

ProBiogas-Studie an Praxisanlage

Machbarkeitsstudie für Biogasanlage „BaWü-3.2“

Anlage BaWü-3.2

- 328 kW_{el}
- 64 % NawaRo / 36 % Wirtschaftsdünger

Optimierungsmaßnahmen:

→ Bau Mikrogasleitung, Gasaufbereitung und CNG-Tankstelle

© Benedikt Hülsemann, 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	9
3.2.1	Substrate.....	9
3.2.2	Prozesskennzahlen.....	10
3.2.3	Strom- und Wärmeverwertung.....	10
3.3	Ökonomische Parameter.....	11
3.3.1	Leistungen	11
3.3.2	Kosten.....	11
a)	Kapitalkosten	11
b)	Substratkosten	12
c)	Betriebskosten und Allgemeine Kosten	13
3.3.3	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis.....	14
4	Optimierungsstrategien	15
4.1	Optimierungsmaßnahme 1: Notwendige Anpassungen zum Weiterbetrieb im EEG 2021	15
4.1.1	Kennzahlen.....	16
4.1.2	Leistungen	16
4.1.3	Kosten.....	17
a)	Kapitalkosten	17



b)	Substratkosten	18
4.1.4	Betriebskosten und Allgemeine Kosten	18
4.1.5	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis	18
4.2	Optimierungsmaßnahme 2: Mikrogasleitung	Fehler! Textmarke nicht definiert.
4.2.1	Kennzahlen	Fehler! Textmarke nicht definiert.
4.2.2	Leistungen	Fehler! Textmarke nicht definiert.
4.2.3	Kosten.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
a)	Kapitalkosten	Fehler! Textmarke nicht definiert.
b)	Substratkosten	Fehler! Textmarke nicht definiert.
c)	Betriebskosten und Allgemeine Kosten	Fehler! Textmarke nicht definiert.
4.2.4	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis	Fehler! Textmarke nicht definiert.
4.3	Gesamtkonzept	Fehler! Textmarke nicht definiert.
4.3.1	Kennzahlen	Fehler! Textmarke nicht definiert.
4.3.2	Leistungen	Fehler! Textmarke nicht definiert.
4.3.3	Kosten.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
4.3.4	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis	21
4.3.5	Sensitivitätsanalyse	22
4.4	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 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-3.2“ soll die Umsetzung einer Biomethanaufbereitung mit Tankstelle vorstellen und bewerten.

2 Durchführung und Annahmen

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

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



2.1 Darstellung und Berechnung des Ist-Standes der Biogasanlagen

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

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

Die Abschreibungen wurden linear und statisch angenommen. Falls nicht vom Betreiber anders angegeben, werden die Abschreibungsdauern nach 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 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 Gesamrentabilität wird berechnet als das Verhältnis von Gewinn im Bezugsjahr zu den Gesamtinvestitionskosten.

2.2 Annahmen für die Berechnungen der Optimierungsoptionen

Die Berechnung der Optimierungsoptionen macht eine Reihe von Annahmen nötig.

2.2.1 Allgemeine Annahmen

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

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

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

2.2.2 Annahmen Leistungen

Als Grundlage für alle Berechnungen, die eine Förderung nach dem EEG 2021 mit sich bringen, dienen die Vorgaben des EEG nach Stand 10.6.2021. Es wird zudem von einem Gebotszuschlag, der dem Maximalgebot entspricht (18,4 ct/kWh_{el}), ausgegangen. Um die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen bewerten zu können, wird außerdem für jede Optimierungsmaßnahme, die einen Übergang ins EEG 2021 vorsieht, die 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 _{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 Gärrestaubsbringung und die Substrate wurden identisch zum Ist-Stand behandelt.

2.2.5 Annahmen Betriebskosten und Allgemeine Kosten

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

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



3 Ist-Stand

Die Biogasanlage BaWü-3.2 liegt im Kreis Ravensburg und ist an einen landwirtschaftlichen Betrieb, der 60 Hektar Grünland umfasst, angegliedert. Allgemeine Informationen zur Biogasanlage finden sich in der folgenden Tabelle.

Tabelle 3: Allgemeine Informationen zur Biogasanlage BaWü-3.2 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

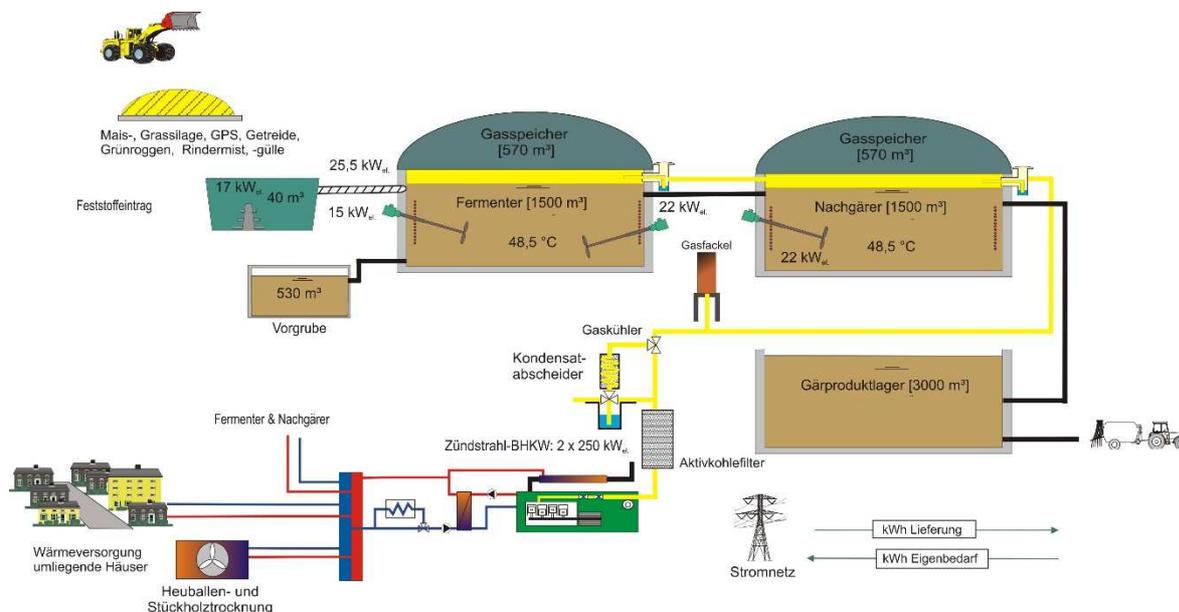
Allgemeine Informationen		
Standort	Ravensburg (Baden-Württemberg)	
Betriebsform	KG	
Genehmigung	Baurecht	
Vergütung nach EEG	Jahr	2009
Direktvermarktung	Ja/Nein	Nein
Inbetriebnahmejahr	Jahr	2011
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	420
Elektrische Höchstbemessungsleistung (HBL)	kW _{el}	475

