).

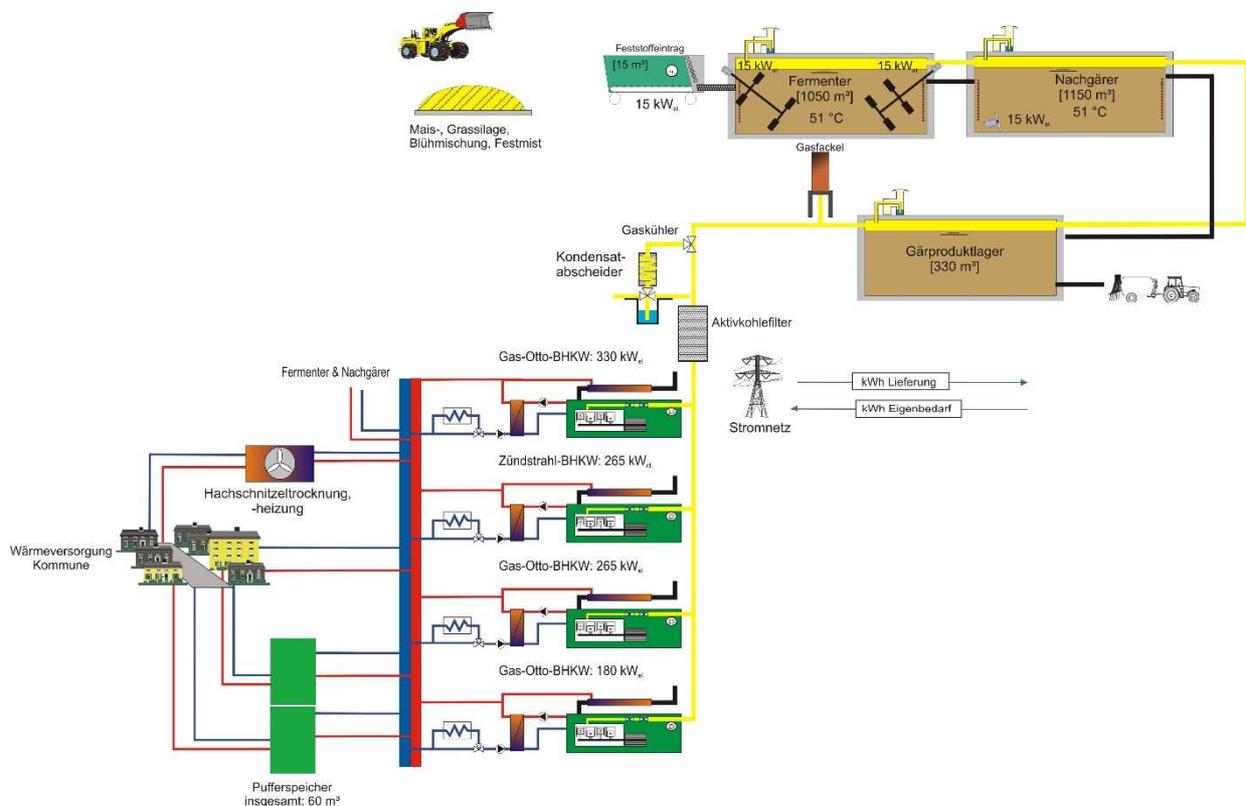


Abbildung 1: Anlagenschema der Biogasanlage BaWü-4 (Quelle und Illustration: Universität Hohenheim)



Der Betrieb ist ein Versuchsbetrieb für einen BHKW Hersteller, weshalb die Biogasverwertung (Vor-Ort-Verstromung) als Volleinspeisung mit 4 Blockheizkraftwerken mit einer Gesamtleistung von 1.040 kW<sub>el</sub> erfolgt.

### 3.1.1 Substratbereitstellung und -einbringung

Die Substrate werden über eine Feststoffeinbringung der Marke Vielfraß eingebracht, der ein Abschiebewagen vorgeschaltet ist, um die Kapazität des Vorlagebehälters zu erhöhen. Dies ist nötig, da die Fahrsiloanlage ca. 600 m vom Betrieb entfernt ist.

### 3.1.2 Fermenterkaskade

Der Fermenter und der Nachgärer sind jeweils mit einer EPDM-Folienhaube überdacht. Die Durchmischung des Fermenterinhalts geschieht durch zwei Paddelrührwerke in 20/15 Minuten Intervallen. Über eine Pumpe gelangt das Gärsubstrat aus dem Fermenter in den Nachgärer. Im Nachgärer ist ein Tauchmotorrührwerk, dass in 10/60 Minuten Intervallen rührt, eingebaut. Das Gärsubstrat gelangt ebenfalls über eine Pumpe vom Nachgärer ins Gärproduktlager. Im Gärproduktlager wird das Gärprodukt mit einem mobilen Zapfwellenrührwerk vor Ausbringung aufgemischt.

### 3.1.3 Biogasverwertung

Das entstandene Biogas wird zuerst in den Behältern biologisch entschwefelt und vor den Blockheizkraftwerken wird eine zusätzliche Aktivkohleaufbereitung durchgeführt. Das aufbereitete Biogas wird mit Hilfe der vier BHKW verwertet. Die BHKW teilen sich auf in einen 5-Zylinder Gas-Otto-BHKW mit einer Leistung von 180 kW<sub>el</sub>, einen 6-Zylinder Gas-Otto-BHKW mit einer Leistung von 265 kW<sub>el</sub>, einen 6-Zylinder Zündstrahl-BHKW mit 265 kW<sub>el</sub>, wobei 30 kW davon durch eine Abgasturbine erzeugt werden, sowie einen 8-Zylinder Gas-Otto-BHKW mit einer Leistung von 330 kW<sub>el</sub>. Alle BHKW mit Ausnahme des Zündstrahl-BHKW, welches im Besitz des Biogasanlagenbetreibers ist, werden dabei vom BHKW-Hersteller gemietet. Neben den BHKW steht eine Gasfackel zur Verfügung, um im Notfall das Biogas zu verbrennen. Der entstandene Strom wird vollständig ins Stromnetz eingespeist.

