

# Biogas nach dem EEG – (wie) kann's weitergehen?

## Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreiber



  
Technische Hochschule  
Ingolstadt  
Institut für  
neue Energie-Systeme



FH MÜNSTER  
University of Applied Sciences



C.A.R.M.E.N.



INSTITUT FÜR ENERGIE-  
UND UMWELTFORSCHUNG  
HEIDELBERG

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Ernährung  
und Landwirtschaft



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# Impressum

## Herausgeber:

Technische Hochschule Ingolstadt  
FH Münster  
C.A.R.M.E.N. e.V.  
ifeu Heidelberg

## Autoren:

Norbert Grösch (TH Ingolstadt)  
Christian Trox (TH Ingolstadt)  
Abdessamad Saidi (TH Ingolstadt)  
Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner (TH Ingolstadt)  
Victoria Grüner (FH Münster)  
Dr. Daniel Baumkötter (FH Münster)  
Dr.-Ing. Elmar Brüggling (FH Münster)  
Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter (FH Münster)  
Melanie Glözl (C.A.R.M.E.N. e.V.)  
Ulrich Kilburg (C.A.R.M.E.N. e.V.)  
Jasmin Gleich (C.A.R.M.E.N. e.V.)  
Robert Wagner (C.A.R.M.E.N. e.V.)  
Regine Vogt (ifeu Heidelberg)

## Redaktion:

Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V.

## Bezug als Download:

[www.thi.de/go/energie](http://www.thi.de/go/energie)  
[www.carmen-ev.de](http://www.carmen-ev.de)  
[www.ifeu.de](http://www.ifeu.de)

## Gestaltung:

Janina Jarothe (C.A.R.M.E.N. e.V.)  
Monika Kastl (C.A.R.M.E.N. e.V.)  
Anna-Sofia Kraus (C.A.R.M.E.N. e.V.)

## Bilder:

Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V., Beerepoot & Voskamp GmbH

Hinweis: Diese Broschüre wendet sich an alle Interessierten gleichermaßen. Auf eine durchgehend geschlechtsneutrale Schreibweise wird zugunsten der besseren Lesbarkeit des Textes verzichtet.

Stand: Juli 2020

3. Auflage

Alle Rechte vorbehalten.

Kein Teil dieses Werkes darf ohne schriftliche Einwilligung der Herausgeber in irgendeiner Form reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt, verbreitet oder archiviert werden. Für die Ergebnisdarstellung mit Schlussfolgerungen, Konzepten und fachlichen Empfehlungen sowie die Beachtung etwaiger Autorenrechte sind ausschließlich die Verfasser zuständig.

Haftungsausschluss:

Die hier aufgeführten Informationen wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Dennoch übernehmen die Herausgeber keine Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit und Richtigkeit der bereitgestellten Informationen.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Danksagung und Grußworte</b>	<b>4</b>
<b>2. Einführung in das Thema</b>	<b>5</b>
<b>3. Gebrauchsanweisung</b>	<b>7</b>
<b>4. Vom Ist-Stand zum Weiterbetrieb</b>	<b>9</b>
4.1 Allgemeingültige Grundvoraussetzungen	9
4.2 Roadmap für den Weiterbetrieb	9
4.3 Generalüberholung an Bestandsanlagen	11
4.4 Überblick über die wichtigsten Generalüberholungsmaßnahmen	16
<b>5. Repoweringkonzepte für den Weiterbetrieb</b>	<b>19</b>
5.1 Teilnahme an Ausschreibung	24
5.2 Bereitstellung von Kraftstoff (Bio-CNG-Tankstelle)	30
5.3 Neubau einer Gülle-Kleinanlage	39
5.4 Eigenverbrauch und Direktlieferung	43
5.5 Rohgasseitige Bündelung	46
5.6 Zusammenschluss der Anlagenbetreiber	48
5.7 Stoffliche Nutzung	51
5.8 Stilllegung, Umnutzung und Rückbau der Biogasanlage	53
<b>6. Effizienzbewertung und Methoden</b>	<b>55</b>
6.1 Konzeptübergreifende Maßnahmen	56
6.2 Konzeptspezifische Maßnahmen	63
<b>7. Schlusswort</b>	<b>65</b>
<b>8. Anhang</b>	<b>67</b>

# 1. Danksagung und Grußworte



Die Biogasbranche leistet einen zentralen Beitrag zur Substitution fossiler Primärenergieträger. Will die Bundesregierung die gesteckten Klimaschutzziele erfüllen, so kann sie auf diesen Schlüsselbaustein nicht verzichten.

Gleichzeitig sehen sich Anlagenbetreiber nach zwei Jahrzehnten, in denen sie in den jeweils gültigen Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eine feste Orientierung fanden, mit dem Ende der garantierten Einspeisevergütung in Sichtweite mit existenziellen Fragen konfrontiert.

Lassen sich mit der Biogaserzeugung ohne eine feste Vergütung für den Strom noch Erlöse generieren? Welche Entwicklungen sind in der Vergütungsstruktur für Biogasanlagen zu erwarten? Welche alternativen Wertungsoptionen und Märkte kommen für mich infrage? Welche Anforderungen muss ich dazu mit meiner Anlage erfüllen? Wie stellt sich der Ertüchtigungsbedarf entsprechend dar? Kurzum, welche Perspektiven habe ich nach der Förderung über das EEG?

Diese Frage kann nicht allgemeingültig beantwortet werden, denn die Zukunftsperspektiven für Biogasanlagen sind so individuell wie die Anlagen selbst.

Umso wichtiger ist es, dass Anlagenbetreiber bei der Vielzahl an Fragestellungen, die es zu berücksichtigen gilt, ihre Zukunftschancen und -optionen methodisch bewerten.

Mit der vorliegenden Handreichung möchten wir Ihnen eine belastbare Hilfestellung bieten, mit der Sie anhand einer strukturierten Vorgehensweise sowohl die grundsätzlichen Perspektiven für den Weiterbetrieb als auch

die Möglichkeiten ausgewählter Zukunftskonzepte vor dem Hintergrund Ihrer persönlichen Rahmenbedingungen bewerten können.

Um die gegenwärtige Realität bestehender Anlagen hinreichend zu berücksichtigen, fließen neben der Betrachtung politischer Entwicklungen insbesondere Erkenntnisse und Erfahrungen, die wir vor Ort an zahlreichen repräsentativen Praxisanlagen im intensiven Austausch mit Anlagenbetreibern und Branchenexperten gewonnen haben, in diese Handreichung ein.

Derartig umfassende Untersuchungen sind ohne eine Förderung nicht möglich, weshalb wir uns beim Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft sowie der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. als Projektträger für die Unterstützung zu diesem relevanten Vorhaben bedanken möchten.

Nicht zuletzt gilt jedoch unser Dank unseren Partnern aus der FH Münster, dem C.A.R.M.E.N. e.V. und dem Institut für Energie- und Umweltforschung, die gemeinsam mit uns in den letzten zwei Jahren mit großem Engagement und einem kritischen Geist die Erstellung dieser umfassenden und zugleich differenzierten Entscheidungshilfe möglich gemacht haben.

Wir wünschen Ihnen beim Studieren des Leitfadens viel Freude, wertvolle Erkenntnisse und Ideen für die Zukunft Ihrer Anlage.

Ihr Wilfried Zörner

## 2. Einführung in das Thema

*Die Biogasbranche blickt nach vorne – mit den Erfahrungen aus der Vergangenheit: Der Erfahrungsschatz von über 20 Jahren hilft, gut in die Zukunft zu kommen. Die Anlagenbetreiber sollten ihre Erfahrung selbst auswerten und die passenden Schlüsse ziehen. Dieser Leitfaden bietet dabei Hilfestellung.*

In der Vergangenheit zu verweilen bringt oft nicht viel – ein kleiner Rückblick soll gestattet sein:

Als im Jahr 2000 das EEG eingeführt wurde, hatte niemand in der Biogasbranche im aktiven Bewusstsein, dass die 20-jährige EEG-Vergütung eines Tages tatsächlich zu Ende gehen könnte.

Dennoch wurden bei Fachvorträgen diese 20 Jahre + Inbetriebnahmejahr stets erwähnt. Nun ist es soweit: mit Beginn des Jahres 2021 ist für die ersten Biogasanlagen das Ende der Förderperiode 1 erreicht. Jedoch haben sich wenige Betreiber im Rahmen der Ausschreibung für die Förderperiode 2 beworben und einen Zuschlag erhalten. Der große Schwung an aus der Förderperiode 1 fallenden Anlagen ist erst ab Neujahr 2026 zu erwarten.

Die Zeit drängt, liefern Biogasanlagen doch einen wesentlichen Beitrag zum erneuerbaren Strommix in Deutschland. Die einfache Speichermöglichkeit und bedarfsgerechte Stromerzeugung dienen als Ausgleich für die fluktuierende Sonnen- und Windenergie. Gleichzeitig ist die Biogasbranche ein wichtiger Arbeitgeber, insbesondere im ländlichen Raum. Damit diese volkswirtschaftlichen Leistungen erhalten bleiben können, müssen Biogasanlageneigentümer und -betreiber wirtschaftliche Zukunftsmöglichkeiten erschließen können. Diese Parole lässt sich natürlich einfach zu Papier bringen oder in den Computer tippen. Wenn's darum geht, welche Möglichkeiten dies im Einzelnen sein sollen, wie diese aussehen, für welche Betriebe diese passen und was für die Umsetzung getan werden muss, reagieren auch Branchenexperten zu Recht etwas zurückhaltend. Als Projektteam haben wir uns im Rahmen des REzAB-



Projekts (**RE**poweringmaßnahmen hinsichtlich zukünftiger **A**ufgaben von **B**iogasanlagen) daran gewagt, genau diese Fragen systematisch zu untersuchen und zu beantworten.

