

ProBiogas-Studie an Praxisanlage

Machbarkeitsstudie für Biogasanlage „Bayern-1“



© Uni Hohenheim, diese Abbildung zeigt nicht die untersuchte Biogasanlage

Benedikt Hülsemann, Christian Biedlingmaier | 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 | 7 |
| 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..... | 11 |
| 3.3 | Ökonomische Parameter..... | 11 |
| 3.3.1 | Leistungen | 11 |
| 3.3.2 | Kosten..... | 12 |
| a) | Kapitalkosten | 12 |
| b) | Substratkosten | 12 |
| c) | Betriebskosten und Allgemeine Kosten | 13 |
| 3.3.3 | Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis..... | 13 |
| 4 | Optimierungsstrategien | 15 |
| 4.1 | Optimierungsmaßnahme 1: Anpassung der Fütterung..... | 16 |
| 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 | 19 |
| 4.1.5 | Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis | 19 |
| 4.2 | Optimierungsmaßnahme 2: Biomethanaufbereitung und CNG-Tankstelle/Gesamtkonzept..... | 19 |
| 4.2.1 | Kennzahlen | 19 |
| 4.2.2 | Leistungen | 20 |
| 4.2.3 | Kosten..... | 21 |
| a) | Kapitalkosten | 21 |
| b) | Substratkosten | 22 |
| c) | Betriebskosten und Allgemeine Kosten | 22 |
| 4.2.4 | Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis | 23 |
| 4.2.5 | Sensitivitätsanalyse | 24 |
| 4.3 | Fazit der Optimierungsstrategien..... | 25 |
| | Literatur | 26 |



1 Einleitung

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

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

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

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

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

Die vorliegende Machbarkeitsstudie der Praxisanlage „Bayern-1“ soll die Realisierung einer Biomethanaufbereitung in der Größenordnung von 50 m³/h mit angeschlossener CNG Tankstelle 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 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).

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

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 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_{el}), 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 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, 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 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 Abhängigkeit von der Bemessungsleistung der anderen untersuchten Biogasanlagen, bestimmt.

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



3 Ist-Stand

Die Biogasanlage Bayern-1 liegt in Oberbayern und wird an einem Standort zusammen mit einem Maschinenbauunternehmen betrieben.

Tabelle 3: Allgemeine Informationen zur Biogasanlage Bayern-1 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

| Allgemeine Informationen | | |
|--|------------------------|------|
| Standort | Rosenheim (Bayern) | |
| Betriebsform | GbR (1 Gesellschafter) | |
| Genehmigung | Baurecht | |
| Vergütung nach EEG | Jahr | 2009 |
| Direktvermarktung | Ja/Nein | Nein |
| Inbetriebnahmejahr | Jahr | 2001 |
| Installierte elektrische Leistung | kW _{el} | 347 |
| Elektrische Höchstbemessungsleistung (HBL) | kW _{el} | 328 |

Die Biogasanlage wird vom Eigentümer selbst geführt und befindet sich in einem Zustand, in dem zum Weiterbetrieb Investitionen zur Instandhaltung notwendig sind (siehe Kapitel 4).

3.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage besitzt ein beheiztes Gärvolumen von 1.700 m³ und zusätzlich ein gasdichtes Gärproduktlager mit einem Gärvolumen von 450 m³ (siehe Abbildung 1).

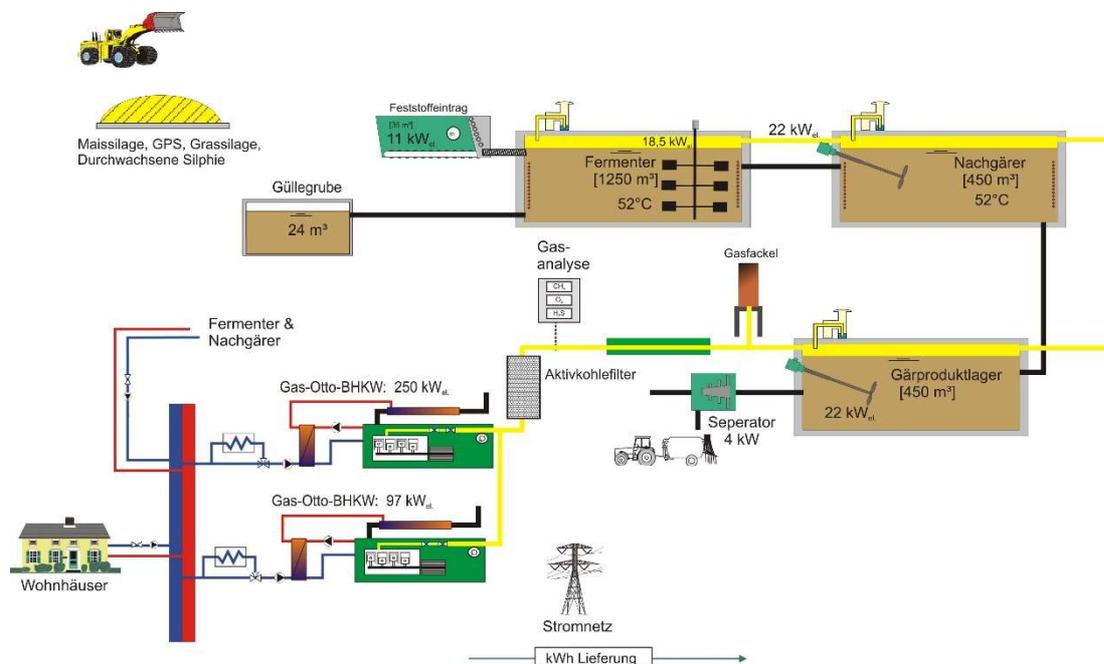


Abbildung 1: Anlagenschema der Biogasanlage Bayern-1 (Quelle und Illustration: Universität Hohenheim)

Die Biogasverwertung (Vor-Ort-Verstromung) erfolgt mit zwei Blockheizkraftwerken (BHKW) mit einer Gesamtleistung von 347 kW_{el}.