Der Betrieb verwendet seine Wärme um die Schule, die Kirche und andere öffentliche Gebäude sowie einige Ein- und Mehrfamilienhäuser im Ort über ein Wärmenetz zu versorgen. Ergänzend wurde als weitere Wärmesenke in eine Hackschnitzeltrocknung investiert, die die Hackschnitzel für die angeschlossene Hackschnitzelheizung trocknen kann. Das Wärmenetz umfasst außerdem zwei Pufferspeicher im Dorf. Eine ausreichende Brennstoffmenge für die Hackschnitzelheizung wird durch zwei Hackschnitzelbunker sichergestellt. Mit der Hackschnitzelheizung wird eine ausreichende Wärmelieferung an die externen Verbraucher auch im Winter sichergestellt, während die Hackschnitzeltrocknung vor allem im Sommer betrieben wird, wenn der Wärmebedarf des Wärmenetzes geringer ist. Dies generiert getrocknete Holzvorräte für den Winter und eine hohe Wärmeauslastung über das ganze Jahr.



## 3.2 Kennzahlen

### 3.2.1 Substrate

Als Einsatzstoffe werden derzeit Rinderfestmist, Mais- und Grassilage sowie Blümmischungen gefüttert, wobei der Maisanteil an der Fütterung mit 38 % den aktuellen Maisdeckel nach EEG 2021 unterschreitet. Weitere Informationen sind in Tabelle 4 zu finden.

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

<b>Substrateinsatz</b>		
<b>Wirtschaftsdünger</b>		
Rinderfestmist	t FM/a	222
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>222 (± 3 %)</i>
<b>Nachwachsende Rohstoffe</b>		
Maissilage	t FM/a	2.527
Grassilage	t FM/a	3.841
Blümmischung	t FM/a	44
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>6.412 (± 97 %)</i>
<b>Täglicher Substrateinsatz</b>	<b>t FM/d</b>	<b>18,2</b>
<b>Prozesstechnische Kennzahlen</b>		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	121
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	139
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m <sup>3</sup> d)	2,63
Methangehalt im Biogas	%	52
Spez. Methanproduktion	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /t oTM	392
Theoretische Spez. Methanproduktion nach KTBL, 2021b	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /t oTM	332
<b>Energieerzeugung und –verwertung</b>		
<b>Stromverwertung</b>		
Eigenstromverbrauch	kWh/a	135.000
Stromerzeugung	kWh/a	3.300.435
HBL Ausnutzungsgrad	%	94
<b>Wärmeverwertung</b>		
Eigenwärmenutzung	kWh <sub>th</sub> /a	825.000
Externe Wärmeabgabe	kWh <sub>th</sub> /a	2.219.876
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (ohne zus. Wärme aus Hackschnitzelheizung)	%	82

HBL = Höchstbemessungsleistung

Die Wärme wird zu großen Teilen bereits genutzt und verkauft (siehe Tabelle 4). Zusätzlich zur aufgelisteten extern verkauften Wärme werden zusätzlich 600.800 kWh<sub>th</sub>/a für den Betrieb der Hackschnitzeltrocknung verwendet. Die Hackschnitzel werden in einer Hackschnitzelheizung mit einer thermischen Leistung von 500 kWh<sub>th</sub> zur Stabilisierung des Wärmenetzes eingesetzt, diese produziert jährlich ca. 500.000 kWh<sub>th</sub>.



### 3.2.2 Prozesskennzahlen

Die hydraulische Verweilzeit im gasdichten System ist kürzer als die im EEG 2021 benötigten 150 Tage (siehe Tabelle 4). Die Verweilzeit im gasdichten System liegt im unteren Mittelfeld, während die der aktiven Stufe im oberen Mittelfeld der Biogasanlagen in Deutschland liegt (FNR 2021). Die organische Raumbelastung befindet sich in einem unbedenklichen Bereich. Die spezifische Methanproduktion ist weit über den erwarteten Wert nach KTBL Standardwerten (KTBL, 2021).

### 3.2.3 Strom- und Wärmeverwertung

Die Stromproduktion beläuft sich auf 94 % der Höchstbemessungsleistung (HBL) und ist somit nahezu vollständig ausgelastet. Die produzierte Wärme wird ebenfalls bereits in hohem Maße extern genutzt.

## 3.3 **Ökonomische Parameter**

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

### 3.3.1 Leistungen

Die Vergütung der Biogasanlage erfolgt nach dem EEG 2009 (siehe Tabelle 3). Neben der Grundvergütung erhält der Biogasbetrieb den NawaRo-, den Technologie- und den KWK-Bonus.

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

<b>Stromerlöse</b>		
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh <sub>el</sub>	19,63
Eingespeister Strom	kWh <sub>el</sub> /a	3.300.435
Stromerlös	€/a	647.778
<b>Wärmeerlöse</b>		
Spezifische Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus)	ct/kWh <sub>th</sub>	6,45
Wärmeverkauf	kWh <sub>th</sub> /a	1.092.338
Wärmeerlöse (ohne KWK-Bonus)	€/a	70.460
Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus)	€/a	160.001
<b>Gesamterlös</b>		
Stromerlös	€/a	647.778
Wärmeerlös	€/a	70.460
<b>Gesamterlös</b>	<b>€/a</b>	<b>718.238</b>



### 3.3.2 Kosten

#### a) Kapitalkosten

Die Erst- und Folgeinvestitionen der Biogasanlage sind Tabelle 6 zu entnehmen. Die Planungskosten waren im Paketpreis des Anlagenbauers enthalten und können daher nicht einzeln aufgeführt werden. Das Grundstück wurde für eine symbolische Summe vom angegliederten Betrieb übernommen. Die baulichen Kosten sind aufgrund hoher Eigenleistung ebenfalls geringgehalten.