Die Biogasanlage wird vom Eigentümer selbst geführt und ist sehr gut instandgehalten. Die installierte elektrische Leistung liegt unterhalb der elektrischen Höchstbemessungsleistung. Dies kann durch die Drosselung eines BHKW begründet werden (Angabe des Betreibers).

3.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage besitzt ein beheiztes Gärvolumen von 3.000 m³ und ein gasdichte Gärproduktlager mit einem Gärvolumen von 3.000 m³ (siehe Abbildung 1).

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



Die Biogasverwertung (Vor-Ort-Verstromung) erfolgt mit zwei Blockheizkraftwerken mit einer Gesamtleistung von 420 kW_{el}.



3.1.1 Substratbereitstellung und -einbringung

Der Betrieb verwendet als Vorgrube einen Güllebehälter aus Beton, der aus dem Bestand des Rinderstalls stammt. Die Feststoffeinbringung erfolgt über einen Vorlagebehälter und einer Flüssigfütterungsanlage, wobei das trockene Substrat mit Gärsubstrat aus dem Fermenter oder dem Nachgärer gemischt wird und jeweils wieder in den Fermenter oder Nachgärer gepumpt wird.

3.1.2 Fermenterkaskade

Der Fermenter und der Nachgärer sind jeweils mit einer Doppelmembranfolie überdacht. Die Durchmischung des Fermenterinhalts geschieht durch zwei langsam rührenden Stabrührwerke in 18/12 Minuten Intervallen. Über einen freien Überlauf gelangt das Gärsubstrat aus dem Fermenter in den Nachgärer. Im Nachgärer ist ein Stabrührwerk, dass in 10/20 Minuten Intervallen rührt, eingebaut. Das Gärsubstrat gelangt ebenfalls über einen freien Überlauf vom Nachgärer ins Gärproduktlager. Im Gärproduktlager wird der Gärrest mit einem Tauchmotorrührwerk vor der Ausbringung durchmischt.

3.1.3 Biogasverwertung

Das entstandene Biogas wird zunächst in den Behältern biologisch entschwefelt, vor den Blockheizkraftwerken gibt es eine zusätzliche Aktivkohleaufbereitung. Das aufbereitete Biogas wird in zwei Zündstrahl BHKW genutzt, jeweils in Volllast mit einer Leistung von 250 kW_{el}, wobei eines auf 170 kW_{el} gedrosselt wurde. Die Drosselung des zweiten BHKW ist nötig, da die Anlage über das Baurecht genehmigt ist und damit im Jahr nur 1,2 Mio. m³ Biogas bei einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von maximal 1 MW produzieren darf. Als zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung steht eine Gasfackel zur Verfügung. Der Strom wird voll eingespeist und beide BHKW sind regelungsfähig.

3.2 Kennzahlen

3.2.1 Substrate

Als Einsatzstoffe werden derzeit Rindergülle, Mais-, Gras- und Ganzpflanzensilage gefüttert, wobei der Maisanteil an der Fütterung mit 26 % den aktuellen Maisdeckel nach EEG 2021 deutlich unterschreitet. Weitere Informationen sind in Tabelle 4 zu finden.



Tabelle 4: Kennzahlen der Biogasanlage BaWü-3.2 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

Substrateinsatz		
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	t FM/a	3.349
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>3.349 (\pm 37 %)</i>
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	t FM/a	2.363
Grassilage	t FM/a	2.799
Ganzpflanzensilage	t FM/a	543
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>5.705 (\pm 63 %)</i>
Täglicher Substrateinsatz	t FM/d	24,8
Prozesstechnische Kennzahlen		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	121
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	121
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m ³ · d)	1,91
Methangehalt im Biogas	%	50
Spez. Methanproduktion	m ³ CH ₄ /t oTM	329
Theoretische Spez. Methanproduktion nach KTBL	m ³ CH ₄ /t oTM	324
Energieerzeugung und -verwertung		
Stromverwertung		
Eigenstromverbrauch	kWh/a	150.000
Stromerzeugung	kWh/a	2.743.877
HBL Ausnutzungsgrad	%	66
Wärmeverwertung		
Eigenwärmenutzung	kWh _{th} /a	k.A.
Externe Wärmeabgabe	kWh _{th} /a	300.000
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt)	%	7

k.A. = keine Angabe

HBL = Höchstbemessungsleistung

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 entspricht den KTBL Standardwerten (KTBL, 2021).