Dabei haben wir zunächst einen umfangreichen Fragenkatalog für die Zukunftsfähigkeit erarbeitet. Dieser wurde in der Praxis an je sieben Biogasanlagen in Nordrhein-Westfalen und in Bayern angewendet. Natürlich wurde berücksichtigt, dass alle Investitionsgüter, welche zwanzig Jahre betrieben wurden, einer Generalüberholung mit vorausgegangener Inspektion zu unterziehen sind. Mit der Auswertung der Umfrageergebnisse und Vor-Ort-Untersuchungen wurden anlagenbezogene Repoweringkonzepte entwickelt und Effizienzsteigerungsmaßnahmen abgeleitet.

Um das Ergebnis vorweg zu nehmen: Es gibt nicht das eine Zukunftskonzept für alle Biogasanlagen in Deutschland. Vielmehr wurde der Fokus auf die Entwicklung einer praxisnahen Methodik gelegt, mit der Anlagenbetreiber den Zustand ihrer Biogasanlage bewerten, die Zukunftsoptionen der eigenen Anlage ableiten und die notwendigen Umsetzungsmaßnahmen – Repowering – ausarbeiten können.



In diesem Leitfaden werden für den Weiterbetrieb folgende als geeignet erachtete Zukunftskonzepte präsentiert:

- Teilnahme an Ausschreibung
- Bereitstellung von Kraftstoff (Bio-CNG-Tankstelle)
- Neubau einer Gülle-Kleinanlage
- Eigenverbrauch und Direktlieferung
- Rohgasseitige Bündelung mehrerer Biogasanlagen zu einer zentralen Aufbereitungs- und Einspeisungsanlage
- Zusammenschluss der Anlagenbetreiber und Weiterbetrieb einer Gemeinschaftsanlage
- Stoffliche Nutzung (Umbau der Biogasanlage zur Bioraffinerie und teilweise rohstoffliche Verwertung)

Aus dieser Aufzählung ist bereits die unterschiedliche Praxistauglichkeit der genannten Konzepte erkennbar. Die Teilnahme an den Ausschreibungen ist vergleichsweise einfach möglich. Der Umbau der Anlage zu einer Bioraffinerie ist dagegen in der Praxis bisher nicht erprobt. Die weiteren Konzeptvarianten können unter Berücksichtigung der notwendigen Voraussetzungen mit mehr oder weniger Praxisreife umgesetzt werden.

Tatsächlich wird es so sein, dass nicht alle Biogasanlageneigentümer einen Weiterbetrieb bewerkstelligen können oder wollen – aus verschiedensten Gründen. Für diese Anlagen wird somit nur der gezielte Rückbau in Frage kommen. Auch dieses Szenario wird hier thematisiert.

Der Biogasbranche werden die Ergebnisse in Form dieses Leitfadens zur Verfügung gestellt. Er soll allen Biogasanlageneigentümern, -betreibern und Beratern helfen, die Zukunftsfähigkeit der Anlagen zu erkennen.

Das Projektteam erhofft sich, dass dieser Leitfaden möglichst viel Verbreitung findet und einen Beitrag für zukunftsfähige Biogasanlagen bundesweit leisten kann.

Um das Kopieren und Umsetzen wird ausdrücklich gebeten!



### 3. Eine Gebrauchsanweisung

*Der Leitfaden bietet die Möglichkeit, ein für Biogasbestandsanlagen geeignetes Zukunftskonzept selbstständig zu erarbeiten und stellt passende Konzeptideen vor.*

*Wie lässt sich dieser Leitfaden konkret zur Erarbeitung eines passenden Zukunftskonzeptes nutzen?*

Zunächst ist es für jeden Anlagenbetreiber wichtig zu wissen, welcher Aufwand darin besteht, die Biogasanlage nach dem Auslaufen der Förderperiode 1 noch mindestens für zehn Jahre erfolgreich und sicher zu betreiben. Im besten Fall muss nichts getan werden. Doch die Erfahrungen aus dem REzAB-Projekt zeigen, dass in der Praxis allein schon aufgrund des unvermeidlichen Verschleißes entsprechende Maßnahmen erforderlich werden. Die anfallenden Kosten spielen bei der Zukunftsplanung stets eine entscheidende Rolle.

Mit der Checkliste in Kapitel 4 können Anlagenbetreiber schrittweise organisieren, wie die Biogasanlage vom Ist-Stand für den Weiterbetrieb ertüchtigt werden kann.

Im Prinzip ist eine aus dem BHKW-Bereich bekannte Generalüberholung durchzuführen, hier aber bezogen auf die gesamte Biogasanlage. Welche Ertüchtigungen konkret umzusetzen sind, ist von Anlage zu Anlage unterschiedlich.

Deshalb und weil davon auszugehen ist, dass die mögliche Umstellung des Anlagenkonzeptes mit einer entsprechenden Generalüberholung bislang noch nicht durchgeführt werden musste, bietet der Leitfaden an dieser Stelle zusätzliche Informationen und verweist auf weiterführende Literatur, die bei einer ganzheitlichen Planung unterstützt. Im Anhang findet sich ein Verzeichnis der im Leitfaden verwendeten Abkürzungen. Stets sollten Experten und Sachverständige in der Planungsphase hinzugezogen werden. Welche Fragestellungen beauftragte Sachverständige untersuchen sollten und was diese Leistungen ungefähr kosten, wird detailliert erklärt.



Nach der Umsetzung notwendiger Maßnahmen ist die Biogasanlage fit für die Zukunft – und es stellt sich die Frage: Wie kann es weitergehen?

Der Weg in die Ausschreibung ist als Anschlussförderung sicherlich bekannt. Doch es existieren noch eine Reihe anderer Repoweringkonzepte für den Weiterbetrieb, die möglicherweise in Frage kommen. Anhand der Anlagenparameter und der Rahmenbedingungen vor Ort lassen sich bestimmte Konzepte vorab ausschließen und passende auswählen.

Wie funktioniert das Ganze? In Kapitel 5 sind Anforderungen und Kriterien an die Biogasanlage und an das Betriebskonzept in einer Entscheidungshilfe zusammengefasst.

Die Liste ist lang, denn es werden insgesamt 43 Kriterien abgefragt. Für eine wichtige Zukunftsentscheidung sollte man sich ausreichend Zeit nehmen.

Aufgeteilt in verschiedene Kategorien entscheiden Anlagenbetreiber, ob eine Anforderung oder ein Kriterium erfüllt ist. Zutreffende Voraussetzungen werden angekreuzt. Jede ist mit bis zu drei Punkten gewichtet und einem Repoweringkonzept, gekennzeichnet über eine Leitfarbe, zugeordnet. Am Ende wird in einem Ranking festgestellt, welche Repoweringkonzepte möglicherweise eine Zukunftsoption bieten. Diese sollten in die engere Wahl gezogen und genauer betrachtet werden. Was auch nach der Umsetzung eines geeigneten Betriebskonzeptes zu berücksichtigen ist, wird in diesem Kapitel ebenfalls erläutert.



Im Anschluss sind die jeweiligen Repoweringkonzepte detailliert beschrieben und leicht über die jeweilige Leitfarbe zu finden.

Eingangs sind für jedes dieser Repoweringkonzepte die spezifischen Grundvoraussetzungen beschrieben. Vor dem Ende der Förderperiode 1 sind die zentralen Weichen für die Zukunft zu stellen. Welche Maßnahmen zu welchem Zeitpunkt umzusetzen sind, wird Schritt für Schritt erklärt.

Noch einmal ist gewissenhaft zu prüfen, ob die Biogasanlage in die Rahmenbedingungen passt.

Abgerundet werden ausgewählte Repoweringkonzepte mit einer wirtschaftlichen Kalkulation zum jeweiligen Szenario. Dabei wurden eine 500 kW<sub>el</sub> Standardanlage und / oder konkrete Anlagen aus dem REzAB-Projekt den dargestellten Bedingungen unterworfen und ein Betriebsergebnis ermittelt. Diese beispielhaften Kalkulationen sollen helfen, entsprechende Berechnungen auch für die eigene Anlage vorzunehmen. Im Anhang sind eine detaillierte Beschreibung der gewählten Standardanlage und die Grundlagen der Kalkulation zu finden. Weitere Unterstützung besteht durch die einschlägigen Beratungsinstitutionen, welche in der Planungsphase hinzugezogen werden sollten.

Stehen mehrere geeignete Konzepte zur Auswahl, so ist eine Kombination von zwei Konzepten denkbar. Hierbei ist jedoch der entsprechende organisatorische Mehraufwand zu bedenken.

Abschließend werden in Kapitel 6 konzeptübergreifende und konzeptspezifische Effizienzsteigerungsmaßnah-

men vorgestellt, die das ausgewählte Repoweringkonzept sowie den generellen effizienten Betrieb der Biogasanlage ergänzen und optimieren können.



# 4. Vom Ist-Stand zum Weiterbetrieb

*In diesem Kapitel widmen wir uns der Frage, wie Biogasanlagenbetreiber den derzeitigen Anlagenzustand ermitteln und durch welche Maßnahmen sie die Anlage auf einen zukünftigen Weiterbetrieb vorbereiten können.*

Die Antwort lautet: durch eine angemessene Generalüberholung! Diese setzt eine umfassende Untersuchung der Bausubstanz und des Zustandes der technischen Gewerke unter besonderer Beachtung sicherheitstechnischer Fragen voraus.

Zu diesen Themen geben wir Hinweise zum Prüfumfang und den entstehenden Kosten und gehen auf weitere, sich daraus ergebende Baustellen ein (z. B. Dokumentation). Neben einem Ausblick über das aktuell und zukünftig geltende Regelwerk rundet eine Übersicht der wichtigsten Generalüberholungsmaßnahmen mit Hinweisen zur Dringlichkeit des Handlungsbedarfs und den anfallenden Kosten das Kapitel ab.