Die Folgeinvestitionen beinhalten eine Reihe von Investitionen: 2010 den Bau eines Wärmenetzes mit einem Pufferspeicher und der Hackschnitzelheizung, 2012 wurde ein zweites Fahrsilo mit Vorplatz gebaut und in eine Fahrzeugwaage investiert. Im Jahr 2013 wurde eine Hackschnitzeltrocknung hinzugefügt. 2014 wurde in ein zweites BHKW investiert, dass zwischenzeitlich außerplanmäßig abgeschrieben werden musste. Zudem erfolgte eine Erweiterung des Wärmenetzes. 2015 wurde zur Überbrückung der weiten Strecke vom Fahrsilo bis zur Feststoffeinbringung ein Abschiebewagen zur Vergrößerung des Vorlagebehälters angeschafft, zusätzlich musste ein neuer Traktor erworben werden. Im Jahr 2018 wurde schließlich der Teleskoplader ersetzt.

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

<b>Gesamtinvestitionen</b>			
		<b>Erstinvestition</b>	<b>Folgeinvestition</b>
Grundstück und Genehmigung	€	-	-
Erschließung	€	-	-
Planung	€	-	-
Bauliche Anlagen	€	100.000	800.000
Technische Anlagen	€	560.000	410.000
BHKW	€	120.000	40.000
<b>Gesamtinvestition</b>	<b>€</b>	<b>2.030.000</b>	
<b>Kapitalkosten</b>			
Abschreibung	€/a	164.857	
Zinslast	€/a	16.994	
<b>Kapitalkosten gesamt</b>	<b>€/a</b>	<b>181.851</b>	
<b>Spezifische Kapitalkosten</b>	<b>ct/kW<sub>el</sub></b>	<b>5,51</b>	
<b>Kennzahlen</b>			
Spez. BHKW-Investitionskosten	€/kW <sub>el</sub> install.	154	
Spez. Investitionskosten	€/kW <sub>el</sub> HBL	5.075	

Die Abschreibung und Zinslast wurden mit den Annahmen im Projekt selber gerechnet. Der Betreiber hat für die Folgeinvestitionen niedrigere Abschreibungskosten und eine höhere Zinslast angegeben (spez. Kapitalkosten 4,32 ct/kW<sub>el</sub>).

Das Wärmenetz verursacht Abschreibungskosten von 45.847 €/a, die bereits in Tabelle 6 enthalten sind.



Im Vergleich zu anderen Biogasanlagen im vorliegenden Projekt und im Biogas-Messprogramm III sind die spezifischen BHKW-Kosten als sehr günstig zu bewerten, was daran liegt, dass der Betrieb ein Testbetrieb für einen BHKW-Hersteller ist. Die spezifischen Investitionskosten sind überdurchschnittlich hoch (FNR 2021).

#### b) Substratkosten

Der größte Kostenfaktor für den Betrieb der Biogasanlage sind die jährlichen Substratkosten. Die spezifischen Substratkosten der Maissilage sind als überdurchschnittlich und die der Grassilage als durchschnittlich zu anderen Biogasanlagen in Deutschland zu bewerten (siehe Tabelle 7) (FNR, 2021). Die spezifischen Kosten entstehen dadurch, dass in der Region der Biogasanlage viel Grünland und wenig Ackerland vorhanden ist. Zudem stammt die Grassilage überwiegend von den eigenen Flächen, während der Mais überwiegend von anderen Betrieben zugekauft wird. Die Blümmischung wird vom Betrieb selbst angebaut, in manchen Jahren wird der Substratmix zusätzlich durch GPS ergänzt. Für Silagen wurden pauschal Silierverluste von 12 % angenommen und auf die Preise „frei Silo“ aufgeschlagen (KTBL 2021a).

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

<b>NawaRo</b>		
Maissilage	€/t FM	47,04
	€/a	118.870
Grassilage	€/t FM	33,60
	€/a	129.058
Blümmischung	€/t FM	39,20
	€/a	1.725
<b>Wirtschaftsdünger</b>		
Rinderfestmist	€/t FM	1,60
	€/a	355
<b>Gesamt</b>		
<b>Gesamtsubstratkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>250.007</b>
<b>Spezifische Substratkosten</b>	<b>ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>7,57</b>

#### c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten der Biogasanlage können der Tabelle 8 entnommen werden. Die geringen Kosten für die Wartung und Reparatur der BHKW sind darauf zurückzuführen, dass die BHKW im Versuch betrieben werden und der Hersteller die Kosten teilweise übernimmt. Personalkosten fallen für den Anlagenfahrer und mehrere geringfügig angestellte Mitarbeiter an.



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

<b>Betriebs- und Allgemeine Kosten</b>		
Strombezug (abzgl. Stromsteuererstattung)	€/a	14.202
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	1.369
Instandhaltung (Bau)	€/a	258
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	52.502
Instandhaltung (BHKW)	€/a	18.294
Zündöl	€/a	47.650
Miete, Pacht	€/a	3.300
Prozessbetreuung, Beratung	€/a	3.760
Umweltgutachten	€/a	2.800
Versicherung, Beiträge	€/a	5.141
Personal (Anlagenfahrer)	€/a	59.147
Buchführung/Verwaltung	€/a	9.645
<b>Gesamtbetriebskosten</b>	<b>€/a</b>	<b>218.068</b>
<b>Spezifische Betriebskosten</b>	<b>ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>6,61</b>

Das Wärmenetz verursacht jährliche Betriebskosten von 12.200 €. Die Betriebskosten enthalten unter anderem den regelmäßigen Austausch der Wärmemengenzähler, der alle fünf Jahre erfolgt und das Hacken zur Herstellung der Hackschnitzel. Kosten für das Holz an sich fallen nicht an. Weder die Hackschnitzeltrocknung noch die Hackschnitzelheizung haben in den letzten Jahren Instandhaltungskosten verursacht. Jährlich ergeben sich Gesamtkosten für das Wärmenetz von 58.047 €.