3.1.1 Substratbereitstellung und -einbringung

Die festen Substrate werden in einer Fahrsiloanlage in unmittelbarer Entfernung zum Fermenter gelagert. Vom Feststoffeintrag gelangt das Substrat über Dosierwalzen in eine Zuführschnecke, die das Substrat direkt in den Fermenter einbringt. Die Gülle wird in einer Vorrube zwischengelagert und mit einer Schneckenpumpe in den Fermenter gepumpt.

3.1.2 Fermenterkaskade

Der Fermenter ist mit einem Betondach versehen und wird beheizt. Die Durchmischung des Fermenterinhalt geschieht durch ein langsam rührendes Paddelrührwerk. Über einen freien Überlauf gelangt das Gärsubstrat aus dem Fermenter in den Nachgärer. Der Nachgärer wird beheizt und ist isoliert. Zudem ist der Nachgärer mit einem Betondach abgedeckt und mit einem langsam rührenden Stabrührwerk ausgestattet. Über einen Überlauf gelangt das Gärsubstrat in das Gärproduktlager, welches ebenso mit einem Betondach versehen ist. Die Durchmischung des gasdichten Gärproduktlagers geschieht durch ein Stabrührwerk. Der Gärrest wird aus dem Gärproduktlager entnommen und mit einem Pressschneckenseparator separiert.

3.1.3 Biogasverwertung

Das entstandene Biogas gelangt aus dem Gärproduktlager zur Gasentfeuchtung und zu einem Aktivkohlefilter, bevor es den zwei Gas-Otto-Motoren zugeführt wird. Ein BHKW hat dabei eine Leistung von 250 kW_{el}, während das andere BHKW eine elektrische Leistung von 95 kW_{el} besitzt. Für den Notfall steht eine automatische Gasfackel zur Gasverbrennung zur Verfügung. Es erfolgt eine Überschusseinspeisung.

3.2 Kennzahlen

3.2.1 Substrate

Als Einsatzstoffe werden derzeit Rindergülle, Mais-, Gras-, Ganzpflanzensilage und Durchwachsene Silphie gefüttert. Weitere Informationen sind in Tabelle 4 zu finden.



Tabelle 4: Kennzahlen der Biogasanlage Bayern-1 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

| Substrateinsatz | | |
|---|---------------------------------------|-----------------------|
| Wirtschaftsdünger | | |
| Rindergülle | t FM/a | 2.550 |
| <i>Summe Wirtschaftsdünger</i> | <i>t FM/a</i> | <i>2.550 (± 36 %)</i> |
| Nachwachsende Rohstoffe | | |
| Maissilage | t FM/a | 2.550 |
| Grassilage | t FM/a | 365 |
| Ganzpflanzensilage | t FM/a | 1.460 |
| Durchwachsene Silphie | t FM/a | 136 |
| <i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i> | <i>t FM/a</i> | <i>4.511 (± 64 %)</i> |
| Täglicher Substrateinsatz | t FM/d | 19,3 |
| Prozesstechnische Kennzahlen | | |
| Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen) | d | 87 |
| Hydraulische Verweilzeit (gasdicht) | d | 111 |
| Organische Raumbelastung (aktive Stufen) | kg oTM/(m ³ d) | 2,6 |
| Methangehalt im Biogas | % | 51 |
| Spez. Methanproduktion | m ³ CH ₄ /t oTM | 255 |
| Theoretische Spez. Methanproduktion | m ³ CH ₄ /t oTM | 331 |
| Energieerzeugung und -verwertung | | |
| Stromverwertung | | |
| Eigenstromverbrauch | kWh/a | 60.000* |
| Stromerzeugung (eingespeist) | kWh/a | 1.638.120 |
| HBL Ausnutzungsgrad | % | 57 |
| Wärmeversorgung | | |
| Eigenwärmenutzung | kWh _{th} /a | k.A. |
| Externe Wärmeabgabe | kWh _{th} /a | 1.200.000 |
| Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge | % | 100* |

k.A. = keine Angabe

HBL = Höchstbemessungsleistung

* Abschätzung Betreiber

3.2.2 Prozesskennzahlen

Die hydraulische Verweilzeit im gasdichten System übersteigt die im EEG 2021 benötigten 150 Tage nicht, was Anpassungen für die Teilnahme an einer 2. Förderperiode im EEG notwendig machen würde (siehe Tabelle 4). Die Verweilzeit im gasdichten System und der aktiven Stufe liegt jeweils im unteren Mittelfeld der Biogasanlagen in Deutschland (FNR 2021). Die organische Raumbelastung befindet sich in einem unbedenklichen Bereich. Die spezifische Methanproduktion ist unter Berücksichtigung der großen Menge an Maissilage gering, was eine nicht optimale Ausnutzung des Energiepotentials des Substrats vermuten lässt. Um die Ursache dessen zu untersuchen, wurde im Projekt der Gärrest im Labor genauer analysiert. Das Restgaspotential von 3,9 % liegt minimal unterhalb des Mittelwerts vom Biogas-Messprogramm III und die Säurekonzentrationen waren durchgängig gering.



Dies lässt vermuten, dass die geringe Effizienz nicht auf die kurze Verweilzeit rückzuführen ist.

3.2.3 Strom- und Wärmeverwertung

Die eingespeiste Strommenge beläuft sich auf 57 % der Höchstbemessungsleistung (HBL) und ist somit nicht vollständig ausgelastet. Die externe Wärmenutzung bietet momentan kein Potenzial zum Ausbau, da aufgrund von Leckage in der Isolierung des Fermenters, sehr viel Wärme zur Beheizung verwendet wird. Aufgrund der hohen Kosten zur Behebung der Leckage, wird diese nicht behoben und der Fermenter soll auch in der Optimierungsstrategie verwendet werden. Die restliche Wärme, die produziert wird, wird vollständig für die Beheizung von Wohnhäusern und für eine Gärresttrocknung 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 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.