## 4.1 Allgemeingültige Grundvoraussetzungen

Neben einem guten bau- und sicherheitstechnischen Zustand der Anlage müssen weitere Grundvoraussetzungen gegeben sein, bevor die Planung eines Zukunftskonzepts erfolgen kann:

1. Abgeschriebene und abbezahlte Bestandsanlage: Der Betreiber sollte – von Investitionen in das Zukunftskonzept abgesehen – keine offenen Verbindlichkeiten aus der Förderperiode 1 aufweisen.
2. Anlagenzustand: Der Betreiber sollte die Anlage ordnungsgemäß instandgehalten haben. Er sollte Anlagenteile rechtzeitig ersetzt haben, bevor sie die allgemeine Funktionsfähigkeit der Anlage gefährden. Er sollte regelmäßig Potenziale zur Effizienzsteigerung identifiziert und genutzt haben.
3. Motivation für Weiterbetrieb: Der Betreiber sollte auch nach 20 oder mehr Jahren Anlagenbetrieb



„Lust auf Biogas“ haben. Auch das Thema Hof-/Betriebsnachfolge sollte im gegebenen Fall betrachtet werden.

4. Zukunftsfähiger Standort: Schließlich sollte auch die Akzeptanz der Anlage in der näheren und weiteren Umgebung sichergestellt sein. Da die Umsetzung der Zukunftskonzepte häufig Neuland bedeutet, wäre es ungünstig, wenn der Betreiber gleichzeitig mit einer weiteren Belastung konfrontiert ist.

## 4.2 Roadmap für den Weiterbetrieb

Wie bereitet man die Biogasanlage auf den Weiterbetrieb vor?

In der nachfolgenden Checkliste wird Schritt für Schritt dargestellt, welche Maßnahmen durchzuführen sind, um die Biogasbestandsanlage fit für die Zukunft zu machen.

Anmerkung: Die Liste dient zur Orientierung. Der empfohlene Prüfumfang ist nicht zwingend auf jede Biogasanlage übertragbar, bietet jedoch eine gute Grundlage für die Einschätzung des Generalüberholungsbedarfes.

**Tabelle 1: Checkliste für den erfolgreichen Weiterbetrieb**

Nr.	Schritte	Kommentar / Erläuterung / Erklärung	Check?
1	Generalüberholung der Biogasanlage	Umfasst insbesondere die nachfolgenden Prüfungen, welche in Kapitel 4.3 detailliert erläutert werden	<input type="checkbox"/>
1.1	Bautechnische Prüfung	Ziel: Identifizierung von Schwachstellen an der Bausubstanz Zeitpunkt: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ca. 5 Jahre vor Ende Förderperiode 1</li> <li>• Gemeinsam mit geplanten oder anstehenden Revisionen</li> </ul>	<input type="checkbox"/>
1.2	Sicherheitstechnische Prüfung	Ziel: Identifizierung von Schwachstellen an der Technik Zeitpunkt: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ca. 5 Jahre vor Ende Förderperiode 1</li> <li>• Bei Planung und Umsetzung umfassender Änderungen</li> </ul>	<input type="checkbox"/>

Weiterführende Literatur:

- „A-003 Checkliste Sicherheit“, Fachverband Biogas
- „A-021 Leitfaden Sichere Instandhaltung“, Fachverband Biogas
- „Arbeitshilfe für sicherheitstechnische Prüfungen von Biogasanlagen“, LAI

2	Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen	Ggf. Genehmigung einholen bzw. anpassen, eine Übersicht der Kosten ist in Kapitel 4.4 dargestellt	<input type="checkbox"/>
3	Anlagendokumentation an generalüberholten Zustand anpassen	Nachkommen der Dokumentations-, Prüf-, Melde- und Weiterbildungspflichten Anforderungen der einschlägigen Behörden und Versicherungen erfüllen	<input type="checkbox"/>

Weiterführende Literatur:

- „Checkliste Prüfpflichten für Biogasanlagenbetreiber“, Biogas Forum Bayern
- „Prüf- und Dokumentationspflichten“, Fachverband Biogas
- „VdS 3470 – Biogasanlagen“, Gesamtverband der Deutschen Sachversicherer e.V.

## 4.3 Generalüberholung an Bestandsanlagen

20 Jahre gehen an einer Biogasanlage nicht spurlos vorbei. Täglich sind die Gewerke und Komponenten den Belastungen durch Einsatzsubstrate, Witterung und dem täglichen Betrieb ausgesetzt.

Das geht langfristig an die Substanz und kann zu potenziellen Schwachstellen führen. Es ist zu beachten, dass für Biogasbestandsanlagen aus bautechnischer und sicherheitstechnischer Sicht eine rein „symptomatische Behandlung“ nicht ausreichend ist. Dabei bedarf es umfassender Maßnahmen, um die Schutzziele gegenüber Menschen, Tieren und Umwelt zu gewährleisten und einen guten Anlagenzustand zu erhalten.

Im Rahmen der Projekt-Untersuchungen an den ausgewählten Biogasanlagen in Nordrhein-Westfalen und Bayern wurden zwei wesentliche Prüfungen durchgeführt, die eine gute Grundlage für die Ermittlung des Zustandes von Bestandsanlagen bieten. Der Verschleiß an Gewerken und Anlagentechnik wird identifiziert und bemängelte Komponenten können rechtzeitig instandgesetzt oder ausgetauscht werden. Die notwendigen Generalüberholungsmaßnahmen werden erfasst, wodurch sich die anfallenden Kosten bei der anschließenden Planung des Zukunftskonzeptes einschätzen lassen.

An dieser Stelle sei erwähnt: Eine gut geplante Generalüberholung spart Kosten und schont die Nerven. Vorausschauendes und rechtzeitiges Handeln mindert zukünftige ökonomische Risiken!

Die beiden Prüfungen für die Bewertung des Anlagenzustandes werden nachfolgend kurz vorgestellt.



### 4.3.1 Bautechnische Begutachtung der Betonbehälter – Standsicherheit für den Weiterbetrieb

**Kosten: je Behälter 3.000 - 3.500 €, zzgl. Anfahrt**

#### Hinweis:

Behälter müssen für die Untersuchung entleert und gereinigt sein, der Prüfumfang beträgt einen Tag! Gemäß DAfStb-Richtlinie ist die fachgerechte Prüfung des Behälterzustandes von sachkundigen Planern für Betoninstandhaltung durchzuführen.

Behälterschäden bleiben im laufenden Anlagenbetrieb oft unentdeckt. Über die Jahre hinweg wird der Behälterbeton durch chemische Angriffe vom Biogas und Gärsubstrat wesentlich beansprucht. Es entstehen Schäden, die erst bei einer Behälterentleerung sichtbar werden. Insbesondere für den Weiterbetrieb ist eine umfassende Prüfung (siehe Tabelle 2) der beanspruchten Gärbehälter nach langjährigem Anlagenbetrieb in der Förderperiode 1 anzuraten, um den notwendigen Sanierungsbedarf abschätzen zu können.

#### Empfohlener Prüfumfang:

Bodenplatte, Innen- und Außenwandbereich sowie Betondecke (wenn vorhanden)

#### Weiterführende Literatur:

„Fermenterreinigung – aber sicher!“, *Biogas Forum Bayern*

**Tabelle 2: Prüfungsarten bei bautechnischer Begutachtung der Betonbehälter**

Art der Prüfung	Bestimmung
Abklopfprüfung	Auffällige Schäden an den Behälter-Oberflächen (Hohlräume, Fehlstellen, Abplatzungen oder Rissbildung)
Ritzprüfung	Festigkeit der Behälter-Oberflächen
Freistimmen der Bewehrung und Prüfung auf Korrosion	Bewehrungsschäden durch bauschädliche Salze und Karbonatisierung
Prüfung der Karbonatisierung durch Indikatorrest mit Phenolphthalein-Lösung	Karbonatisierungstiefe im Beton – Angriff der Bausubstanz durch Kohlendioxid aufgrund von Versäuerung (sinkender pH-Wert)
Herausarbeiten von Bohrmehlproben	Sulfatgehalt – Betonbelastung durch bauschädliche Salze
Betondeckungsmessung	Prüfung der Mindestbetondeckung zum Schutz der Bewehrung
Optional: Herausarbeiten Bohrkern	Karbonatisierungstiefe Bewehrungsdurchmesser Validierung der Betondeckungsmessung Druckfestigkeitsprüfung
Optional: Untersuchung mittels Auflichtmikroskops	Betonschutz – Schichtdicke und Zustand des Betonschutzes
Abschließend: Fachgerechtes Verschließen der Bohrlöcher	

Die wesentlichen Erkenntnisse der Projekt-Untersuchungen werden in dem nachfolgenden Exkurs kurz dargestellt.

### Exkurs: Auswertung der betontechnischen Begutachtung an vier Biogasfermentern

#### Hinweis:

Die Ergebnisse wurden gemeinsam mit bautechnischen Gutachtern der Firma Krieg & Fischer Ingenieure GmbH erarbeitet und bestätigen die Erfahrungen aus der Praxis.

#### Allgemeine Erkenntnisse:

- Allgemein besteht ein guter Ist-Zustand im Substratbereich der Betonbehälter.
- Schutz vor Karbonatisierung ist bei ausreichender Betondeckung über 20 Jahre gegeben.
- Überschreitung der Rissbreite führt langfristig zu Schäden und hohem Sanierungsaufwand.
- Schwefelsäurebildung ist kritisch zu betrachten: Korrosionsschäden im Gasbereich bei unzureichendem Betonschutz führen zu hohem Sanierungsaufwand.
- Die Herausarbeitung des Bohrkerns ist im Gasraum durchzuführen.