### 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 unter dem Median des Biogas-Messprogramms III (3,92 ct/kWh<sub>el</sub>) (FNR 2021).

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

<b>Leistungen</b>		
Stromerlös	€/a	647.778
Wärmeerlös	€/a	70.460
<b>Gesamterlös</b>	<b>€/a</b>	<b>718.238</b>
<b>Kosten</b>		
Kapitalkosten	€/a	181.851 (± 28 %)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	5,51
Substratkosten	€/a	250.007 (± 38 %)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	7,57
Betriebs- und Allgemeine Kosten	€/a	218.068 (± 34 %)
Spezifische Betriebs- und Allg. Kosten	ct/kWh <sub>el</sub>	6,61
<b>Kosten gesamt</b>	<b>€/a</b>	<b>649.926 (± 100 %)</b>
<b>Gesamtübersicht</b>		
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh <sub>el</sub>	21,76
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	19,69
<b>Gewinn</b>	<b>€/a</b>	<b>68.312</b>
<b>Spezifischer Gewinn</b>	<b>€/kW<sub>el</sub> install.</b>	<b>66</b>
	<b>ct/kWh<sub>el</sub> prod.</b>	<b>2,07</b>
<b>Gesamtrentabilität</b>	<b>%</b>	<b>3,36</b>



## 4 Optimierungsstrategien

Die Biogasanlage betreibt momentan ein Wärmenetz, dessen Kalkulation auf dem KWK-Bonus beruht. Aus diesem Grund ist eine Fortführung des bisherigen Wärmenetzes bei Wechsel in das EEG 2021 ungewiss. Es konnte allerdings bereits im Ist-Stand gezeigt werden, dass das Wärmenetz grundsätzlich auch ohne KWK-Bonus wirtschaftlich zu betreiben ist. Im Folgenden soll neben dem Bau eines Gärproduktlagers auch die Erweiterung des Wärmenetzes überprüft werden.

Die Biogasanlage muss in den Bau eines Gärproduktlagers investieren, da die bisherige Lagerkapazität von 330 m<sup>3</sup> nicht ausreichend ist und das Gärprodukt nicht mehr wie bisher auf anderen Betrieben, sondern komplett auf dem eigenen Betrieb gelagert werden soll. Das neue Gärproduktlager soll eine Lagerkapazität von 4.000 m<sup>3</sup> und eine Gasspeicherkapazität von 1.500 m<sup>3</sup> besitzen. Diese Lagerkapazität wird gewählt, um gemäß den Anforderungen der Düngeverordnung (DüV 2020) genügend Lagerkapazität auf dem Hof zu gewährleisten und um genügend Gasspeicherkapazität für eine Flexibilisierung vorhalten zu können.

Die jährliche Wärmeproduktion der Biogasanlage und der Hackschnitzelheizung von ca. 6.782.050 kWh wird bisher noch nicht komplett genutzt, das Wärmenetz könnte also noch erweitert werden. Für eine Erweiterung bietet sich ein geplantes Wohngebiet von 25 Einfamilienhäusern in einer Entfernung von ca. 200 m an.

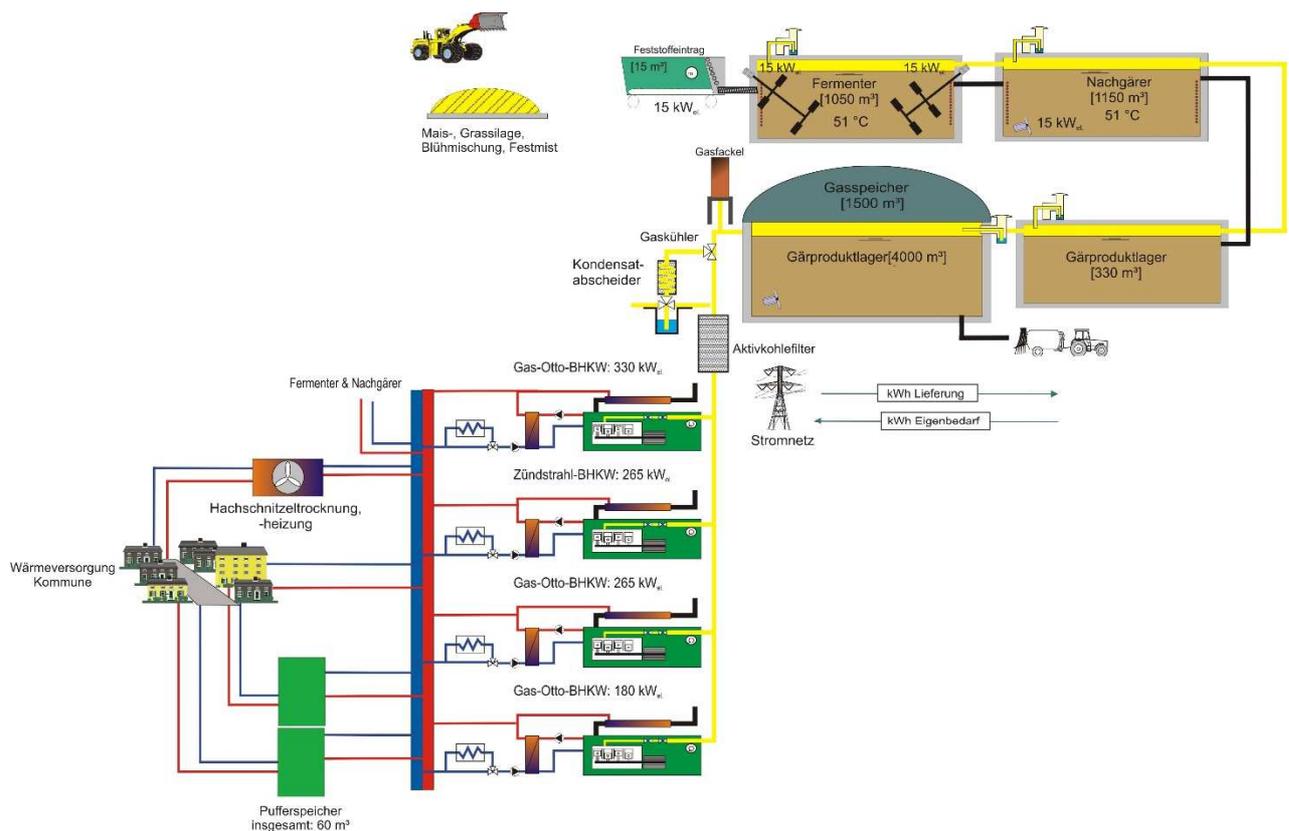


Abbildung 2: Anlagenschema der Optimierung der Biogasanlage BaWü-4 (Quelle und Illustration: Universität Hohenheim)