Tabelle 5: Erlösübersicht der Biogasanlage Bayern-1 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

| Stromerlöse | | |
|---|----------------------|----------------|
| Spezifische Stromvergütung | ct/kWh _{el} | 23,67 |
| Eingespeister Strom | kWh _{el} /a | 1.638.120 |
| Stromerlös | €/a | 387.743 |
| Wärmeerlöse | | |
| Spezifische Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus) | ct/kWh _{th} | 4,00 |
| Wärmeverkauf | kWh _{th} /a | 665.000 |
| Wärmeerlöse (ohne KWK-Bonus) | €/a | 26.600 |
| Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus) | €/a | 62.600 |
| Gesamt | | |
| Stromerlös | €/a | 387.743 |
| Wärmeerlös | €/a | 26.600 |
| Sonstige Erlöse | €/a | 0 |
| Gesamterlös | €/a | 414.343 |

Darüber hinaus erzielt die Biogasanlage durch die kommerzielle Nutzung der erzeugten Wärme des BHKW einen Wärmeerlös (siehe Tabelle 5).



3.3.2 Kosten

a) *Kapitalkosten*

Die Biogasanlage wurde im Jahr 2000 errichtet und von dem aktuellen Betreiber im Jahr 2010 erworben. Die Kosten für die Erstinvestition können daher nicht aufgeführt werden. Stattdessen sind in Tabelle 6 die aktuellen Abschreibungen der verschiedenen Kostenpositionen aufgeführt.

Tabelle 6: Abschreibungen der Biogasanlage Bayern-1 im Jahr 2019 nach Angabe Betreiber (Ist-Stand)

| Kapitalkosten | | |
|----------------------------------|---------------------------|---------------|
| Abschreibung | €/a | 50.000 |
| Zinslast | €/a | 3.750 |
| Kapitalkosten gesamt | €/a | 53.750 |
| Spezifische Kapitalkosten | ct/kW_{el} | 3,28 |

Die Abschreibung und Zinslast entsprechen jeweils den Angaben des Betreibers und wurden dementsprechend an der Stelle nicht selbst berechnet.

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

b) *Substratkosten*

Der größte Kostenfaktor für den Betrieb der Biogasanlage sind die jährlichen Substratkosten. Die Substratkosten befinden sich im oberen Mittelfeld im Vergleich zu anderen Biogasanlagen (siehe Tabelle 7). Die Rindergülle wird vollständig von landwirtschaftlichen Betrieben in unmittelbarer Umgebung zugekauft und in einer Vorgrube an der Biogasanlage gelagert. Für Silagen wurden pauschal Silierverluste von 12 % angenommen und auf die „frei Platte“ Preise aufgeschlagen (KTBL 2021a).



Tabelle 7: Substratkosten der Biogasanlage Bayern-1 „frei Lager“ im Jahr 2019 (Ist-Stand)

| NawaRo | | |
|-----------------------------------|----------------------------|----------------|
| Maissilage | €/t FM | 39,20 |
| | €/a | 99.960 |
| Grassilage | €/t FM | 42,56 |
| | €/a | 15.534 |
| Getreide-GPS | €/t FM | 42,56 |
| | €/a | 62.138 |
| Durchwachsene Silphie | €/t FM | 33,60 |
| | €/a | 4.570 |
| Wirtschaftsdünger | | |
| Rindergülle | €/t FM | 4,00 |
| | €/a | 10.200 |
| Gesamt | | |
| Gesamtsubstratkosten | €/a | 192.402 |
| Spezifische Substratkosten | ct/kWh_{el} | 11,75 |

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten der Biogasanlage können der Tabelle 8 entnommen werden. Auffällig sind die hohen Kosten für die Instandhaltung der technischen Anlagen. Der Grund hierfür ist, dass viele technische Komponenten bereits eine hohe Nutzungsdauer erreicht haben. Viele Komponenten sollen erst erneuert werden, wenn ein rentables Betriebskonzept für die Zukunft entwickelt worden ist.

Tabelle 8: Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage Bayern-1 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

| Betriebs- und Allgemeine Kosten | | |
|--|----------------------------|---------------|
| Schmierstoffe und Betriebsmittel | €/a | 1.000 |
| Instandhaltung (Bau) | €/a | 5.000 |
| Instandhaltung (Technik und Maschinen) | €/a | 25.000 |
| Instandhaltung (BHKW) | €/a | 15.000 |
| Prozessbetreuung, Beratung | €/a | 3.000 |
| Umweltgutachten | €/a | 1.000 |
| Versicherung, Beiträge | €/a | 25.000 |
| Personal (Anlagenfahrer) | €/a | 20.000 |
| Buchführung/Verwaltung | €/a | 2.000 |
| Gesamtbetriebskosten | €/a | 97.000 |
| Spezifische Betriebskosten | ct/kWh_{el} | 5,92 |

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 deutlich über dem Median des Biogas-Messprogramms III (3,92 ct/kWh_{el}) (FNR 2021).



Tabelle 9: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis der Biogasanlage Bayern-1 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

| Leistungen | | |
|--|-----------------------------------|--------------------------|
| Stromerlös | €/a | 387.743 |
| Wärmeerlös | €/a | 26.600 |
| Gesamterlös | €/a | 414.343 |
| Kosten | | |
| Kapitalkosten | €/a | 53.740 (≙ 16 %) |
| Spezifische Kapitalkosten | ct/kWh _{el} | 3,28 |
| Substratkosten | €/a | 172.880 (≙ 56 %) |
| Spezifische Substratkosten | ct/kWh _{el} | 11,75 |
| Betriebs- und Allgemeine Kosten | €/a | 97.000 (≙ 28 %) |
| Spezifische Betriebs- und Allg. Kosten | ct/kWh _{el} | 5,92 |
| Kosten gesamt | €/a | 343.142 (≙ 100 %) |
| Gesamtübersicht | | |
| Spezifischer Gesamterlös | ct/kWh _{el} | 25,29 |
| Spezifische Gesamtkosten | ct/kWh _{el} | 20,95 |
| Gewinn | €/a | 71.172 |
| Spezifischer Gewinn | €/kW_{el} install. | 205 |
| | ct/kWh_{el} prod. | 4,34 |
| Gesamtrentabilität | % | 22,0 |



4 Optimierungsstrategien

Bei der Betrachtung des Ist-Standes der Anlage ist auffällig, dass bisher keine Überbauung erfolgt ist und die Verweilzeit der Biogasanlage deutlich unter den im EEG 2021 geforderten 150 Tagen liegt (siehe Tabelle 4). Beides zusammen würde bei einem Weiterbetrieb im EEG 2021 zu Investitionskosten von ca. 465.000 € führen. Um die gesetzlich vorgeschriebene Lagerkapazität von 9 Monaten zu gewährleisten, wird der Gärrest bei den Betrieben gelagert, die das Substrat anliefern. Die bereits im Ist-Stand sehr hohen spezifischen Gesamtkosten würden auf ca. 22,83 ct/kWh_{el} ansteigen, wodurch ein Weiterbetrieb im EEG 2021 unrentabel scheint.