### Grundregeln einer guten „Betonpflege“:

- Gasraum durch sachkundigen Planer regelmäßig prüfen lassen, wenn
  - kein Betonschutz: alle 2 Jahre
  - Beschichtung als Betonschutz: nach 4 Jahren, anschließend alle 2 Jahre
  - Auskleidung als Betonschutz: alle 10 Jahre
- Prüfintervalle bei hoher Schwefelkonzentration im Biogas oder Lufteinblasung ggf. verkürzen
- Korrosionsschäden im Gasraum frühzeitig beheben
- Betonschutz regelmäßig prüfen und bei Beschädigung erneuern
- Als Betonschutz geeignet sind Folienauskleidungen oder das Aufbringen einer für den Anwendungsfall bauaufsichtlich zugelassenen Beschichtung z.B. 2 K-Epoxydharz oder 2 K-Polyuretan durch einen Fachbetrieb.
- Fachgerechtes und zeitnahes Verschließen von Rissbildungen bei Überschreitung der Rissbreite von 0,3 mm, insbesondere auf Betondecken, im Gasraum oder am Außenbereich

### Tipp: betreiberseitige Zwischenprüfungen durchführen

- Haptik der Betonoberfläche bei Wartungsarbeiten mit Fermenteröffnung prüfen
- Datum, Uhrzeit, Lage der Öffnung festhalten und mit Fotos dokumentieren
- Dokumentation dem AwSV-Sachverständigen bei regulärer Prüfung vorlegen
- Bei Auffälligkeiten einen sachkundigen Planer hinzuziehen

Typische Betonschäden eines Behälters: Beton und Wandkopf im Gasraum deutlich angegriffen

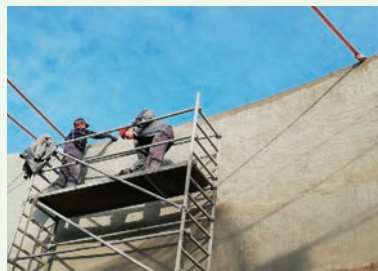


Betonsanierung und Erneuerung der Beschichtung:

Kosten\*: 25,00 - 35,00 €/m<sup>2</sup> Sanierungsfläche, zzgl. Betonsanierungsbedarf



Hochdruckstrahlen



Reprofilieren und Grundieren



Beschichten

\*pauschal gemittelt aus Vergleichsangeboten von Fachbetrieben, abhängig je Behältergröße

Quelle der Fotos: Beerepot & Voskamp GmbH

### 4.3.2 Sicherheitstechnische Begutachtung – Stand der Technik für den zukünftigen Weiterbetrieb

**Kosten:** 1.500 - 3.000 €, je nach Anlagengröße und Genehmigungssituation

Hinweis:

Die vorgestellte Prüfung ersetzt keine gesetzlich vorgeschriebenen Prüfungen wie

- Prüfung der Anlagensicherheit nach BImSchG §29a
- Wasserrechtliche Prüfung nach AwSV
- Prüfung der elektrotechnischen Betriebsmittel nach DGUV Vorschrift 3
- Prüfung der Explosionssicherheit nach BetrSichV

Für die Zukunftsplanung ist jedoch der Umfang der beschriebenen sicherheitstechnischen Prüfung zu empfehlen. Der Prüfumfang ist vorab mit einem Sachverständigen abzustimmen und an die anlagenspezifischen Rahmenbedingungen anzupassen. Insbesondere sollten mit dem Sachverständigen neben den aktuellen auch die zukünftig geltenden Anforderungen (siehe Exkurs unten) an den Stand der Anlagen- und Sicherheitstechnik diskutiert werden.

Mit Hilfe dieser Begutachtung lässt sich der Zeitpunkt für den Tausch von Anlagenkomponenten und die Nachrüstung zusätzlicher Sicherheitstechnik angemessen planen und die Kosten für den Generalüberholungsbedarf leichter abschätzen. Dadurch können im späteren Weiterbetrieb überraschende Forderungen durch Behörden und Ämter, welche mit hohen Investitionsmaßnahmen einhergehen können, minimiert werden.

**Exkurs: Welche rechtlichen Rahmenbedingungen gelten im zukünftigen Anlagenbetrieb?**

In den letzten Jahren ist die Biogasbranche von der Einführung und umfassenden Novellierungen gesetzlicher Bestimmungen, Richtlinien und Regelungen geprägt worden. Ein kleiner Ausblick soll an dieser Stelle gewagt werden.

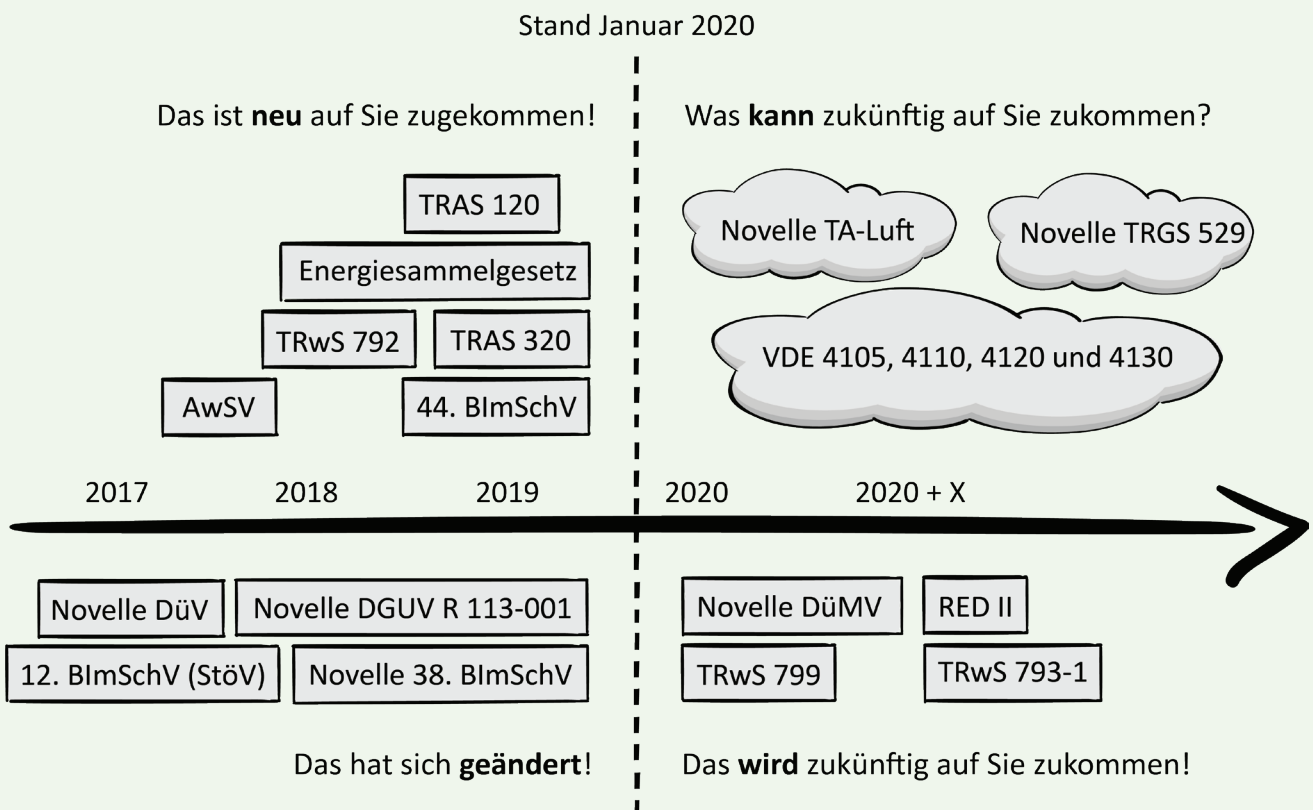


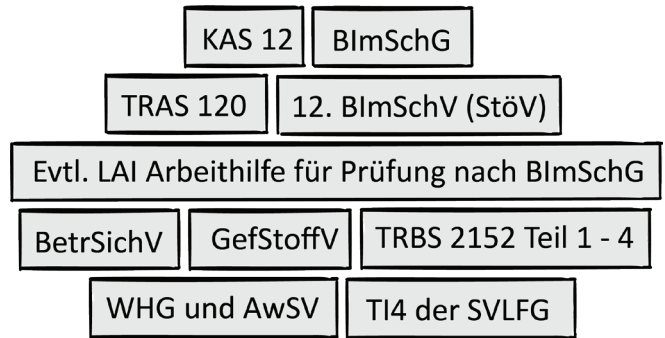
Abb. 1: Entwicklungen der rechtlichen Rahmenbedingungen

### Empfohlener Prüfumfang:

Der Umfang der Untersuchung bezieht sich auf den geforderten Stand der Technik nach § 3, Abs. 6 BImSchG und sollte folgende Inhalte abdecken:

- Prüfung des anlagen- und sicherheitstechnischen Konzepts nach dem derzeitigen und zukünftig geforderten Stand der Technik – Ordnungsprüfung, Nah- und Sichtprüfung
- Prüfung der Genehmigungskonformität
- Prüfung der Dokumentationsvollständigkeit und Nachweispflicht (BetrSichV, AwSV, BGV A3 bzw. DGUV V3, BImSchG – falls erforderlich)
- Ermittlung des Generalüberholungsbedarfs aus den Prüfergebnissen

Die Prüfung unterliegt folgenden einschlägigen Regelwerken und Erkenntnisquellen:



**Abb. 2: Auflistung einschlägiger Regelwerke**

Die TRAS 120 beschäftigt derzeit die Biogasbranche. An dieser Stelle erfolgt eine kurze Übersicht, was die Einführung zukünftig für Biogasanlagenbetreiber bedeutet.

### Exkurs: Was ist Stand der Technik bzw. Stand der Sicherheitstechnik?

Mit Einführung der TRAS 120 – „**Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen**“ vom 20.12.2018 wird der Stand der Technik und Stand der Sicherheitstechnik von Biogasanlagen definiert.