## 4.1 Optimierungsmaßnahme 1: Notwendige Anpassungen zum Weiterbetrieb im EEG 2021

Die Option des Weiterbetriebs im EEG 2021 soll zuerst ohne eine Erweiterung des vorhandenen Wärmenetzes betrachtet werden.

### 4.1.1 Kennzahlen

Die hydraulische Verweilzeit im gasdichten System verändert sich aufgrund der Maßnahmen. Diese beträgt nun 359 d und übersteigt somit die Vorgaben nach EEG 2021 deutlich.

#### Leistungen

Auf Basis der Maßnahmen von Optimierungsmaßnahme 1 bleibt der Wärmeerlös konstant. Aufgrund der Teilnahme an der Ausschreibung im Rahmen des EEG 2021 verändert sich allerdings der Stromerlös (Tabelle 10).

Tabelle 10: Stromerlös nach Optimierungsmaßnahme 1 unter Annahme einer gleichbleibenden Bemessungsleistung zum Ist-Stand für die Biogasanlage BaWü-4

<b>Stromerlös</b>		
Spezifische Grundvergütung EEG 2021 (inkl. Flexprämie)	ct/kWh <sub>el</sub>	20,17
Spezifische Direktvermarktung	ct/kWh <sub>el</sub>	0,56
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh <sub>el</sub>	20,73
Eingespeister Strom	kWh <sub>el</sub> /a	3.300.435
<b>Stromerlös</b>	<b>€/a</b>	<b>684.262</b>
<b>Wärmeerlöse</b>		
Spezifische Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus)	ct/kWh <sub>th</sub>	6,45
Wärmeverkauf	kWh <sub>th</sub> /a	1.092.338
Wärmeerlöse	€/a	70.460
<b>Gesamterlös</b>		
Stromerlös	€/a	684.262
Wärmeerlös	€/a	70.460
<b>Gesamterlös</b>	<b>€/a</b>	<b>754.722</b>

Es wird ein Zuschlag des Höchstgebotspreises angenommen. Der Betrieb hat außerdem bisher am Standort der Biogasanlage keine Flexprämie erhalten, sodass diese für 900 kW<sub>el</sub> in der 2. Förderperiode bezogen werden kann (rechtlicher Stand EEG 2021 vom 20.06.2021, Beschränkungen Trafo (siehe Kapitel 4.1.3)). Des Weiteren wird mit einem Mehrerlös aus der Direktvermarktung gerechnet (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).



#### 4.1.2 Kosten

##### a) *Kapitalkosten*

Aufgrund des installierten Trafos ist momentan die Leistung auf 650 kW<sub>el</sub> beschränkt. Daher soll dieser von einem neuen Trafo mit einer Kapazität von 900 kW (ca. 1.130 kVA) ersetzt werden. Dafür wurde ein Angebot einer Firma aus der Region eingeholt.

Zudem muss durch das gasdicht abgedeckt Gärproduktlager genügend Gasspeicherkapazität geschaffen werden. Mit dem geplanten Gärproduktlager ist es möglich, den Betrieb unter voller Auslastung der flexiblen Leistung für 10 Stunden alleine mit Hilfe des Gases im Gasspeicher sicherzustellen. Für den Gasspeicher liegt dem Betreiber ein Angebot vor (siehe Tabelle 11).

Tabelle 11: Kosten der BHKW Folgeinvestition aufgrund der Optimierungsmaßnahme 1 für die Biogasanlage BaWü-4

<b>Zusätzliche Kapitalkosten durch Optimierungsmaßnahme 1</b>		
Gärproduktlager mit Abdeckung	€	330.000
Trafo	€	55.450
<b>Zusätzliche Kapitalkosten</b>	<b>€</b>	<b>385.450</b>
Zusätzliche Abschreibung	€/a	38.545
Zusätzliche Zinslast	€/a	3.251
<b>Zusätzliche Kapitalkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>41.796</b>

Basierend auf den Annahmen und den bisherigen Kapitalkosten belaufen sich die Kapitalkosten bei Weiterbetrieb auf 175.337 €/a bzw. 5,31 ct/kW<sub>th</sub>.

##### b) *Substratkosten*

Der Maisanteil im Substratmix beträgt 38,1 %, die Substrate müssen also nicht an den Maisdeckel im EEG 2021 angepasst werden. Durch die Optimierungsoption 1 verändern sich daher die Substratkosten im Vergleich zum Ist-Stand nicht.

#### 4.1.3 Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Instandhaltungskosten (Bau) im Ist-Stand sind vernachlässigbar. Um trotzdem einen realistischen Wert für die Retrofitkosten anzunehmen, wurden zusätzliche Instandhaltungskosten (Bau) über eine lineare Regression der anderen Anlagen (Instandhaltungskosten (Bau) über die Bemessungsleistung) gerechnet. Diese belaufen sich demnach auf 4.874 €/a, sodass sich die spez. Betriebskosten auf 6,75 ct/kW<sub>el</sub> erhöhen.