Eine Alternative, möglicherweise wirtschaftlichere Optimierung ist die Realisierung einer Biogasaufbereitungsanlage mit einer Kapazität von 50 m³_{STP}/h und eine CNG-Tankstelle mit einer Kapazität von 25 m³_{STP}/h. Als Abnehmer für das CNG kommt eine nahegelegene Molkerei in Frage, die einige ihrer LKWs für die tägliche Milchabholung bei den Landwirten mit CNG betankt und dadurch die Umweltbilanz ihrer Endprodukte verbessern und einen Wettbewerbsvorteil gegenüber der Konkurrenz generieren will. Die abzunehmende Menge soll dabei vertraglich festgesetzt werden.

Des Weiteren soll der Anteil von Gülle in der Fütterung auf 60 % ansteigen, damit eine möglichst hohe CO₂-Vergütung nach der RED II generiert werden kann.

Aufgrund dessen, dass vom Betreiber bereits ein neues 400 kW_{el}-BHKW zum Ende der auslaufenden Vergütung angeschafft wurde, wird dieses im Folgenden mitberücksichtigt und mit abgeschrieben. Um den Flex-Zuschlag zu erhalten wird angenommen, dass das BHKW 1.000 Stunden mit 85 % der Leistung betrieben wird.



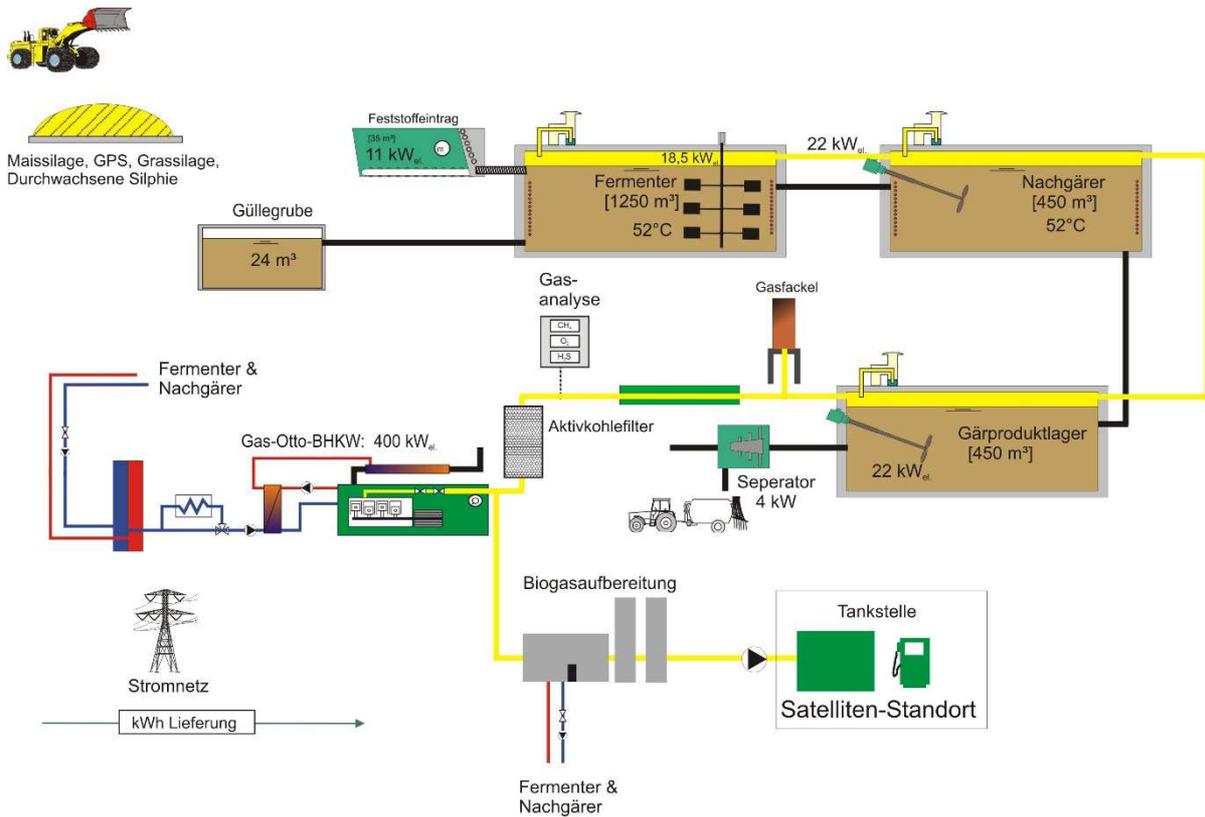


Abbildung 2: Biogasanlage Bayern-1 mit Optimierungsmaßnahmen

4.1 Optimierungsmaßnahme 1: Anpassung der Fütterung

Beim Weiterbetrieb der Biogasanlage soll der Anteil der Gülle auf 60 % gesteigert werden, um eine möglichst große THG-Minderung bei der Produktion von BioCNG zu erzielen. Die restlichen 40 % des Substratmixes sollen durch die Fütterung von Maissilage erfolgen. Es soll die im EEG 2021 erforderliche Verweilzeit von 150 Tagen ohne zusätzlichen Behälterbau realisiert werden, da ein Teil des Gases weiterhin verstromt werden soll. Die maximale Einsatzmenge darf daher 14,33 t_{FM}/d nicht überschreiten. Daraus ergibt sich eine jährliche Güllemenge von 3.102 t_{FM}/a und eine Maismenge von 2.093 t_{FM}/a.



4.1.1 Kennzahlen

Wie zuvor beschrieben soll die Substratmenge angepasst werden. Dies hat auch einen maßgeblichen Einfluss auf die Prozesskennzahlen (siehe Tabelle 10).