3.2.3 Strom- und Wärmeverwertung

Die Stromproduktion beläuft sich auf 66 % der Höchstbemessungsleistung (HBL) und ist somit nicht vollständig ausgelastet. Die externe Wärmenutzung bietet noch erhebliches Potenzial zum Ausbau.



3.3 Ökonomische Parameter

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

3.3.1 Leistungen

Die Vergütung der Biogasanlage erfolgt nach dem EEG 2009 (siehe Tabelle 3). Neben der Grundvergütung erhält der Biogasbetrieb den NawaRo-, den Gülle- und den KWK-Bonus sowie die Flexibilitätsprämie. Zudem nimmt die Anlage an der Direktvermarktung teil.

Tabelle 5: Erlösübersicht der Biogasanlage BaWü-3.2 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

Stromerlöse		
Spezifische Stromvergütung (inkl. Direktvermarktung)	ct/kWh _{el}	20,41
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	2.743.877
Stromerlös	€/a	559.948
Wärmeerlöse		
Spezifische Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus)	ct/kWh _{th}	0
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	300.000
Wärmeerlöse (ohne KWK-Bonus)	€/a	0
Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus)	€/a	9.000
Gesamterlös		
Stromerlös	€/a	559.948
Wärmeerlös	€/a	0
Zusätzliche Erlöse	€/a	7.000
Gesamterlös	€/a	566.948

Die Wärme wird derzeit nicht verkauft, sondern nur für die Heuballentrocknung und das Wärmenetz genutzt. Daher wird nur der Erlös durch KWK-Bonus erzielt (siehe Tabelle 5).

Es werden zusätzlich Erlöse für die Trocknung von Scheitholz (ca. 4.000 €) bzw. für die Trocknung von Heuballen (300 Heuballen á 10 €) erzielt.

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 ebenfalls geringgehalten, was dadurch zustande kommt, dass der Betreiber nur BHKW Gebäude und Zwischengebäude als solche ausgewiesen hat und die Behälter als technische Anlagen ansieht.



Die Folgeinvestitionen beinhalten zum einen die Kosten des zweiten BHKW (250 kW_{el}) und zum anderen den zweimaligen Austausch der Feststoffeintringung. Dies ist aufgrund der großen Menge an Grassilage notwendig gewesen. 2014 wurde ein Förderband verbaut, das sich allerdings nicht bewährt hat. Deshalb wurde im Jahr 2018 die Feststoffeintringung zu einer Flüssigfütterungsanlage der Firma Wangen umgerüstet. Um die Wärmenutzung zu steigern, wurde 2019 zusätzlich in eine Energienutzzentrale der Firma Lauber investiert, mit der Heuballen und Holz getrocknet werden kann. Über die gesamte Betriebsdauer hinweg wurde der zur Substratfütterung verwendete Schlepper in einem Abstand von 3 Jahren regelmäßig ersetzt.

Tabelle 6: Investitionen und Abschreibungen der Biogasanlage BaWü-3.2 im Jahr 2019 nach Angabe Betreiber (Ist-Stand)

Gesamtinvestitionen			
		Erstinvestition	Folgeinvestition
Grundstück und Genehmigung	€	3.000	0
Erschließung	€	20.000	0
Planung	€	0	0
Bauliche Anlagen	€	529.011	0
Technische Anlagen	€	424.936	408.029
BHKW	€	169.280	164.181
Gesamtinvestition	€	1.718.437	
Kapitalkosten			
Abschreibung	€/a	158.918	
Zinslast	€/a	14.479	
Kapitalkosten gesamt	€/a	173.396	
Spezifische Kapitalkosten	ct/kW_{el}	6,32	
Kennzahlen			
Spez. BHKW-Investitionskosten	€/kW _{el} install.	667	
Spez. Investitionskosten	€/kW _{el} HBL	3.617	

Die Abschreibung und Zinslast wurden mit den im Projekt getroffenen Annahmen berechnet. Der Betreiber hat die Folgeinvestitionen nahezu identische Abschreibungskosten angegeben bei allerdings gleichzeitig deutlich niedrigerer Zinslast (spez. Kapitalkosten 4,32 ct/kW_{el}).

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

b) Substratkosten

Der größte Kostenfaktor für den Betrieb der Biogasanlage sind die jährlichen Substratkosten. Die Substratkosten der Maissilage sind als überdurchschnittlich, die der Grassilage als durchschnittlich und die der Getreide-GPS als unterdurchschnittlich zu anderen Biogasanlagen in Deutschland zu bewerten (siehe Diese Kostenstruktur kann



durch die Strukturen in der Region der Biogasanlage (viel Grünland und wenig Ackerland) begründet werden. Zudem stammt die Grassilage überwiegend von den eigenen ökologisch bewirtschafteten Flächen, während der Mais vollständig von anderen Betrieben zugekauft wird. Die Kosten für die Rindergülle sind gering im Vergleich zu anderen Biogasanlagen. Die Rindergülle wird von einem ökologisch wirtschaftenden Milchviehbetrieb in der Nähe bezogen. Für Silagen wurde pauschal Silierverluste von 12% angenommen und auf die „frei Silo“ Preise aufgeschlagen (KTBL 2021a).

Tabelle 7) (FNR 2021). Diese Kostenstruktur kann durch die Strukturen in der Region der Biogasanlage (viel Grünland und wenig Ackerland) begründet werden. Zudem stammt die Grassilage überwiegend von den eigenen ökologisch bewirtschafteten Flächen, während der Mais vollständig von anderen Betrieben zugekauft wird. Die Kosten für die Rindergülle sind gering im Vergleich zu anderen Biogasanlagen. Die Rindergülle wird von einem ökologisch wirtschaftenden Milchviehbetrieb in der Nähe bezogen. Für Silagen wurde pauschal Silierverluste von 12% angenommen und auf die „frei Silo“ Preise aufgeschlagen (KTBL 2021a).