Ihr Ziel ist der Schutz Personen-, Umwelt- und materiellen Schäden, sowie die Definition sicherheitstechnischer Anforderungen für den störungsfreien Anlagenbetrieb. Sie muss vor und bei der Inbetriebnahme von Neuanlagen und Änderungen im Anlagenbetrieb hinzugezogen werden.

Für welche landwirtschaftlichen Biogasanlagen gilt die TRAS 120?

- Biogasanlagen in der Störfall-Verordnung
- Biogasanlagen genehmigt nach BImSchG
- Empfehlung für Biogasanlagen genehmigt nach Baurecht

Folgende Punkte müssen beachtet werden:

- Die **TRAS 120 dient als Richtlinie – Erkenntnisquelle**
- Die Umsetzung der Anforderungen sind im Einzelfall abzuklären – durch einen qualifizierten **Sachverständigen nach §29b BImSchG** (Sachverständigenliste: ReSyMeSa)
- Stellungnahmen der Landesvollzugsbehörden (i.d.R. Umweltministerien) berücksichtigen

### Weiterführende Literatur:

- „TRAS 120, sowie zugehörige Richtlinien TRAS 310 und TRAS 320“, BMU
- „Erlass zur Umsetzung der TRAS 120 in Bayern“, BayStMUV

## 4.4 Überblick über die wichtigsten Generalüberholungsmaßnahmen

Die aus den Projekt-Untersuchungen relevanten Generalüberholungsmaßnahmen sind nachfolgend in einer Checkliste dargestellt. Die Angabe einer Kostenbandbreite dient einer groben Abschätzung des voraussichtlichen Investitionsaufwands. Da die Bandbreite teilweise sehr hoch war, wurde statt des Mittelwertes der Medianwert genannt, da dieser robuster gegenüber Ausreißern

ist. Die Ergebnisse beziehen sich auf 10 Bestandsbiogasanlagen mit einer Leistungsspanne von 75 kW<sub>el</sub> bis 2,7 MW<sub>el</sub> und erheben somit keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Die Notwendigkeit der aufgezeigten Maßnahmen ist vom Zustand und dem geplanten Konzept der Biogasbestandsanlagen abhängig und lässt sich nicht verallgemeinern. Vielmehr soll die Checkliste auf wesentliche Schwerpunkte aufmerksam machen.

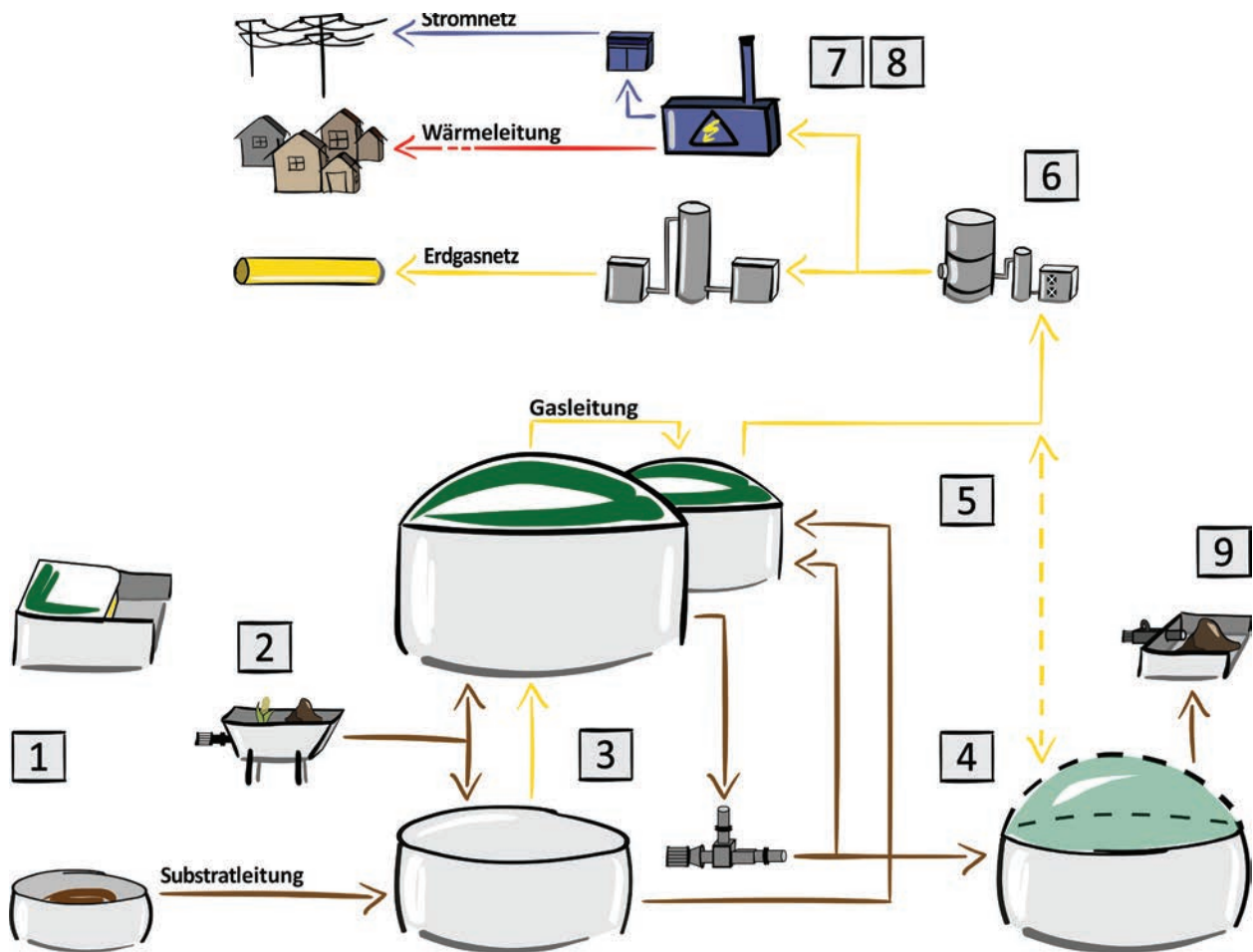


Abb. 3: Biogasanlage

### Generalüberholungsbedarf an 10 Biogasbestandsanlagen

Das Ampelsystem beschreibt die Dringlichkeit des Handlungsbedarfs für den zukünftigen Weiterbetrieb:

Womit Sie nicht früh genug beginnen können	<input type="checkbox"/>
Was Sie mittelfristig tun müssen	<input type="checkbox"/>
Was Sie langfristig einplanen sollten	<input type="checkbox"/>



**Tabelle 3: Checkliste Generalüberholungsbedarf (an 10 Biogasbestandsanlagen ermittelt)**

Check?	Anforderung	Kostenrahmen Generalüberholung in €
<b>1. Substratlager – JGS-Anlagen</b>		
<input type="checkbox"/>	Dichtes und standsicheres Fahrsilo mit Leckageerkennung	5.000 - 80.000; Mediankosten: 45.000
<input type="checkbox"/>	Dichte und standsichere Lagerbehälter für Jauche, Gülle und Sickersäfte mit Leckageerkennung	5.000 - 20.000; Mediankosten: 8.000
<b>2. Einbringung (Fest- und Flüssigfütterung)</b>		
<input type="checkbox"/>	Gewartete, dichte und standsichere Feststoff- und Flüssigeinbringung	5.000 - 50.000 Mediankosten: 10.000
<b>3. Biogasanlagenbehälter</b>		
<input type="checkbox"/>	Vorhandenes Havariekonzept	4.000 - 50.000 Mediankosten: 15.000
<input type="checkbox"/>	Vollständig vorhandene Sicherheits- und Überwachungseinrichtungen (Gassensoren, Feuchtesensoren, Unterdrucksensoren im Fermenter, Überfüllsicherungen etc.)	2.000 - 15.000 Mediankosten: 4.000
<input type="checkbox"/>	Dichte und standsichere Gärbehälter	5.000 - 20.000 Mediankosten: 8.000
<input type="checkbox"/>	Vorhandenes Leckageerkennungssystem bei einwandigen Behältern	Keine Daten vorhanden
<input type="checkbox"/>	Gewartete, dichte und standsichere Einbauten (Rührwerke, Heizungspumpen etc.)	5.000 - 50.000 Mediankosten: 10.000
<b>4. Gasspeicher</b>		
<input type="checkbox"/>	Gasdichte und standsichere Gasspeichersysteme Hinweis: Konformität der Membransystemanforderungen nach TRAS 120 (hierbei die Stellungnahmen berücksichtigen, z.B. des BayStMUV vom 05.09.2019)	EPDM-Folien: 1.500 - 30.000 Mediankosten: 9.000 Doppelmembran: 7.000 - 150.000 Mediankosten: 45.000
<b>5. Rohrleitungen, Armaturen, Pumpen</b>		
<input type="checkbox"/>	Dichte, standsichere und widerstandsfähige Rohrleitungen, Armaturen und Pumpen mit Leckageerkennungssystem	Keine Daten vorhanden
<input type="checkbox"/>	Austausch der oberirdischen PVC Rohre	4.000 - 6.000 Mediankosten: 4.000

Check?	Anforderung	Kostenrahmen Generalüberholung in €
<b>6. Gasaufbereitung und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung</b>		
<input type="checkbox"/>	Dichtheit der Trocknungseinheit und des Kondensatsammelsystems	750
<input type="checkbox"/>	Automatisierte und standsichere Gasverbrauchseinrichtung (z.B. Gasfackel)	1.000 - 15.000 Mediankosten: 8.000
<b>7. BHKW und BHKW-Räume</b>		
<input type="checkbox"/>	Brandsicherer und störungsfreier BHKW-Betrieb Automatische Gasabsperreklappe vor BHKW-Raum	1.000 - 15.000 Mediankosten: 1.500
<input type="checkbox"/>	Emissionsarme Verbrennung im BHKW (z.B. SCR-Katalysator)	18.000 - 145.000 Mediankosten: 24.000
<b>8. Prozessleittechnik und Elektrotechnik</b>		
<input type="checkbox"/>	Automatisierung der Sicherheitsabschaltung (fail safe)	5.000 - 22.500 Mediankosten: 13.750
<b>9. Gärproduktaufbereitung</b>		
<input type="checkbox"/>	Abdeckung der festen Gärproduktphase	4.000
<b>10. Dokumentations- und Prüfnachweise / Verantwortungspflicht des Betreibers</b>		
<input type="checkbox"/>	aktuelle Betreiberdokumentation	500 - 1.000 Mediankosten: 500
<input type="checkbox"/>	Schutzkennzeichnung	100 - 150 Mediankosten: 150
<input type="checkbox"/>	Abschaltmatrix: Übersicht der Sicherheitseinrichtungen, deren Ansprechwert und Folgehandlungen bei Ansprechen	400

Nachdem nun die Anlage auf Herz und Nieren geprüft worden ist, alle erforderlichen Maßnahmen umgesetzt und die entsprechenden Anpassungen in der Dokumentation vorgenommen worden sind, ist Ihre Anlage fit für

den Weiterbetrieb. Um zu erfahren, welche Repoweringkonzepte existieren und welche davon für Ihre Anlage in Frage kommen, blättern Sie einfach weiter zu Kapitel 5.