Tabelle 10: Substrateinsatz und prozesstechnische Kennzahlen der Biogasanlage Bayern-1 nach Optimierungsmaßnahme 1 aufgrund der Substitution von Nachwachsenden Rohstoffen durch Wirtschaftsdünger

| Substrat | | |
|--|---------------------------|-----------------------|
| Wirtschaftsdünger | | |
| Rindergülle | t FM/a | 3.139 |
| <i>Summe Wirtschaftsdünger</i> | <i>t FM/a</i> | <i>3.139 (± 60 %)</i> |
| Nachwachsende Rohstoffe | | |
| Maissilage | t FM/a | 2.093 |
| <i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i> | <i>t FM/a</i> | <i>2.093 (± 40 %)</i> |
| Tägl. Substrateinsatz | t FM/d | 14,3 |
| Prozesstechnische Kennzahlen | | |
| Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen) | d | 119 |
| Hydraulische Verweilzeit (gasdicht) | d | 150 |
| Organische Raumbelastung (aktive Stufen) | kg oTS/(m ³ d) | 1,52 |
| Energieerzeugung und -verwertung | | |
| Stromverwertung | | |
| Stromerzeugung | kWh/a | 1.220.950 |
| Wärmeverwertung | | |
| Externe Wärmeabgabe | kWh/a | 247.830 |

Die Verweilzeit konnte im Vergleich zum Ist-Stand erhöht werden. Die organische Raumbelastung wurde hingegen aufgrund des großen Gülleanteils gesenkt und ist sehr niedrig.

Durch die Substratumstellung sinkt die Stromerzeugung deutlich, wobei diese mit Hilfe von KTBL Richtwerten und dem angegebenen Nennwirkungsgrad des BHKW errechnet wurde (KTBL, 2021). Basierend darauf verringert sich auch die verfügbare Wärmemenge deutlich.

4.1.2 Leistungen

Unter der Annahme eines Weiterbetriebs im EEG 2021 und eines konstanten Wärmepreises reduzieren sich die Erlöse deutlich (Tabelle 11). Neben der angenommenen Grundvergütung von 18,4 ct/kWh erlöst die Biogasanlage aufgrund der Größe (< 500 kW) zusätzlich 0,5 ct/kWh. Dazu kommen Erlöse für die Flexprämie sowie die angenommenen Mehrerlöse durch Direktvermarktung.



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

| Stromerlös | | |
|-------------------------------------|----------------------|----------------|
| Spezifische Grundvergütung EEG 2021 | ct/kWh _{el} | 18,90 |
| Spezifische Direktvermarktung | ct/kWh _{el} | 0,73 |
| Spezifische Stromvergütung | ct/kWh _{el} | 19,46 |
| Eingespeister Strom | kWh _{el} /a | 1.220.950 |
| Flexibilitätsprämie | €/a | 26.000 |
| Stromerlös | €/a | 263.597 |
| Wärmeerlöse | | |
| Spezifische Wärmevergütung | ct/kWh _{th} | 4,00 |
| Wärmeverkauf | kWh _{th} /a | 247.830 |
| Wärmeerlöse | €/a | 9.913 |
| Gesamterlös | | |
| Stromerlös | €/a | 263.597 |
| Wärmeerlös | €/a | 9.913 |
| Gesamterlös | €/a | 273.510 |

4.1.3 Kosten

a) Kapitalkosten

Die Kapitalkosten können nicht genau in einzelne Posten differenziert werden. Daher wird angenommen, dass sich Änderungen aufheben und diese durch diese Maßnahme nicht beeinflusst werden.

b) Substratkosten

Es wird von konstanten Substratkosten ausgegangen, sodass durch die Reduzierung der Gesamtmenge und durch die Substitution eines Teils der teuren NawaRo mehr als die Hälfte der Substratkosten eingespart werden. Damit sinken die spez. Substratkosten auf Basis der getroffenen Annahmen (siehe Tabelle 12).

Tabelle 12: Gesamtsubstratkosten nach Optimierungsmaßnahme aufgrund der Anpassung an das EEG 2021 für die Biogasanlage Bayern-1

| NawaRo | | |
|-----------------------------------|----------------------------|---------------|
| Maissilage | €/t FM | 39,20 |
| | €/a | 82.046 |
| Wirtschaftsdünger | | |
| Rindergülle | €/t FM | 4,00 |
| | €/a | 12.556 |
| Gesamt | | |
| Gesamtsubstratkosten | €/a | 94.602 |
| Spezifische Substratkosten | ct/kWh_{el} | 7,75 |



4.1.4 Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten werden durch die Anpassung nicht verändert. Lediglich die Instandhaltungskosten für die baulichen Anlagen verdoppeln sich aufgrund der getroffenen Annahmen auf 10.000 € pro Jahr, so dass die Betriebskosten insgesamt bei 102.000 €/a bzw. bei spezifischen Betriebskosten von 8,35 ct/kWh_{el} liegen.

4.1.5 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die spezifischen Gesamtkosten verringern sich auf Basis der getroffenen Maßnahmen auf 20,50 ct/kWh. Basierend auf den kalkulierten durchschnittlichen Stromerlös von 22,40 ct/kWh_{el} ergibt sich somit ein Gewinn aus dem Stromerlös von 23.170 €/a bzw. 1,90 ct/kWh. Der Wärmepreis wird zusätzlich als konstant zum Ist-Stand angenommen, weshalb der Wärmeverkauf einen Erlös von 9.913 €/a generiert. Der somit erzielte Gewinn beträgt 33.083 €/a. Bei Umsetzung der Optimierungsmaßnahmen 1 würde die Anlage unter den getroffenen Annahmen weiterhin wirtschaftlich betrieben werden können.

4.2 Optimierungsmaßnahme 2: Biomethanaufbereitung und CNG-Tankstelle/Gesamtkonzept

Die Optimierungsmaßnahme 2 baut auf die veränderte Substratzufuhr aus Optimierungsmaßnahme 1 auf und stellt daher gleichzeitig das Gesamtkonzept da.