#### 4.1.4 Kalkulatorisches Betriebsergebnis

Die spezifischen Gesamtkosten verringern sich auf Basis der getroffenen Maßnahmen auf 20,20 ct/kW<sub>el</sub>. Basierend auf dem kalkulierten durchschnittlichen Erlös von 22,87 ct/kW<sub>el</sub> ergibt sich somit ein Gewinn von 88.194 €/a bzw. 2,67 ct/kW<sub>el</sub>. Dies entspricht einem um 0,6 ct/kW<sub>el</sub> höheren Gewinn im Vergleich zum Ist-Stand. Dieser beruht auf der Annahme,



dass die Kosten der baulichen Anlagen abgeschrieben ist und auf den Mehrerlös der Flexibilisierung. Auf Basis der Annahmen scheint der Umstieg ins EEG 2021 sinnvoll zu sein.

## 4.2 Optimierungsmaßnahme 2: Weiterbetrieb im EEG 2021 mit Erweiterung des Wärmenetzes/Gesamtkonzept

Wie bereits beschrieben, wird die produzierte Wärme bisher noch nicht vollständig genutzt und eine Erweiterung des Wärmenetzes zur Erschließung eines geplanten Wohngebiets von 25 Einfamilienhäusern in einer Entfernung von ca. 200 m bietet sich an.

Da es sich um neu gebaute Häuser handelt, wird für die Heizung bei einer durchschnittlichen Nutzung von 2.000 Stunden/a ein Wärmebedarf von 50 W/m<sup>2</sup> angenommen (KTBL 2013). Die Fläche der Häuser beträgt dabei durchschnittlich 140 m<sup>2</sup>, es wird außerdem angenommen, dass in jedem Haus im Durchschnitt vier Bewohner leben. Für die Warmwasserbereitung werden durchschnittlich in Deutschland pro Person 500 kWh<sub>th</sub>/a benötigt (KTBL 2013). Damit ergibt sich für jedes Haus ein gesamter jährlicher Wärmebedarf von 16.000 kWh<sub>th</sub>, das gesamte Wohngebiet könnte somit 400.000 kWh<sub>th</sub>/a abnehmen. Biogasanlage und Hackschnitzelheizungen produzieren im Monat ca. 558.900 kWh<sub>th</sub> Wärme. Das bestehende Wärmenetz benötigt im Januar eine Verbrauchsspitze von bis zu 200.000 kWh<sub>th</sub>. Unter der Annahme einer Verbrauchssteigerung des geplanten Wärmenetzes um denselben Faktor ist im kältesten Monat eine Verbrauchsspitze von ca. **43.525 kWh<sub>th</sub>** zu erwarten. Damit kann der Wärmebedarf auch in kalten Monaten ohne die Investition in eine zusätzliche Hackschnitzelheizung gedeckt werden.

Die Optimierungsmaßnahme 2 stellt eine Erweiterung von Optimierungsmaßnahme 1 dar und soll daher auch als Gesamtkonzept der Machbarkeitsstudie dienen.

### 4.2.1 Kennzahlen

Die Kennzahlen zur Fütterung und zur Stromverwertung sind identisch zum Ist-Stand, wie schon in Optimierungsmaßnahme 1 erfolgt eine Steigerung der Verweilzeit auf 359 d.

Tabelle 12: Veränderte Kennzahlen der Biogasanlage BaWü-4 nach Umsetzung der Optimierungsoption 2

Wärmeverwertung		
Externe Wärmeabgabe	kWh <sub>th</sub> /a	2.619.876
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (ohne zus. Wärme aus Hackschnitzelheizung)	%	98

Die Wärmeverwertung soll, wie beschrieben und in Tabelle 12 gezeigt, erweitert werden. Zusätzlich zur externen Wärmeabgabe wird Wärme zur Hackschnitzeltrocknung verwendet, weshalb die Wärme ganzjährig nahezu vollständig genutzt werden kann. Wärmebedarfsspitzen werden weiterhin von der Hackschnitzelheizung abgedeckt.



#### 4.2.2 Leistungen

Die Stromerlöse sind Kapitel 4.1.1 zu entnehmen. Durch die Maßnahmen steigt der Wärmeerlös an (siehe Tabelle 13). Für den Wärmeerlös der Erweiterung des Wärmenetz ist angenommen, dass die Erweiterung denselben spezifischen Wärmeerlös erwirtschaftet, wie das bestehende Wärmenetz.

Tabelle 13: Wärmeerlös und Gesamterlös nach Optimierungsmaßnahme 1 für die Biogasanlage BaWü-4

<b>Wärmeerlöse</b>		
Spezifische Wärmevergütung	ct/kWh <sub>th</sub>	6,45
Wärmeverkauf	kWh <sub>th</sub> /a	2.619.876
Wärmeerlöse	€/a	168.982
<b>Gesamterlös</b>		
Stromerlös	€/a	684.262
Wärmeerlös	€/a	168.982
<b>Gesamterlös</b>	<b>€/a</b>	<b>853.244</b>
<b>spez. Gesamterlös</b>	<b>ct/kW<sub>el</sub></b>	<b>25,85</b>

#### 4.2.3 Kosten

##### a) Kapitalkosten

An die Hauptleitung des Wärmenetzes, eine DN65 Leitung, soll zunächst ein Nachbar angeschlossen werden. Von diesem Anschlusspunkt, soll die Leitung weiter in das geplante Wohngebiet gelegt werden. Dies entspricht einer Leitungslänge von ca. 260 m. Zu den Häusern wird eine kleinere Leitung, die maximal 25 kW übertragen kann, über eine Strecke von ca. 500 m verlegt. Die Leitung ist damit so dimensioniert, dass im Winter auch Verbrauchsspitzen abgedeckt werden können und keine überhöhte Pumpenleistung benötigt wird. Mit der Wärmeleitung muss zweimal eine Nebenstraße überquert werden, sodass für 30 m der Strecke Erdarbeiten in versiegeltem Boden einkalkuliert werden muss. Die Wärmeübergabestation muss von den Hausbesitzern selbst finanziert werden.

Zudem fallen identische Kapitalkosten wie in Kapitel 4.1.3 an.