Tabelle 7: Substratkosten der Biogasanlage BaWü-3.2 „frei Lager“ im Jahr 2019 (Ist-Stand)

NaWaRo		
Maissilage	€/t FM	47,04
	€/a	111.156
Grassilage	€/t FM	33,60
	€/a	94.046
Getreide-GPS	€/t FM	25,20
	€/a	13.684
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	€/t FM	1,60
	€/a	5.358
Gesamt		
Gesamtsubstratkosten	€/a	224.244
Spezifische Substratkosten	ct/kWh_{el}	8,17

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten der Biogasanlage können der Tabelle 8 entnommen werden. Die Instandhaltungskosten (Bau) fallen wiederum aufgrund der Definition des Anlagenbetreibers so gering aus.

Tabelle 8: Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage BaWü-3.2 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug (abzgl. Stromsteuererstattung)	€/a	31.241
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	2.907
Instandhaltung (Bau)	€/a	52
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	1.497
Instandhaltung (BHKW)	€/a	30.000



Prozessbetreuung, Beratung	€/a	0
Umweltgutachten	€/a	4.376
Versicherung, Beiträge	€/a	7.861
Personal (Anlagenfahrer)	€/a	37.440
Buchführung/Verwaltung	€/a	3.392
Gesamtbetriebskosten	€/a	118.766
Spezifische Betriebskosten	ct/kWh_{el}	4,33

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_{el}) (FNR 2021).

Tabelle 9: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis der Biogasanlage BaWü-3.2 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

Leistungen		
Stromerlös	€/a	566.948
Wärmeerlös	€/a	0
Gesamterlös	€/a	566.948
Kosten		
Kapitalkosten	€/a	173.396 (≙ 34 %)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	6,31
Substratkosten	€/a	224.244 (≙ 43 %)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	8,17
Betriebs- und Allgemeine Kosten	€/a	118.766 (≙ 23 %)
Spezifische Betriebs- und Allg. Kosten	ct/kWh _{el}	4,33
Kosten gesamt	€/a	516.406 (≙ 100 %)
Gesamtübersicht		
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	20,66
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	18,82
Gewinn	€/a	43.542
Spezifischer Gewinn	€/kW_{el} install.	104
	ct/kWh_{el} prod.	1,84
Gesamtrentabilität	%	2,97

* Kosten abzüglich der Gewinne außerhalb der Stromvergütung



4 Optimierungsstrategien

Bei der Betrachtung des Ist-Standes der Anlage ist auffällig, dass nur eine geringe Menge an Wärme bisher extern genutzt wird (siehe Tabelle 4). Aufgrund des Widerstands von Anwohnern, ist die Erhöhung der Wärmeauslastung nicht ohne weiteres möglich.

Aus diesem Grund ist die Biomethanaufbereitung für die Biogasanlage BaWü-3 eine interessante Option. Zusätzlich wäre der Bau einer Tankstelle zum Betanken von Linienbussen oder LKWs der örtlichen Milcherzeugergemeinschaft eine weitere Option.