Es soll entgegen der Optimierungsmaßnahme 1 nur ein kleiner Teil des Gases zur Produktion von Strom und Wärme verwendet werden, um das neu gekaufte BHKW auf Teillast zu betreiben. Gleichzeitig soll die Nutzung des Gases mittels einer Biomethanaufbereitung und einer CNG-Tankstelle realisiert werden. Die Biomethanaufbereitung soll dabei mittels Membranverfahren erfolgen, da dieses Verfahren für kleine Aufbereitungsmengen am wirtschaftlichsten umzusetzen ist.

4.2.1 Kennzahlen

Die Substrate und Prozesskennzahlen des biologischen Prozesses ändern sich nicht im Vergleich zu Optimierungsmaßnahme 1 (siehe Kapitel 4.1.1).

Die Strom- und Wärmeverwertung wird zugunsten der Biomethanproduktion reduziert. Es soll in Zukunft nur noch ein BHKW mit 400 kW installierter Leistung jährlich 1.000 Stunden betrieben werden. Der produzierte Strom soll komplett eingespeist werden. Auch die anfallende Wärme wird zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt. Das restliche Gas soll zu Biomethan aufbereitet werden. Dadurch kann die Aufbereitungsanlage mit einer Kapazität von 50 m³_{STP}/h für 7.638 Stunden pro Jahr betrieben werden.

Es wird angenommen, dass 60.000 kWh/a an Eigenstrom für die Biogasanlage verbraucht werden (Betreiberangabe). Dieser wird zugekauft.

Der Eigenstrombedarf der Aufbereitungsanlage wird mit 0,25 kWh_{el}/m³_{Rohgas} gerechnet (KTBL 2021a).



Es wird mit 1 % Methanschluß der Biomethanaufbereitung gerechnet (KTBL 2021a) und mit einem Methangehalt von 51 %, identisch zum Ist-Stand.

Tabelle 13: Annahmen für die Energieerzeugung und -verwertung Angenommene Wärmemengen nach Umsetzung der Mikrogasleitung zur Molkerei als Optimierungsmaßnahme 2 für die Biogasanlage Bayern-1

| Energieerzeugung und -verwertung | | |
|---|----------------------------------|---------|
| Stromverwertung | | |
| Eigenstromverbrauch | kWh _{el} /a | 60.000 |
| Stromerzeugung | kWh _{el} /a | 400.000 |
| Ausnutzungsgrad max. Bemessungsleistung | % | 14 |
| Wärmeverwertung | | |
| Externe Wärmeabgabe | kWh _{th} /a | 0 |
| Biomethan | | |
| Biomethanerzeugung | m ³ _{STP} /a | 196.662 |
| Ausnutzungsgrad | % | 45 |
| Eigenstrombedarf | kWh _{el} /a | 49.165 |
| CNG | | |
| CNG Erzeugung | kg/a | 141.596 |
| Ausnutzungsgrad | % | 90 |
| Strombedarf Verdichter | kWh _{el} /a | 81.359 |

Für den Strombezug des Verdichters der Tankstelle wurde der Kompressor CTA 15.2-16 von Bauer Kompressor zugrunde gelegt (Bauer, 2022). Nähere Daten konnten nicht ermittelt werden. Dabei wurden die Kosten anteilig zur Leistung gerechnet.

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

4.2.2 Leistungen

Auf Basis der bisherigen Annahmen kann der in Tabelle 14 dargestellte Erlös erzielt werden. Für den Erlös des produzierten CNG wird von einem spezifischen Nettoverkaufspreis von 0,74 €/kg_{CNG} (Scholwin und Grope, 2017) ausgegangen. Auf Basis der Substratumstellung sind CO₂ Einsparungen von 4.368 kg CO_{2,eq} pro t_{CNG} zu erwarten (EU 2018/2001). Als Quotenpreis werden auf Basis von Expertenmeinung an dieser Stelle 200 €/tCO_{2eq} angenommen.



Tabelle 14: Erlösübersicht nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 2 für die Biogasanlage Bayern-1

| | | |
|-------------------------------------|---------------------------------------|----------------|
| Stromerlös | | |
| Spezifische Grundvergütung EEG 2021 | ct/kWh _{el} | 18,90 |
| Spezifische Direktvermarktung | ct/kWh _{el} | 0,73 |
| Spezifische Stromvergütung | ct/kWh _{el} | 19,63 |
| Eingespeister Strom | kWh _{el} /a | 400.000 |
| Flexibilitätsprämie | €/a | 26.000 |
| Stromerlös | €/a | 104.520 |
| CNG-Erlöse | | |
| Biomethanproduktion | m ³ /a | 196.662 |
| CNG-Erzeugung | kg/a | 141.596 |
| Spezifischer CNG-Erlös | ct/kg _{CNG} | 74 |
| CNG-Erlös | €/a | 104.781 |
| Angenommener Quotenpreis | €/t _{CO2eq} | 200 |
| Angenommene Einsparung | kg _{CO2eq} /t _{CNG} | 4368 |
| Erlös Quotenpreis | ct/kg _{CNG} | 87 |
| Erlös Quotenpreis | €/a | 123.189 |
| Gesamterlös CNG | €/a | 227.970 |
| Gesamterlös | | |
| Stromerlös | €/a | 104.520 |
| Gesamterlös CNG | €/a | 227.970 |
| Gesamterlös | €/a | 332.490 |

Es wird ein Mehrerlös der Direktvermarktung identisch zu den im Rahmen des Projekts angenommen Mehrerlösen einer Biogasanlage mit vierfacher Überbauung angenommen. Des Weiteren wird angenommen, dass die Vergütung in der Höhe des maximalen Gebotspreises liegt und der Zuschuss für Biogasanlagen, die weniger als 500 kW_{el} installiert haben, erteilt wird.

Es wird zudem von dem Erhalt einer Flexibilitätsprämie über 65 €/kW_{inst} ausgegangen, da noch keine Flexibilitätsprämie im Ist-Stand bezogen wurde.

4.2.3 Kosten

a) Kapitalkosten

Die Kosten der CNG-Tankstelle beruhen auf einem konkreten Angebot einer Firma und deren Annahmen, während die Investitionskosten der Aufbereitungsanlage auf Scholwin und Grope (2017) und die Planung und Genehmigung der Aufbereitungsanlage auf Dunkelberger et. al (2015) beruhen. Die genaue Kostenaufstellung und die Gesamtkosten können Tabelle 15 entnommen werden.