# 5. Repoweringkonzepte für den Weiterbetrieb

In diesem Kapitel wollen wir Sie auf dem Weg zum Weiterbetrieb unterstützen und Ihnen bei der Auswahl des richtigen Repoweringkonzeptes helfen. Voraussetzung ist natürlich eine Anlage, die fit für mindestens weitere zehn Jahre ist. Wie gehen Sie nun am besten vor?





Um herauszufinden, welche Konzepte in Frage kommen, bietet die nachfolgende Entscheidungshilfe in Form von Anforderungslisten eine geeignete Hilfestellung. Nach Beantwortung der Fragen sollten sich hoffentlich eine oder mehrere Ideen als sinnvoll herauskristallisieren.

Einige Anforderungen sind hervorgehoben, da sie für das Konzept wesentliche Voraussetzungen darstellen. Sind




diese „K. o.-Kriterien“ nicht erfüllt, so sollten Sie sich Gedanken machen, ob sich diese Anforderung spätestens im Zuge der Konzeptumstellung umsetzen lassen.

Bitte kreuzen Sie die für Ihre Biogasanlage zutreffenden Voraussetzungen an und tragen die Punkte in das dafür vorgesehene Feld ein. Der Aufwand wird später belohnt werden.

Teilnahme an Ausschreibung		
Durch die erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung wird eine Anschlussvergütung von weiteren 10 Jahren für die Verstromung von Biogas in einem flexiblen Anlagenbetrieb erzielt.		
Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
 Flexibilisierung – mindestens doppelte Überbauung der Bemessungsleistung bis Förderperiode 2 möglich, Nachweis flexible Fahrweise durch Umweltgutachter vorhanden bzw. aussichtsreiche Vorgespräche geführt	<input type="checkbox"/>	3
 150 Tage gasdichte Verweildauer bis zur Förderperiode 2 erreichbar	<input type="checkbox"/>	3
Maisdeckel gemäß EEG wird unterschritten	<input type="checkbox"/>	3
Zukunftsfähiges BHKW mit Einhaltung der vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte nach 44. BImSchV	<input type="checkbox"/>	2
Ausreichend Gasspeicher für die geplanten Stillstandzeiten in einer flexiblen Fahrweise	<input type="checkbox"/>	2
Wirtschaftlich relevante Wärmenutzung mit marktüblichen Einnahmen	<input type="checkbox"/>	2
<b>Erreichte Punkte</b>		




### Bereitstellung von Kraftstoff (Bio-CNG-Tankstelle)

Biogas wird zu Kraftstoff aufbereitet und für den Verkehrssektor durch eine öffentliche Tankstelle oder für die Versorgung eines Fuhrparks durch eine Hoftankstelle nutzbar gemacht.

Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
 Hoher Reststoffanteil mit langfristiger Versorgungssicherheit umsetzbar (wichtig für die Anrechenbarkeit im Quotenhandel nach RED II)	<input type="checkbox"/>	3
 Standortnahe Abnehmer für Biomethankraftstoff vorhanden (z.B. Fuhrpark)	<input type="checkbox"/>	3
 Platz für Aufbereitungsanlage und Biomethan-Tankstelle vorhanden	<input type="checkbox"/>	3
Entwicklung eines Kraftstoffvermarktungskonzepts möglich (Betreiber als Dienstleister)	<input type="checkbox"/>	3
Organisatorische Unterstützung durch Gemeinde, Landkreis, Energieagentur zur Umsetzung der Kraftstoffvermarktung vorhanden	<input type="checkbox"/>	2
Bereitschaft, auf bislang unbekanntem volatilen Kraftstoff- und Quotenmärkten zu agieren	<input type="checkbox"/>	3
Bereitschaft und Möglichkeit zu erheblichen (Neu-)Investitionen	<input type="checkbox"/>	3
Wenn Stromeinspeisung am Standort begrenzt ist, Beibehaltung oder Erhöhung der Gaserzeugung durch Verschiebung auf Gasaufbereitung denkbar	<input type="checkbox"/>	1
Zugang zu Erdgasnetz – Entnahme von Biomethan / Erdgas möglich, um Liefergarantie zu gewährleisten	<input type="checkbox"/>	2
<b>Erreichte Punkte</b>		

### Neubau einer Gülle-Kleinanlage


Am bestehenden Standort wird eine Gülle-Kleinanlage durch Stilllegung oder Erhalt von Komponenten der Bestandsanlage, sowie Zubau von Gewerken und Anlagentechnik durch Tätigkeit von (Neu-)Investitionen in Betrieb genommen.

Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
 Vorbehaltlose Zusage des Netzbetreibers erzielbar – EEG-Förderfähigkeit als Neuanlage	<input type="checkbox"/>	3
 Hoher Wirtschaftsdüngeranteil mit langfristiger Versorgungssicherheit umsetzbar, mind. 80 % Frischmasseanteil bei maximal 75 kW <sub>el</sub> Bemessungsleistung	<input type="checkbox"/>	3
 <b>Kein</b> Satelliten-BHKW vorhanden	<input type="checkbox"/>	3
Weiterbetrieb personell für 20 Jahre gesichert	<input type="checkbox"/>	3
Bereitschaft zum (Teil-)Neubau der Biogasanlage	<input type="checkbox"/>	3
Leistungsreduzierung der Biogasanlage und Kompensation des niedrigeren Einkommens durch einen anderen Betriebszweig – Biogas zukünftig als Nebenbetriebszweig	<input type="checkbox"/>	2

Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
Wärmenutzung gering / Wärmeerzeugung alternativ über Holzhackschnitzel möglich	<input type="checkbox"/>	2
Lagerkapazität aktuell zu gering	<input type="checkbox"/>	1
<b>Erreichte Punkte</b>		



### Eigenverbrauch und Direktlieferung

Ein alternativer Vermarktungsweg des erzeugten Stromes zur herkömmlichen EEG-Vermarktung ist der Eigenverbrauch im Betrieb oder die direkte Lieferung an Stromkunden über ein eigenes Stromnetz.

Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
 Vermarktungsweg für Gas / Strom in räumlicher Nähe vorhanden	<input type="checkbox"/>	3
Bereitschaft, als Stromlieferant über Direktleitungen zu agieren	<input type="checkbox"/>	3
Sehr günstige Gasgestehungskosten	<input type="checkbox"/>	3
Eigene abgeschriebene PV-Anlage am Standort vorhanden	<input type="checkbox"/>	2
(Verbraucher-)Lastgang mit hohen Deckungsanteilen für Strom- bzw. Gasnutzung umsetzbar	<input type="checkbox"/>	2
Ausreichend Gasspeicher für die Bereitstellung von Gas, Strom und Wärme für Direktverbraucher	<input type="checkbox"/>	1
<b>Erreichte Punkte</b>		



### Rohgasseitige Bündelung

Mehrere lokale Biogasanlagen schließen sich zusammen und liefern die erzeugten Biogasmengen über ein Rohgasnetz an einen zentralen Knotenpunkt, an dem das gebündelte Biogas aufbereitet und vermarktet wird.

Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
 Ausreichend Biogasanlagen mit ähnlichem Inbetriebnahmedatum in räumlicher Nähe	<input type="checkbox"/>	3
 Biogasleitungen der BGA nach Anforderung an eine Rohgasleitung gemäß EnWG	<input type="checkbox"/>	3
Bereitschaft, mit anderen Betreibern ein Gemeinschaftsprojekt umzusetzen	<input type="checkbox"/>	3
Organisatorische Unterstützung durch einen Koordinator für einen Betreiberzusammenschluss vorhanden	<input type="checkbox"/>	3
Vorhandenes Rohgasnetz (z.B. Mikrogasnetz)	<input type="checkbox"/>	1
Geeigneter Knotenpunkt für Einspeisung ins Gasnetz oder als Standort für Kraft-Wärme-Kopplung bzw. Tankstelle gegeben	<input type="checkbox"/>	2
Kostengünstige Verlegung einer Rohgasleitung möglich	<input type="checkbox"/>	2
<b>Erreichte Punkte</b>		

## Zusammenschluss der Anlagenbetreiber

Lokale Betreiber schließen sich zusammen und betreiben eine gemeinsame Biogasanlage. Die verbliebenen Biogasanlagen werden mit dem Auslaufen der Förderperiode 1 stillgelegt.

Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
 Biogasanlage bereits als Sondernutzungsgebiet genehmigt bzw. nachträgliche Genehmigung möglich	<input type="checkbox"/>	3
 Ausreichend Biogasanlagen mit ähnlichem Inbetriebnahmedatum in räumlicher Nähe	<input type="checkbox"/>	3
Bereitschaft, mit anderen Betreibern ein Gemeinschaftsprojekt umzusetzen	<input type="checkbox"/>	3
Organisatorische Unterstützung durch einen Koordinator für einen Betreiberzusammenschluss vorhanden	<input type="checkbox"/>	3
Gute Wärmenutzung der weitergeführten Anlage, stillzulegende Anlagen ohne Wärmekonzept bzw. Deckung über regenerative Wärmequellen möglich (z.B. Holzhackschnitzel)	<input type="checkbox"/>	1
Tragfähiges Konzept am Weiterbetriebsstandort entwickelbar (z.B. Ausschreibung, Kraftstoff, stoffliche Nutzung)	<input type="checkbox"/>	3
Umsetzung oder Verkauf von Teilen der nicht weitergeführten Anlagen möglich (z.B. BHKW, Trafo, Fackel, Gasreinigung, Messtechnik)	<input type="checkbox"/>	1
<b>Erreichte Punkte</b>		

Tragen Sie nun die Punkte für jedes Zukunftskonzept in Tabelle 4 ein. Teilen Sie dann die Summe der erreichten Punkte durch die Summe der möglichen Punkte. Tragen Sie das Ergebnis in die dafür vorgesehene Spalte ein.

Die Konzepte mit den besten Ergebnissen könnten als Zukunftskonzept geeignet sein! Zusätzlich wurde eine Einschätzung der aktuellen Umsetzungsmöglichkeit der einzelnen Konzeptvarianten getroffen.

**Tabelle 4: Auswertung der Entscheidungshilfe**

	Konzept	Erreichte Punkte	Mögliche Punkte	Erreichte Punkte / Mögliche Punkte	Praxistauglichkeit / Marktdurchdringung
	Ausschreibung		15		Gut
	Kraftstoff		23		Befriedigend
	Gülle-Kleinanlage		20		Gut
	Direktlieferung		14		Befriedigend
	Bündelung Rohgas		17		Befriedigend
	Zusammenschluss		17		Befriedigend
	Stoffliche Nutzung	Zukunftsvision – aktuell ist die Praxistauglichkeit nicht gegeben			
	Stilllegung	Wenn kein passendes Zukunftskonzept oder nicht wirtschaftlich darstellbar			

Die geeigneten Zukunftskonzepte wurden ausgewählt! Als Hinweis für die spätere Umsetzung sollten die folgenden Maßnahmen bedacht werden, die für eine erfolgreiche und nachhaltige Konzeptumsetzung wichtig

sind. Wie am besten bei der Umsetzung vorzugehen ist, welche spezifischen Voraussetzungen gegeben sein sollten und wie sich die Maßnahme wirtschaftlich darstellt, wird für jedes Konzept im Einzelnen erläutert.

**Tabelle 5: Checkliste für zu tätige konzeptübergreifende Maßnahmen**

Nr.	Schritte	Kommentar/Erläuterung/Erklärung	Check
1.	Treibhausgasemissionen senken	<ul style="list-style-type: none"> <li>Einsatz verfügbarer Wirtschaftsdünger und landwirtschaftlicher Reststoffe</li> <li>Konzeptionelle Maßnahmen (z.B. gute Anlageneffizienz, Methanschlupf senken, etc.)</li> </ul>	<input type="checkbox"/>
2.	Substratversorgung anpassen	Substratlieferung garantieren <ul style="list-style-type: none"> <li>Weiterführende Verträge</li> <li>Zukunftsfähigkeit der NaWaRo- / Güllieleferanten</li> </ul>	<input type="checkbox"/>
3.	Ausreichende Gärproduktlagerkapazität und Ausbringflächen für Betriebsweise in Zukunftskonzept vorhalten	Konformität der DüV für geplanten Substrateinsatz prüfen <ul style="list-style-type: none"> <li>Einhaltung der aktuellen DüV</li> <li>Ausreichend Gärproduktlagerkapazität</li> <li>Gärproduktabnahme klären, ggf. Ausbringfläche anpassen</li> <li>Reduktion der Gärproduktmenge durch Aufbereitung</li> </ul>	<input type="checkbox"/>
4.	Effizienzsteigerungsmaßnahmen angepasst an das Anlagenkonzept umsetzen	Möglichkeiten zur Steigerung der Gesamteffizienz der Biogasanlage nutzen (vgl. Kapitel 6: Effizienzbewertung und Methoden)	<input type="checkbox"/>
5.	Genehmigung des Anlagenkonzeptes einholen	Baurechtliche Genehmigung <ul style="list-style-type: none"> <li>Mindestens Anzeigepflicht</li> </ul> Immissionsschutzrechtliche Genehmigung <ul style="list-style-type: none"> <li>§ 15 BImSchG Anzeigepflicht nicht wesentlicher Änderungen</li> <li>§ 16 BImSchG Änderungsgenehmigung durch behördliche Anordnung bei wesentlichen Änderungen</li> </ul>	<input type="checkbox"/>

Weiterführende Literatur:

- *Unterliegt die Biogasanlage durch die Konzeptänderung der 12. BImSchV – Störfall-Verordnung?*
- *„Arbeitshilfe Biogasanlagen“ Berechnungstool im Excel-Format, Umweltbundesamt*

6.	Ausreichende IT Sicherheit gewährleisten	Angepasst an Prozessleittechnik und Sicherheitseinrichtungen der Biogasanlage	<input type="checkbox"/>
----	--	---	--------------------------

Weiterführende Literatur:

*„IT-Risikobeurteilung von PLT-Sicherheitseinrichtungen“, NAMUR-Arbeitsblatt NA 163*

7.	Versicherung anpassen	Absicherung in Schadensfällen angepasst an das Zukunftskonzept	<input type="checkbox"/>
----	-----------------------	--	--------------------------

## 5.1 Teilnahme an Ausschreibung

Im EEG 2017 wurde erstmals für Bestandsbiogasanlagen die Möglichkeit geschaffen, eine Anschlussvergütung von 10 Jahren zu erhalten. Dazu müssen sie an einer der zweimal jährlich stattfindenden Ausschreibungen teilnehmen.

Ein wirtschaftlicher Betrieb in der Förderperiode 2 wird von folgenden Punkten begünstigt:

- Die Gaserzeugung muss nicht oder kaum reduziert werden (die Biogasanlage ist also doppelt überbaut).
- Der finanzielle Aufwand für die Generalüberholung ist verhältnismäßig gering (insbesondere in großem Umfang aufgeschobene reguläre Instandhaltungen und Anpassung an die aktuellen rechtlichen Anforderungen können meist nicht mehr in der Förderperiode 2 abbezahlt werden).
- 150 Tage gasdichte Verweildauer und ausreichend Gasspeicher- und Gärproduktlagerkapazität sind in der angestrebten Betriebsweise gegeben.
- Der Substratmix wurde bereits an den Maisdeckel angepasst.
- Sehr gute betriebswirtschaftliche Wärmenutzung ist vorhanden.
- Ein Satelliten-BHKW ist vorhanden.

### Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise bei der Umsetzung des Konzepts. Die



Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein.

Womit Sie nicht früh genug beginnen können:

- In die Direktvermarktung wechseln
- Installierte Leistung erhöhen (geplante Bemessungsleistung in Ausschreibung erreichen)
- Wärmenutzung optimieren (Menge und Einnahmen)
- Alternative Anbaukulturen und die Nutzung von Reststoffen testen und ggf. etablieren
- Gasdichte Gärproduktlagerkapazität zur Sicherstellung der 150-Tage-Vorgabe erhöhen
- Anlage im Marktstammdatenregister eintragen
- Anlage ordnungsgemäß instandhalten und gesetzlich geforderte Maßnahmen zeitnah umsetzen

### Exkurs: Auswirkungen eines Satelliten-BHKW

Im REzAB-Projekt konnte festgestellt werden, dass ein Satelliten-BHKW, falls es eine **eigenständige Anlage im Sinne des EEG** darstellt, positive Auswirkungen im Zusammenhang mit der Ausschreibung hat. Warum?

- Sie haben länger Anspruch auf höhere Vergütung für einen Teil des Stroms. Daher sollten Sie nach dem Wechsel der Hauptanlage in die Ausschreibung möglichst viel Strom durch das Satelliten-BHKW erzeugen.
- Der Generalüberholungsbedarf der Gaserzeugung kann daher über einen längeren Zeitraum und mit insgesamt höheren durchschnittlichen Stromerlösen finanziert werden.

Folgende Punkte müssen beachtet werden:

- Wechselt der Satellit zu einem späteren Zeitpunkt in die Ausschreibung, ist die maximal vergütete Strommenge ebenfalls auf die Hälfte der installierten Leistung begrenzt. Eine Überbauung ist somit sinnvoll.
- **Achtung:** Höchstbemessungsleistung muss eingehalten werden.
- Bei der Gaserzeugung müssen die Anforderungen, die sich aus der Ausschreibung und aus dem EEG des Satelliten ergeben, eingehalten werden (z.B. Maisdeckel und Güllebonus, 150 Tage gasdichte Verweildauer etc.).