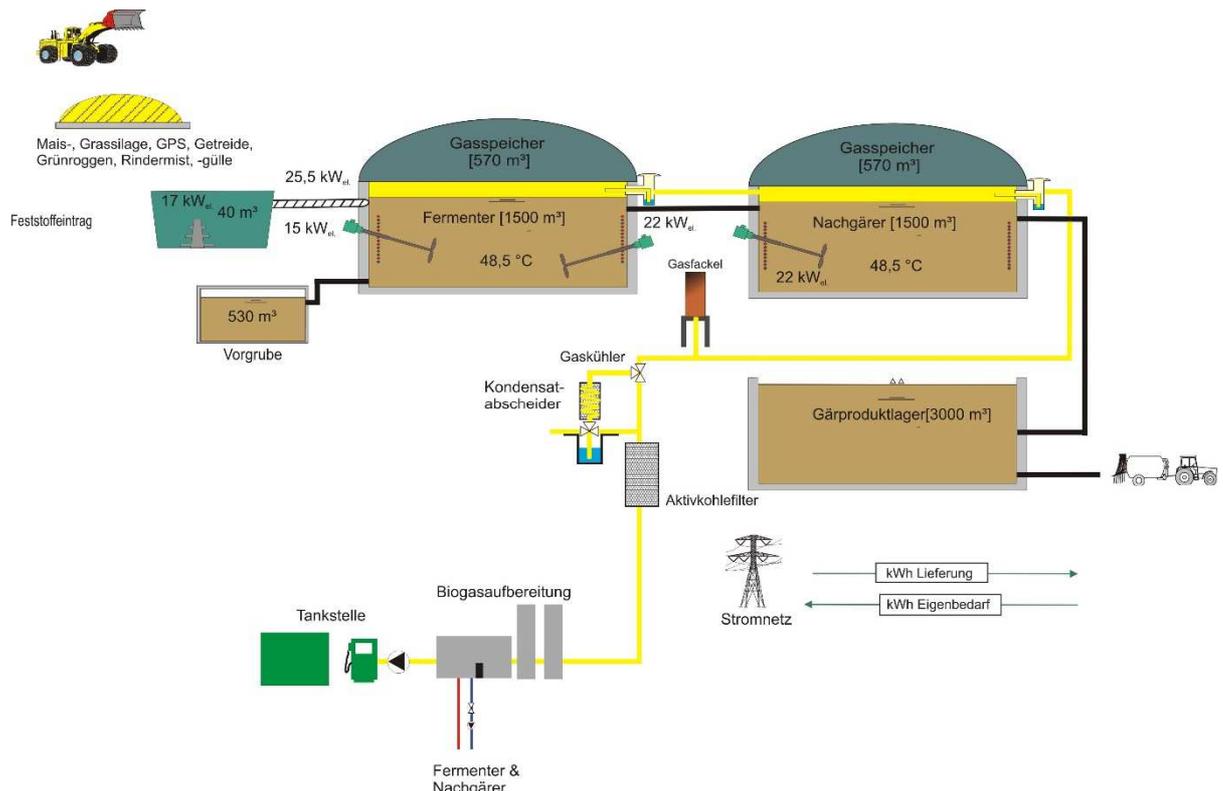


Abbildung 2: Biogasanlage BaWü-1 mit allen Optimierungsmaßnahmen

4.1 Optimierungsmaßnahme 1: Biomethanaufbereitung

Die Aufbereitung des Biogases zur Einspeisung in das Gasnetz erscheint für die Biogasanlage lukrativ, da das naheliegende Dorf eine Zusammenarbeit bezüglich der Abnahme für Wärme ausschließt.

Zur Realisierung der Biomethanaufbereitung wird das Membranverfahren gewählt. Dieses besitzt einen einfachen Aufbau, einen geringen Wartungsaufwand, es kann ohne Chemikalien betrieben werden und es bedarf vergleichsweise nur geringer Investitionen, was es für kleine Biogasanlagen attraktiv macht. Ein Teil des Gasstroms (200.000 m³/a) soll weiterhin zur Wärmeproduktion der Biogasanlage mit einem Biogasbrenner am Standort genutzt werden. Der Rest von ca. 1.000.000 m³ des Rohbiogases kann zur Biomethanaufbereitung verwendet werden.



4.1.1 Kennzahlen

Auf Basis der Optimierungsmaßnahme 1 verändern sich die Strom-, Wärme- und Biomethanproduktion (siehe Der Eigenstrombedarf der Aufbereitungsanlage wird mit $0,25 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^3_{\text{Rohgas}}$ gerechnet (KTBL 2021a).

Tabelle 10).

Der Eigenstrombedarf der Aufbereitungsanlage wird mit $0,25 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^3_{\text{Rohgas}}$ gerechnet (KTBL 2021a).

Tabelle 10: Energieerzeugung der BaWü-3.2 nach Realisierung einer Biomethanaufbereitung, STP= Standardtemperatur ($0 \text{ }^\circ\text{C}$) und -druck (1 bar)

Energieerzeugung und -verwertung		
Stromverwertung		
Eigenstromverbrauch	$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{a}$	250.000
Stromerzeugung	$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{a}$	0
Wärmeverwertung		
Eigenwärmenutzung	$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{a}$	823.163
Externe Wärmeabgabe	$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{a}$	0
Biomethanverwertung		
Rohbiogasproduktion	$\text{m}^3_{\text{STP}}/\text{a}$	1.000.000
Biomethanproduktion	$\text{m}^3_{\text{STP}}/\text{a}$	495.000

Die Angabe der Biomethanproduktion beruht auf der Annahme eines Methangehalts von 50 % (wie Ist-Stand), eines 1% Methanschlupfs der Biomethanaufbereitungsanlage (KTBL 2021a) unter Anwendung von Normbedingungen ($1013,25 \text{ mbar}$ und $273,15 \text{ K}$).

4.1.2 Leistungen

Es werden weder Strom- noch Wärmeerlöse erzielt. Hingegen kann ein Mehrerlös über die Biomethanproduktion generiert werden (Tabelle 11).

Tabelle 11: Biomethanerlös nach Optimierungsmaßnahme 1 unter Annahme einer gleichbleibenden Bemessungsleistung zum Ist-Stand

Biomethanerlös		
Biomethanerzeugung	$\text{m}^3_{\text{STP}}/\text{a}$	495.000
Ausnutzungsgrad Aufbereitung	%	51
Spezifischer Biomethanerlös*	Ct/kWh	7
Biomethanerlös	€/a	345.495
Gesamterlös		
Biomethanerlös	€/a	345.495
Gesamterlös	€/a	345.495

*Dena 2021

Es wird angenommen, dass der Betreiber mittels festgeschriebenen Liefervertrag eine fixe Biomethanvergütung erhält.



4.1.3 Kosten

a) *Kapitalkosten*

Die Annahmen zu den Investitionskosten der Aufbereitungsanlage beruhen auf Scholwin und Grope (2017) und die Annahmen für die Kosten für Planung und Genehmigung der Aufbereitungsanlage auf Dunkelberger et. al (2015). Die genaue Kostenaufstellung und die Gesamtkosten können Tabelle 12 entnommen werden. Die Biomethananlage kann nur zu 50% ausgelastet werden. Eine kleinere Biomethananlage ist allerdings auf dem Markt aktuell nicht verfügbar.

Tabelle 12: Annahmen für den Bau der Biomethanaufbereitung bei Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 1 der Biogasanlage BaWü-3.2

Annahmen Bau Gasaufbereitung und Mikrogasleitung		
Aufbereitungsanlage	€	766.370
Abgasmachbehandlung	€	175.500
Planung	€	40.000
Genehmigung	€	10.000
Gasleitung	€	250.000
Gesamtsumme Mikrogasleitung	€	1.241.870
Schwachgasbrenner		
Investitions- und Installationskosten	€	4.533

Zur Wärmebereitstellung wird ein Schwachgasbrenner mit einer Leistung von 260 kW_{th} ausgewählt (Heattec 2020).

Für den Bau der Gasleitung mit Anschluss an das Erdgasnetz wurden die Kosten konservativ mit den maximalen Kosten für Leitungen bis 1 km Länge geschätzt (§ 33 GasNZV).