Tabelle 14: Kosten der zusätzlichen Investitionen aufgrund der Optimierungsmaßnahme 2 für die Biogasanlage BaWü-4

<b>Zusätzliche Kapitalkosten durch Optimierungsmaßnahme 2</b>		
Erdarbeiten offen 730 m	€	17.520
Erdarbeiten versiegelt 30 m	€	2.280
Wärmeleitung DN65 260 m	€	9.100
Wärmeleitung 25 kW 500 m	€	11.000
Formteile	€	2.890
Montage	€	14.306
<b>Zusätzliche Kapitalkosten</b>	<b>€</b>	<b>57.096</b>
Zusätzliche Abschreibung	€/a	5.710
Zusätzliche Zinslast	€/a	482
<b>Zusätzliche Kapitalkosten gesamt</b>	<b>€/a</b>	<b>6.191</b>

Die Kapitalkosten betragen somit 181.528 €/a, bzw. 5,50 ct/kW<sub>el</sub>.

#### *b) Substratkosten*

Die Substratkosten verändern sich im Vergleich zum Ist-Stand nicht.

#### *c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten*

Die Betriebskosten des Wärmenetzes bleiben auch bei der Erweiterung weitestgehend gleich, da unabhängig von der Auslastung der Komponenten Wartungsverträge abgeschlossen wurden.

Allerdings fallen laut Betreiber Kosten für den regelmäßigen Tausch der Wärmemengenzähler, für zusätzlichen Betriebsstrom und für zusätzliche Hackschnitzel an (siehe Tabelle 15).

Tabelle 15: Zusätzliche Betriebskosten aufgrund der Optimierungsmaßnahme 2 für die Biogasanlage BaWü-4

<b>Zusätzliche Kapitalkosten durch Optimierungsmaßnahme 2</b>		
Tausch Wärmemengenzähler (Instandhaltung Technik und Maschinen)	€	4.000
Zusätzlicher Betriebsstrom (Strombezug)	€	4.000
Zusätzliche Hackschnitzel (Sonstige Betriebsmittel)	€	5.000
<b>Zusätzliche Betriebskosten</b>	<b>€</b>	<b>13.000</b>

Aufgrund der zusätzlichen Betriebskosten steigen die Gesamtbetriebskosten auf 235.942 €/a bzw. 7,15 ct/kW<sub>el</sub> an.

#### 4.2.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Im Vergleich zum Ist-Stand ist mit einer deutlichen Einkommenssteigerung der Biogasanlage zu rechnen. Dies beruht auf die vergleichsweise sehr geringen Gesamtkosten der Biogasanlage im EEG 2004 und der Annahme, dass die Kapitalkosten für bauliche



Maßnahmen entfallen (siehe Tabelle 16). Auf Basis der Ergebnisse ist eine Teilnahme beim Gebotsverfahren im EEG 2021 nach Auslauf der Förderung anzuraten.

Tabelle 16: Erlöse und Kosten des Ist-Standes und des Gesamtkonzepts

<b>Stromerlöse</b>			
		<b>Ist-Stand</b>	<b>Gesamtkonzept</b>
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh <sub>el</sub>	19,63	20,73
Eingespeister Strom	kWh <sub>el</sub> /a	3.300.435	3.300.435
Stromerlös	€/a	647.778	684.262
<b>Wärmeerlöse</b>			
Spezifische Wärmevergütung	ct/kWh <sub>th</sub>	6,45	6,45
Wärmeverkauf	kWh <sub>th</sub> /a	1.092.338	2.619.876
Wärmeerlös	€/a	70.460	168.982
<b>Kosten</b>			
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	5,51	5,50
Spezifische Substratkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	7,57	7,57
Spezifische Betriebs- und Allgemeine Kosten	ct/kWh <sub>el</sub>	6,61	7,15
<b>Gesamtübersicht</b>			
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh <sub>el</sub>	21,76	25,85
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	19,69	20,22
Spezifischer Gewinn	ct/kWh <sub>el</sub>	2,07	5,63
Gesamtrentabilität	%	3,36	11,73

Eine zeitnahe Erweiterung des Wärmenetzes ist dem Anlagenbetreiber auf Basis der Berechnungen zu empfehlen. Das Wärmenetz amortisiert sich innerhalb eines Jahres unter den angenommenen Bedingungen.

#### 4.2.5 Sensitivitätsanalyse

Es soll im Folgenden mittels Sensitivitätsanalyse der Einfluss der Kapitalkosten der Erweiterung des Wärmenetzes, Substratkosten und Betriebskosten auf die Wirtschaftlichkeit untersucht werden (siehe Tabelle 17). Den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben die Substratkosten und die Betriebskosten der Biogasanlage, weshalb eine Reduktion der Maissilage in Zukunft eine weitere interessante Option darstellen könnte.

Tabelle 17: Sensitivitätsanalyse zum Gesamtkonzept der Optimierungsmaßnahmen für die Biogasanlage BaWü-4

<b>Änderungen durch Maßnahme</b>		<b>Kapitalkosten Wärmenetz Erweiterung (+/- 10 %)</b>	<b>Substratkosten (+/- 10 %)</b>	<b>Betriebskosten (+/- 10 %)</b>
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	+/- 0,02	+/- 0,76	+/- 0,72



Hingegen dessen hat ein Kostenanstieg des Baus der Erweiterung des Wärmenetzes kaum Einfluss auf die spezifischen Gesamtkosten.

Für den Stromerlös wurde der kaum erreichbare Best Case von 18,4 ct/kWh<sub>el</sub> Grundvergütung angenommen. Unter Beachtung der Zuschläge am Gebotstermin 1.9.2021 würde beim erzielten höchsten Zuschlag (18,23 ct/kWh<sub>el</sub>) (Bundesnetzagentur 2021) die Stromerlöse um 5.611 €/a und beim durchschnittlichen Zuschlag (17,48 ct/kWh<sub>el</sub>) um 30.364 €/a geringer sein als bisher in der vorliegenden Studie angenommen.