Tabelle 15: Annahmen für den Bau der Mikrogasleitung und der technischen Komponenten bei Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 2 der Biogasanlage Bayern-1 (KTBL 2021a)

| Annahmen Bau Mikrogasleitung | | |
|---------------------------------------|--------------------------|----------------|
| Investitions- und Installationskosten | € | 500.000 |
| Genehmigung | € | 10.000 |
| Planung | € | 40.000 |
| Gesamtsumme Mikrogasleitung | € | 550.000 |
| Annahmen Bau CNG-Tankstelle | | |
| Investitionskosten | € | 183.264 |
| Installationskosten | € | 8.800 |
| Planung und Genehmigung | % der Investitionskosten | 10 |
| Planung und Genehmigung | € | 18.326 |
| Gesamtsumme CNG-Tankstelle | € | 210.390 |
| Gesamt | | |
| Bau Mikrogasleitung | € | 550.000 |
| Bau CNG-Tankstelle | € | 210.390 |
| Gesamtkosten Optimierung | € | 760.390 |

Die resultierenden Abschreibungskosten und die Zinslast (mit 1,5 % Zinsen) belaufen sich auf 79.210 €/a (siehe Tabelle 16). Die Abschreibungsdauer wurde gemäß Tabelle 1 angenommen.

Tabelle 16: Zusätzliche Kapitalkosten durch die Optimierungsmaßnahme 2 für die Biogasanlage Bayern-1

| Zusätzliche Kapitalkosten | | |
|--|----------------------------|---------------|
| Investitionen | € | 760.390 |
| Abschreibung | €/a | 72.881 |
| Zinslast | €/a | 6.328 |
| Zusätzliche Kapitalkosten | €/a | 79.210 |
| Zusätzliche spez. Kapitalkosten | ct/kg_{CNG} | 55,94 |

b) Substratkosten

Die Substratkosten werden durch die Optimierungsmaßnahme 2 nicht beeinflusst und betragen 94.602 €/a.

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten und Allgemeinen Kosten für die Biomethanaufbereitung werden nach Scholwin und Grope (2017) angenommen (siehe Tabelle 17).

Für den Strombezug wird mit 21,2 ct/kWh_{el} gerechnet. Dies entspricht dem Wert für Industriekunden im Jahr 2021 nach BMU (2022).

Die BHKW-Betriebskosten reduzieren sich entsprechend der Leistung auf 3.113 €/a. Die Instandhaltung (Bau) verändert sich identisch zu Optimierungsmaßnahme 1.



Tabelle 17: Zusätzliche Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage Bayern-1 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

| Zusätzliche Betriebs- und Allgemeine Kosten | | |
|--|----------------------------|---------------|
| Strombezug | €/a | 40.391 |
| Betriebskosten CNG-Tankstelle | €/a | 3.860 |
| Schmierstoffe und Betriebsmittel | €/a | 1.500 |
| Instandhaltung (Technik und Maschinen) | €/a | 30.000 |
| Personal | €/a | 5.000 |
| Zusätzliche Gesamtbetriebskosten | €/a | 80.751 |
| Zusätzliche spezifische Betriebskosten | ct/kg_{CNG} | 57,03 |

Zusammen mit den Betriebskosten aus dem Ist-Stand ergeben sich Gesamtbetriebskosten in Höhe von 170.864 €/a, bzw. 120,67 ct/kg_{CNG}.

4.2.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Aus den Ergebnissen in Tabelle 18 wird ersichtlich, dass das Gesamtkonzept unter den getroffenen Annahmen momentan wirtschaftlich nicht rentabel ist. Für einen kostendeckenden Weiterbetrieb der Biogasanlage Bayern-1 müsste bei konstantem Preis des Quotenhandels der spezifische CNG-Erlös auf 1,21 €/kg_{CNG} steigen oder bei konstantem spezifischem CNG-Erlös der Quotenpreis auf 307 €/tCO_{2eq} steigen.



Tabelle 18: Erlöse und Kosten des Ist-Standes und des Gesamtkonzepts, Bezug des Gesamtkonzepts erfolgt jeweils auf produzierte kWh des Ist-Standes um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen

| Stromerlöse | | | |
|---|----------------------|------------------|----------------------|
| | | Ist-Stand | Gesamtkonzept |
| Spezifische Stromvergütung | ct/kWh _{el} | 23,67 | 19,46 |
| Eingespeister Strom | kWh _{el} /a | 1.638.120 | 400.000 |
| Stromerlös | €/a | 387.743 | 104.520 |
| Wärmeerlöse | | | |
| Spezifische Wärmevergütung | ct/kWh _{th} | 4,00 | 0 |
| Wärmeverkauf | kWh _{th} /a | 247.830 | 0 |
| Wärmeerlös | €/a | 9.913 | 0 |
| CNG-Erlöse | | | |
| Spezifischer CNG-Erlös | ct/kg _{CNG} | 74 | 74 |
| Angenommener Quotenpreis | €/t _{CO2eq} | 200 | 200 |
| CNG-Erzeugung | kg/a | 0 | 141.596 |
| Gesamterlös CNG | €/a | 0 | 192.591 |
| Kosten | | | |
| Spezifische Kapitalkosten | ct/kWh _{el} | 3,28 | 8,12* |
| Spezifische Substratkosten | ct/kWh _{el} | 11,75 | 5,78* |
| Spezifische Betriebs- und Allgemeine Kosten | ct/kWh _{el} | 5,92 | 10,43* |
| Gesamtübersicht | | | |
| Spezifischer Gesamterlös | ct/kWh _{el} | 25,29 | 18,13* |
| Spezifische Gesamtkosten | ct/kWh _{el} | 20,95 | 24,33* |
| Spezifischer Gewinn | ct/kWh _{el} | 4,34 | -6,19* |
| Gesamtrentabilität | % | 21,9 | -12,5 |

*bezogen auf die Stromproduktion des Ist-Stands

4.3 Sensitivitätsanalyse

Zur weiteren Bewertung ist eine Sensitivitätsanalyse der CNG-Gestehungskosten durchgeführt worden (Tabelle 19). Hierbei hat sich gezeigt, dass ein Rückgang der Substratkosten einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Investition hat. Allerdings ist selbst bei einer Halbierung der Substratkosten die Investition noch nicht rentabel.