Die resultierenden Abschreibungskosten und die Zinslast (mit 1,5 % Zinsen) belaufen sich auf 134.640 €/a (siehe Tabelle 13). Die Abschreibungsdauer wurde gemäß Tabelle 1 angenommen.

Tabelle 13: Zusätzliche Kapitalkosten durch die Optimierungsmaßnahme 2 für die Biogasanlage Bayern-1

Zusätzliche Kapitalkosten		
Investitionen	€	1.246.423
Abschreibung	€/a	123.974
Zinslast	€/a	10.589
Zusätzliche Kapitalkosten	€/a	134.563

Mit den fortlaufenden Kapitalkosten ergeben sich Kapitalkosten von 279.970 €/a und somit spezifische Kapitalkosten von 5,67 ct/kWh. Wobei hier und im Folgenden von einem Heizwert von 9,971 kWh/m³ für Methan ausgegangen wird.



b) Substratkosten

Durch die Optimierungsoption 2 verändern sich die Substratkosten im Vergleich zum Ist-Stand nicht. Bezogen auf den Heizwert des Biomethans ergeben sich spezifische Substratkosten von 4,54 ct/kWh.

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten der BHKW entfallen bei Weiterbetrieb. Gleichzeitig verursacht die Aufbereitungsanlage zusätzliche Kosten (siehe Tabelle 8).

Für den Strombezug wird mit 21,2 ct/kWh_{el} gerechnet. Dies entspricht den Wert für Industriekunden im Jahr 2021 nach BDEW (2022). Der Strombezug setzt sich aus den zusätzlichen Kosten durch die Biomethanaufbereitung und dem Ist-Stand abzüglich des eingesparten Strombezugs vom BHKW zusammen. Es wird der mittlere Strombezug nach FNR 2021 angenommen (3,5% der produzierten Strommenge im Ist-Stand auf Basis von 13 Biogasanlagen). Die Instandhaltungskosten (Bau) im Ist-Stand sind vernachlässigbar. Um trotzdem einen realistischen Wert für die Retrofitkosten anzunehmen, wurden zus. Instandhaltungskosten (Bau) über eine lineare Regression der anderen Anlagen (Instandhaltungskosten (Bau) über die Bemessungsleistung) gerechnet. Die Instandhaltungskosten (Bau) belaufen sich auf 5.788 €/a.

Tabelle 14: Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage BaWü-3.2 nach Optimierungsstrategie 2

Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug (abzgl. Stromsteuererstattung)	€/a	97.602
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	0
Instandhaltung (Bau)	€/a	5.840
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	50.334
Instandhaltung (BHKW)	€/a	0
Prozessbetreuung, Beratung	€/a	0
Umweltgutachten	€/a	4.376
Versicherung, Beiträge	€/a	12.570
Personal (Anlagenfahrer)	€/a	7.308
Buchführung/Verwaltung/Vermarktung	€/a	13.112
Gesamtbetriebskosten	€/a	191.142
Spezifische Betriebskosten	ct/kWh	3,87

4.1.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die spezifischen Gesamtkosten auf Basis der getroffenen Maßnahmen liegen bei 14,08 ct/kWh. Basierend auf den kalkulierten Biomethanerlös von 7 ct/kWh ergibt sich somit ein Verlust aus der Biomethanaufbereitung von 7,08 ct/kWh. Dies zeigt deutlich, dass für die Biogasanlage die Erzeugung von Biomethan aufgrund der nur halben Auslastung der Aufbereitungskapazität und der gleichzeitig sehr hohen Kapital- und Betriebskosten nicht wirtschaftlich ist.



4.2 Optimierungsmaßnahme 2: CNG-Tankstelle

Zusätzlich zur bereits diskutierten Biomethanaufbereitung soll die Wirtschaftlichkeit erhöht werden, indem eine Tankstelle errichtet wird. Dabei ist die Umsetzung von Optimierungsmaßnahme 1 zwingend erforderlich, da hohe Methangehalte für die Verwendung als Kraftstoff notwendig sind. Als interessant wird vor allem die Betankung von Linienbussen eines örtlichen Busunternehmens oder von LKWs einer lokalen Milcherzeugergemeinschaft angesehen. Die Tankstelle soll auf dem Hof errichtet werden. Aufgrund der Nähe zu angrenzenden Dörfern sind Abnehmer an dem Standort zu erwarten.

4.2.1 Kennzahlen

Zusätzlich zur Optimierungsmaßnahme 1 wird aus dem Biomethan Bio-CNG produziert (siehe Tabelle 15).

Für den Strombezug des Verdichters wurde der Kompressor CTA 22.0-30 von Bauer Kompressor zugrunde gelegt (Bauer, 2022). Dabei wurden die Kosten anteilig zur Leistung gerechnet.

Tabelle 15: Energieerzeugung der Biogasanlage BaWü-3.2 nach Realisierung einer Tankstelle (Optimierungsoption 2)

Energieerzeugung und -verwertung		
Biomethanverwertung		
Rohbiogasproduktion	m ³ _{STP/a}	1.000.000
Biomethanproduktion	m ³ _{STP/a}	495.000
CNG-Produktion		
CNG-Produktion	kg _{CNG/a}	356.400
Strombedarf Verdichter	kW/a	238.274

Neben den bereits beschriebenen Annahmen wird im Folgenden eine Dichte des Biomethans von 0,72 kg/m³ angenommen.

4.2.2 Leistungen

Gegenüber Optimierungsstrategie 1 wird in Optimierungsstrategie 2 kein Biomethan verkauft, sondern Bio-CNG (Tabelle 11). Der spezifische CNG-Erlös wird nach Scholwin und Grope (2017) angenommen, während der Quotenpreis in Abstimmung mit Fachexperten festgelegt wurde.