Der Wärmeerlös hat auf die Wirtschaftlichkeit einen maßgeblichen Einfluss. So kann der Gewinn durch die Anhebung des spezifischen Wärmepreises um 1 ct/kWh<sub>el</sub> um 26.199 €/a erhöht werden. Auch ist es maßgeblich wie viel der produzierten Wärme verkauft werden kann, die im Folgenden genannte „Wärmeauslastung“. Der Einfluss des Parameters steigt mit zunehmendem Wärmepreis. Für den in der Machbarkeitsstudie angenommenen spezifischen Wärmeerlös ist durch die 18 % höhere Auslastung der produzierten Wärme im Vergleich zum Ist-Stand ein Mehrertrag von 32.431 €/a zu erwarten (siehe Abbildung 3).

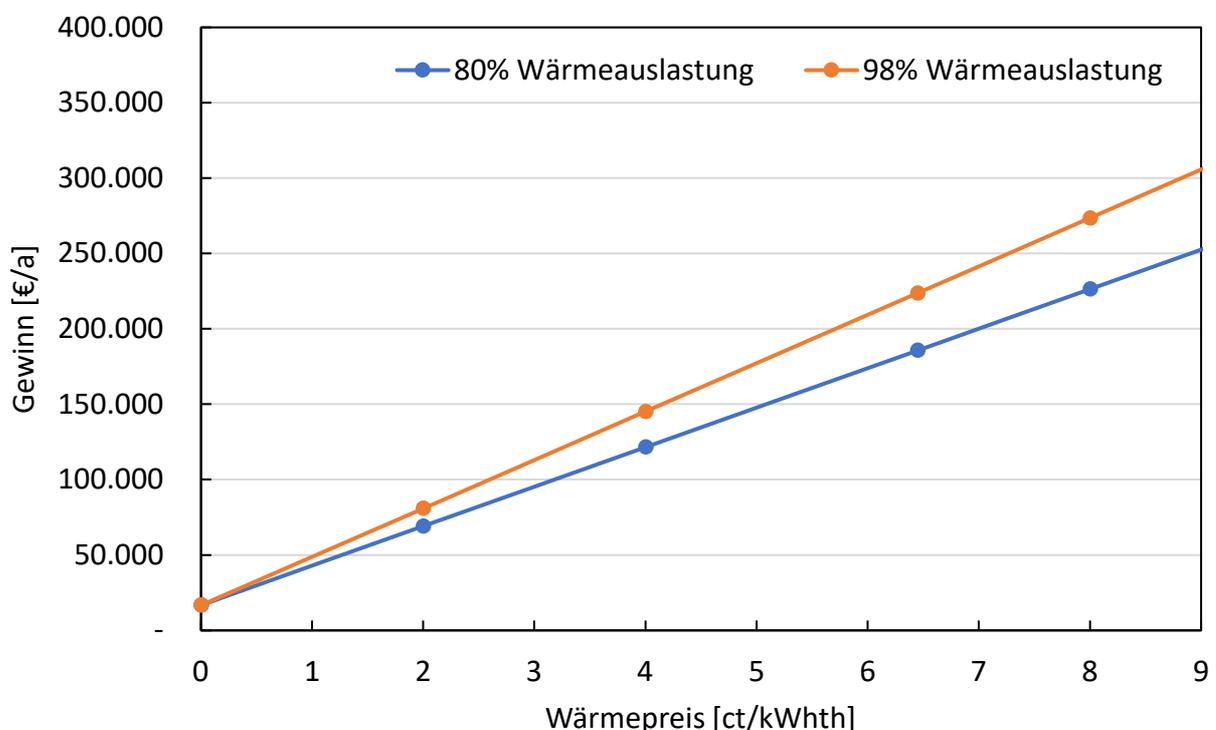


Abbildung 3: Gewinn in Abhängigkeit des Wärmepreises unter identischer Annahme aller anderen Parameter wie in der Machbarkeitsstudie

Durch einen Anstieg der spez. Stromerlöse der Direktvermarktung kann sich ebenfalls der Gewinn weiter erhöhen. Z. B. kann bei Anstieg der spez. Stromerlöse der Direktvermarktung von 0,56 ct/kWh<sub>el</sub> auf 0,8 ct/kWh<sub>el</sub> bereits der Gewinn um 7.921 €/a gesteigert werden.

### 4.3 Fazit der Optimierungsstrategien

Die Biogasanlage BaWü-4 hat noch eine Restlaufzeit von fünf Jahren in der ersten Förderperiode. Unter den getroffenen Annahmen sind die zu erwartenden Erlöse in der



zweiten Förderperiode höher als im Vergleich zum Ist-Stand der Biogasanlage, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb gegeben ist.

Der berechnete Gewinn ist unter den getroffenen Annahmen bei Änderung des Trafos und der Inanspruchnahme der Flex-Prämie höher als im Ist-Stand. Dies ist auch bei weiterführenden Abschreibungen der baulichen Anlagen und einem geringen Gebotspreis möglich. Um einen möglichst hohen Gebotspreis zu erzielen, ist dem Anlagenbetreiber eine zeitnahe Teilnahme am Ausschreibungsverfahren und ein zeitnaher Übergang ins EEG 2021 in den nächsten 3-4 Jahren anzuraten.

Zudem kann durch den Ausbau des Wärmenetzes die Wirtschaftlichkeit weiter gesteigert werden, da dadurch ein zusätzlicher Gewinn generiert werden kann. Somit ist diese Maßnahme nach Möglichkeit ebenfalls umzusetzen. Dabei ist sowohl auf langfristige Verträge mit einer spezifischen Wärmevergütung von über 6 ct/kWh<sub>th</sub> als auch auf eine hohe Wärmeauslastung zu achten.



## 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/gebotestermin\\_0109\\_2021.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_01_09_2021/gebotestermin_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 (2020): Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen 2. Berlin, BMEL

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