Tabelle 19: Sensitivitätsanalyse zum Gesamtkonzept der Optimierungsmaßnahmen für die Biogasanlage Bayern-1

| Änderungen durch Maßnahme | | Kapitalkosten | Substratkosten | Betriebskosten |
|----------------------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | | (+/- 10 %) | (+/- 10 %) | (+/- 10 %) |
| CNG-Gestehungskosten | ct/kg _{CNG} | +/- 7,00 | +/- 4,92 | +/- 8,21 |



Die durchgeführte Sensitivitätsanalyse hat außerdem gezeigt, dass auch bei einem Rückgang der Investitions- und Betriebskosten um 10 % ein Weiterbetrieb mit der geplanten Optimierungsmaßnahme nicht wirtschaftlich darstellbar ist.

Es sei angemerkt, dass die Biogasanlage die Investitionskosten und die Abschreibungen nicht differenzieren konnte. Dies sorgt für eine große Unschärfe in den Ergebnissen der Machbarkeitsstudie. Die BHKW-Investitionskosten konnten z.B. nicht einzeln erfasst und in der Optimierungsstrategie angepasst werden.

Für den Stromerlös wurde der kaum erreichbare Best Case von 18,4 ct/kWh_{el} Grundvergütung angenommen. Unter Beachtung der Zuschläge am Gebotstermin 1.9.2021 würde beim erzielten höchsten Zuschlag (18,23 ct/kWh_{el}) (Bundesnetzagentur 2021) die Stromerlöse um 680 €/a und beim durchschnittlichen Zuschlag (17,48 ct/kWh_{el}) um 3.680 €/a geringer sein als bisher in der vorliegenden Studie angenommen.

Der CNG-Preis und der CO₂-Preis sind die Variablen mit dem höchsten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Daher ist der Gewinn in Abhängigkeit der beiden Parameter in Abbildung 3 aufgetragen.

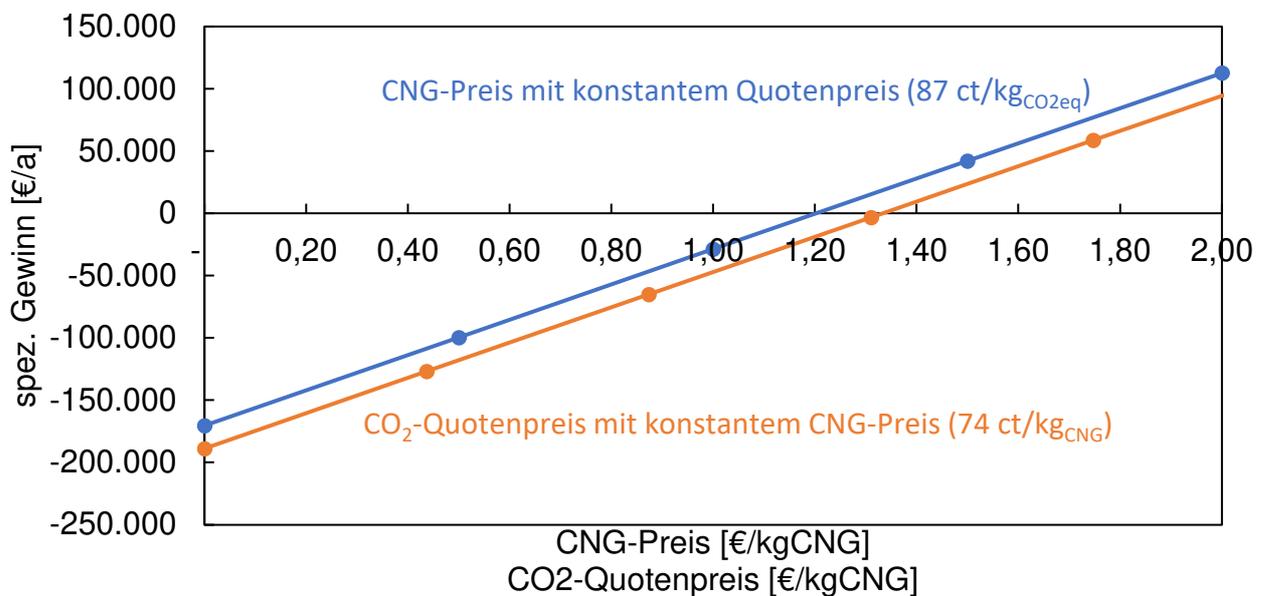


Abbildung 3: Gewinn in Abhängigkeit des CNG-Preises und des Quotenpreises

4.4 Fazit der Optimierungsstrategien

Auf Basis der Ergebnisse ist Biogasanlagen in der Größe der hier errechneten Biogasanlage anzuraten die weitere Preisentwicklung von Biomethan, die Entwicklung des CO₂-Quotenhandels und des Marktes an kleinen Biomethanaufbereitungsanlagen abzuwarten. Im Falle der untersuchten Anlage ist dies allerdings aufgrund des Endes der 1. Förderperiode nicht möglich. Auf Basis der Ergebnisse ist trotz des deutlich geringeren Gewinns dem Biogasanlagenbetreiber anzuraten mit verändertem Substratmix und etwas geringerer Bemessungsleistung ins EEG 2021 zu wechseln. Eine Marktsondierung währenddessen um ggf. zukünftige Erlösmöglichkeiten wahrzunehmen erscheint zudem sinnvoll.



Literatur

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 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

Bundesnetzagentur (2021):

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_01_09_2021/gebotstermin_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.

Dunkelberg, E.; Salecki, S.; Weiß, J.; Rothe, S.; Böning, G. (2015): Biomethan im Energiesystem: Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).

EU 2018/2001: Richtlinie (EU) 2018/2001 Des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung).

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

Scholwin, F.; Grope, J. (2017): Durchführbarkeitsstudie - Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz. Weimar: Agrargemeinschaft 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