Tabelle 16: Stromerlös nach Optimierungsmaßnahme 1 unter Annahme einer gleichbleibenden Bemessungsleistung zum Ist-Stand

CNG-Erlös		
Spezifischer CNG-Erlös	ct/kg _{CNG}	74
CNG-Erzeugung	kg _{CNG/a}	356.400
CNG Erlös	€/a	263.736
Angenommener Quotenpreis	€/t _{CO2eq}	200
Angenommene Einsparung*	kg _{CO2eq} /t _{CNG}	2.199



Erlös Quotenpreis	ct/kg _{CNG}	44
Erlös Quotenpreis	€/a	156.745
Gesamterlös	€/a	420.481

*Berechnungen durchgeführt von Herr Eckel (KTBL)

4.2.3 Kosten

d) *Kapitalkosten*

Die Kosten der Tankstelle beruhen auf Hornbacher et al. (2009) und sind in Tabelle 12 aufgeführt.

Tabelle 17: Annahmen für den Bau der Mikrogasleitung und der technischen Komponenten bei Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 2 der Biogasanlage BaWü-3.2 (KTBL 2021a)

Annahmen Bau CNG-Tankstelle		
Investitionskosten	€	230.000
Installationskosten	€	55.455
Planung und Genehmigung	% der Investitionskosten	10
Planung und Genehmigung	€	28.545
Gesamtsumme CNG-Tankstelle	€	314.000

Daraus ergeben sich unter Annahme einer Abschreibungsdauer von 10 Jahren zusätzliche Kapitalkosten nach Tabelle 18.

Tabelle 18: Zusätzliche Kapitalkosten durch die Optimierungsmaßnahme 2 für die Biogasanlage BaWü 3.2

Zusätzliche Kapitalkosten		
Investitionen	€	314.000
Abschreibung	€/a	31.400
Zinslast	€/a	2.648
Zusätzliche Kapitalkosten	€/a	34.048

Die resultierenden Abschreibungskosten und die Zinslast (mit 1,5 % Zinsen) belaufen sich insgesamt auf 34.018 €/a.

e) *Substratkosten*

Durch die Optimierungsoption 2 verändern sich die Substratkosten im Vergleich zum Ist-Stand nicht.

4.2.4 Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten der BHKW entfallen (siehe Kapitel 4.1.4). Gleichzeitig verursacht die CNG-Tankstelle zusätzliche Kosten (siehe Tabelle 19). Für den Strombezug wird identisch zu Optimierungsmaßnahme 1 mit 21,2 ct/kWh_{el} gerechnet. Dies entspricht dem Wert für Industriekunden im Jahr 2021 nach BDEW (2022). Für den Strombezug des Verdichters wurde der Kompressor CTA 22.0-30 von Bauer Kompressor zugrunde gelegt (Bauer, 2022). Die Instandhaltung (Bau) verändert sich identisch zu Optimierungsmaßnahme 1.



Tabelle 19: Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage BaWü-3 nach Optimierungsstrategie 2 (Ist-Stand)

Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug (abzgl. Stromsteuererstattung)	€/a	148.116
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	0
Instandhaltung (Bau)	€/a	5.840
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	48.997
Instandhaltung (BHKW)	€/a	0
Prozessbetreuung, Beratung	€/a	0
Umweltgutachten	€/a	4.376
Versicherung, Beiträge	€/a	9.548
Personal (Anlagenfahrer)	€/a	13.148
Buchführung/Verwaltung/Vermarktung	€/a	3.392
Gesamtbetriebskosten	€/a	233.417
Spezifische Betriebskosten	ct/kWh	4,73

4.2.5 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Bei Umsetzung einer Biomethanaufbereitung in Kombination mit einer CNG-Produktion und dem Bau einer Tankstelle ist im Vergleich zum Ist-Stand mit Einkommenseinbußen der Biogasanlage BaWü-3.2 zu rechnen. Ein wirtschaftlicher Betrieb erscheint mit diesem Konzept (siehe Tabelle 20).



Tabelle 20: Betriebszweigauswertung für die Biogasanlage BaWü-3.2 des Ist-Standes im Vergleich zur Optimierungsoption 2 (= Gesamtkonzept)

Stromerlöse			
		Ist-Stand	Gesamtkonzept*
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	20,41	-
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	2.743.877	-
Stromerlös	€/a	559.948	-
Wärmeerlöse			
Spezifische Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	0	-
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	300.000	-
Wärmeerlös	€/a	0	-
CNG-Erlös			
Spezifischer CNG-Erlös	ct/kg _{CNG}	-	74
Erlös Quotenpreis	ct/kg _{CNG}	-	19
CNG-Erzeugung	kg _{CNG} /a	-	356.400
CNG Gesamt-Erlös	€/a	-	420.481
Kosten			
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	6,32	11,44*
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	8,17	8,17*
Spezifische Betriebs- und Allgemeine Kosten	ct/kWh _{el}	4,33	8,51*
Gesamtübersicht			
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	20,66	15,32*
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	18,82	28,12*
Spezifischer Gewinn	ct/kWh _{el}	1,84	-12,80*
Gesamtrentabilität	%	2,98	-22,03

* Um einen Vergleich zu ermöglichen sind die spezifischen Werte auf die produzierte Strommenge im Ist-Stand bezogen

Der spezifische Gesamterlös bezogen auf die produzierte Menge von CNG liegt bei 0,93 €/kg_{CNG} und die Gesamtkosten bei 2,17 €/kg_{CNG}.

Den Betreibern der Biogasanlage BaWü-3.2 ist weder die Umsetzung einer Biomethanaufbereitung (Optimierungsmaßnahme 1) noch die Umsetzung einer Kombination aus Biomethanaufbereitung und CNG-Produktion (Optimierungsmaßnahme 2) zu empfehlen. Die Biogasanlage sollte sich auf die in der Machbarkeitsstudie 3.1 vorgestellten Varianten konzentrieren und trotz der Bedenken im Dorf versuchen, Wärmeabnahmeverträge zu realisieren.

4.2.6 Sensitivitätsanalyse

Es soll im Folgenden mittels Sensitivitätsanalyse der Einfluss der Kostenpositionen Kapitalkosten, Substratkosten und Betriebskosten auf die Wirtschaftlichkeit untersucht werden (siehe Tabelle 21). Alle drei Parameter haben einen großen Einfluss auf die Gesamtkosten. Bei Betrachtung eines negativen spezifischen Gewinns von 1,24 €/kg_{CNG} ist aber deutlich ersichtlich, dass die Kosten jeweils massiv reduziert werden müssten, damit



ein positives Betriebsergebnis generiert werden kann. Daher ist nicht davon auszugehen, dass ohne Steigerung des Erlöses ein Gewinn erwirtschaftet werden kann.

Tabelle 21: Sensitivitätsanalyse zum Gesamtkonzept der Optimierungsmaßnahmen für die Biogasanlage BaWü-1

Änderungen durch Maßnahme		Kapitalkosten (+/- 10 %)	Substratkosten (+/- 10 %)	Betriebskosten (+/- 10 %)
Spezifische Gesamtkosten	ct/kg _{CNG}	+/- 8,81	+/- 6,29	+/- 6,55

Bei den Kapitalkosten ist zu erwähnen, dass die Annahmen (bauliche Anlagen abgeschrieben, Kosten für Instandhaltung (Bau)) die Gesamtkosten um 8,65 ct/kg_{CNG} reduzieren.

Selbst durch eine Verdoppelung des Quotenpreises ist nur eine Erlössteigerung von 19 ct/kg_{CNG} möglich und selbst in dem Fall ist ein spezifischer Erlös von 1,05 €/kg_{CNG} notwendig, um den Deckungsbeitrag erwirtschaften zu können. Dementsprechend müsste der Biomethanpreis dauerhaft deutlich ansteigen um eine positive Rendite zu ermöglichen. Falls diese Optimierungsstrategie durchgeführt werden sollte, ist eine Anpassung der Fütterung mit mehr Gülle dringend anzuraten, um höhere THG-Einsparungen zu erzielen.

4.3 Fazit der Optimierungsstrategien

Die Biogasanlage BaWü-3 hat noch eine Restlaufzeit von zehn Jahren in der ersten Förderperiode. Zudem konnte für die Biogasanlage in der Machbarkeitsstudie „BaWü 3.1“ gezeigt werden, dass die Biogasanlage mit einem Ausbau des Wärmenetz auch im EEG 2021 wirtschaftlich betrieben werden kann.

Auf dieser Grundlage ist es aus ökonomischer Sicht fraglich, die hier vorgestellte Optimierungsmaßnahme weiter zu verfolgen, da diese in absehbarer Zeit kein positives Betriebsergebnis versprechen. Zudem müsste der Substratmix dringend angepasst werden, damit zusätzliche THG-Einsparungen erreicht und somit höhere Erlöse mit THG-Quoten erzielt werden können. Dies ist allerdings am Standort momentan nicht zu realisieren, weshalb dies vernachlässigt wurde.

Eine Vielzahl der getroffenen Annahmen beruht auf einer ungenügenden Datenbasis. Um die Wirtschaftlichkeit besser abschätzen zu können, sind weitere Daten wie z. B. der Eigenstrombedarf einer Biomethanaufbereitungsanlage detaillierter zu erheben. Des Weiteren könnten mit der Verwendung einer kleineren Biomethanaufbereitungsanlage möglicherweise Kosten gespart werden. Vor Realisierung der Maßnahme sollte diesbezüglich auf eine neue Technologie der Industrie gewartet werden. Es ist allgemein abzuwarten, ob die Industrie oder Forschung weitere innovative Systeme entwickelt, die die Investitions- und Betriebskosten insbesondere für kleine Anlagen deutlich senken. Erst dann könnte der Bau einer Biomethanaufbereitung oder eine Tankstelle für die untersuchte



Biogasanlage, bzw. für Biogasanlagen in der Größenordnung $<500 \text{ kW}_{\text{el}}$, interessant werden.



Literatur

Bauer Kompressoren (2022): <https://www.bauer-kompressoren.de/de/produkte/fuel-gas-systems-fgs/biomethan/biomethan-tankstellen/bis-zu-10-pkwtag-oder-1-lkwtag-einstieg-mit-der-mfe-120-baureihe/>; Zuletzt geprüft: 20.4.2022

BDEW (2022): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2022 - Haushalte und Industrie, https://www.bdew.de/media/documents/220124_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2022_24.01.2022_final.pdf

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

Dena (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021; https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf; Zuletzt geprüft: 20.4.2022

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

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

Heattec (2020): Biogasbrenner. Online im Internet: <https://www.heattec-webshop.de/industrial-burners/biogas-burners>, Einsicht am 20.01.20.

Hornbacher, D.; Kryvoruchko, V.; Köbrunner, D.; Bomatter, A.; Schierer, C.; Adler, R.; Klein, E.; Gikopoulos, C.; Dr. Dos Santos, M.; Targyk-Kumer, L. (2009): Wirtschaftliche Chancen der Biogas-Versorgung netzferner Gas-Tankstellen gegenüber konventioneller Erdgasversorgung. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien.

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

Scholwin, F.; Grope, J. (2017): Durchführbarkeitsstudie - Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz. Weimar: Agrar-gemeinschaft Oberland GmbH, Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Sachsen.

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