Was Sie in den letzten 3 - 4 Jahren der Förderperiode 1 unbedingt tun müssen:

- Nötige Generalüberholungsmaßnahmen umsetzen (siehe Kapitel 4)
- Anlage auf Fahrweise in der Förderperiode 2 vorbereiten (mind. doppelte Überbauung, Wärmeversorgungskonzept, bedarfsorientierter Betrieb mit Nachweis durch Umweltgutachter)
- Beim Ersatz von Verschleißteilen oder dem Zubau von Lagerkapazitäten die geplante Betriebsweise berücksichtigen (z.B. Anpassungen im Substratmix, Vermeidung von Überkapazitäten)
- Schrittweise an den Maisdeckel anpassen
- Automatische Gasfackel nachrüsten
- Genehmigung an das geänderte Betriebskonzept anpassen
- Beim BHKW-Austausch zukünftige Anforderungen beachten (Emissionsgrenzwerte, flexibler Betrieb)
- Ein Gebot bei der Ausschreibung abgeben (maximal 8 Jahre, mindestens 12 Monate, idealerweise 36 Monate vor Ende der Förderperiode 1)

Idealerweise erhalten Sie in der ersten Ausschreibungsrunde, an der Sie teilnehmen, einen Zuschlag. Achten Sie dann darauf, dass Sie die entsprechenden Unterla-

gen von der BNetzA erhalten und prüfen Sie diese auf Richtigkeit.

Was Sie unmittelbar vor dem Wechsel in die Ausschreibung erledigen müssen:

- Dem Netzbetreiber die Bescheinigung eines Umweltgutachters vorlegen, dass die Anlage technisch für den bedarfsorientierten Betrieb geeignet ist
- Dem Netzbetreiber den geplanten Wechseltermin in die Ausschreibungsphase mitteilen

Weiterführende Literatur:

„Leitfaden Ausschreibungen für Biomasseanlagen“,  
Fachverband Biogas e.V.



### Exkurs: Weitere Hinweise zum Ausschreibungsverfahren

Festlegung der Gebotsleistung:

Sie geben im Rahmen der Ausschreibung eine Leistung an, die der zum Zeitpunkt des Wechsels installierten Leistung entspricht. Als Höchstbemessungsleistung gilt die Hälfte dieses Wertes („doppelte Überbauung“). Beide Werte sind unabhängig von den jeweiligen Leistungen in der Förderperiode 1.

Beispiel: In Förderperiode 1 haben Sie 300 kW<sub>el</sub> installiert (damit eine Höchstbemessungsleistung von 285 kW<sub>el</sub>), fahren die Anlage aber nur mit 200 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung. Wenn Sie die installierte Leistung unverändert lassen und 300 kW<sub>el</sub> bieten, wird Ihre Höchstbemessungsleistung neu auf 150 kW<sub>el</sub> festgelegt. Sollten Sie Ihre Anlage um 500 kW<sub>el</sub> erweitern, steigt die Höchstbemessungsleistung auf 400 kW<sub>el</sub>.

Die aktuelle Genehmigung der Biogasanlage, in der auch die für die Ausschreibung vorgesehene installierte Leistung beinhaltet ist, muss vor Gebotsabgabe bei der BNetzA eingereicht werden.

**Berechnungen zu den Praxisanlagen im REzAB-Projekt haben gezeigt, dass eine Reduzierung der Bemessungsleistung in der Regel nicht wirtschaftlich ist. Der Grund liegt in den vergleichsweise hohen Instandhaltungskosten, die daraus resultieren, dass die Anlagen ursprünglich für eine höhere Auslastung konzipiert wurden.**

### Festlegung des Gebotswertes:

Sie legen im Rahmen der Vorgaben (insbesondere Gebotshöchstwert) die spezifische Vergütung für Ihren Strom fest. Diese stellt – ähnlich wie in der Förderperiode 1 – den größten Teil Ihrer Einnahmen dar. Dazu kommt noch der Flexzuschlag (40 €/kW<sub>el</sub>) und Ihre optimierten Wärmeeinnahmen. Weitere Zusatzerlöse können zwar durch Systemdienstleistungen oder bedarfsorientierte Fahrweise generiert werden, diese sind aber sehr stark von der Entwicklung am Strommarkt und damit den politischen Weichenstellungen abhängig. In Summe sollten die gesicherten Einnahmen Ihre Kosten übersteigen – am besten so deutlich, dass unterm Strich ein Gewinn übrigbleibt. Die wichtigsten Bestandteile Ihrer Kostenstruktur sind:

- Die Kapitalkosten (Restschuld, Generalüberholungsbedarf, regulärer Ersatz von Anlagentechnik)
- Die Instandhaltungskosten (Abschätzung über Kennzahlen und bisherige Betriebserfahrung)
- Die Substratkosten (ggf. geänderte Zusammensetzung berücksichtigen)

Möglicherweise können Sie durch geschickte Einbindung einer PV-Anlage zur Deckung des Eigenstrombedarfs der Anlage (siehe Kapitel 5.4) eine Kostensenkung erreichen.

### **Vorstellung einer Beispielanlage aus dem REZAB-Projekt**

Die Biogasanlage wurde 2006 in Betrieb genommen und in zwei Stufen auf mittlerweile 990 kW<sub>el</sub> installierte Leistung erweitert. Die Bemessungsleistung wird durch die Privilegierungsvorschriften limitiert und beträgt ca. 585 kW<sub>el</sub>. Die erzeugte Strommenge liegt bei ca. 5,1 Mio. kWh. Damit ist bezogen auf die Gesamtanlage eine 1,7-fache Überbauung realisiert. Allerdings fallen Ende 2026 zunächst lediglich 610 kW<sub>el</sub> (das ursprüngliche BHKW und das Flex-BHKW) aus der Förderperiode 1. Das Satelliten-BHKW ist eine eigenständige

Anlage, deren Vergütungszeitraum erst 2031 endet. Bei der Kalkulation der Wirtschaftlichkeit, insbesondere des Gebotspreises, wird vorausgesetzt, dass das sich noch in der Förderperiode 1 befindende Satelliten-BHKW die höchstmögliche Strommenge erzeugt, da seine spezifische Vergütung (NawaRo- und Güllebonus) deutlich über der der Anlage in Förderperiode 2 liegt. Dadurch verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der gesamten Biogasanlage.

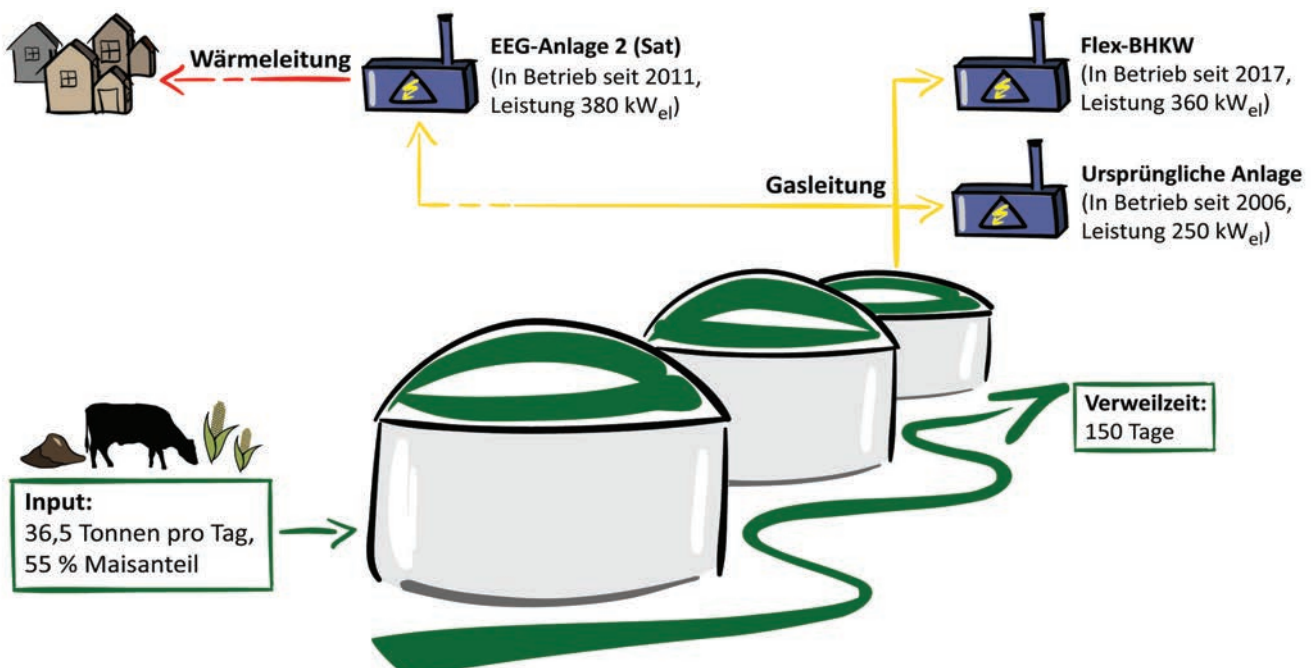


Abb. 4: Beispielanlage im Ausschreibungsmodell

**Tabelle 6: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Beispielanlage in der Ausschreibung (Förderperiode 2)**

Kennwerte		
Installierte Leistung	610 kW <sub>el</sub> (250 kW <sub>el</sub> + 360 kW <sub>el</sub> )	≙ Leistung für Gebotsabgabe
Geplante Stromerzeugung	Ca. 1,7 Mio. kWh	≙ Überbauung ca. 3,1-fach
Insgesamt bleibt die erzeugte Strommenge gleich. Die ursprüngliche Biogasanlage erzeugt mit 1,7 Mio. kWh nur noch ca. 33,6 % des Stroms.		
Finanzierungsbedarf für Generalüberholung und reguläre Ersatzinvestitionen		
Die Abschreibung soll auf 10 Jahre erfolgen. Komponenten mit einer geringeren Lebensdauer werden kürzer abgeschrieben. Im Mittel ergeben sich Kosten von Abschreibung und Zinszahlungen von 11,2 %.		
Gewerk	Anschaffungswert Gesamtanlage	Abschreibung und Zinskosten
Bauwerke und Gasspeicher	254.981 €	20.077 €/a
Rührwerke, Einbringung, Technik	284.012 €	37.849 €/a
Planung	22.817 €	2.673 €/a
Summe	561.810 €	60.599 €/a
Es wurde berechnet, wie viel Strom die ursprüngliche Biogasanlage anteilig bis zum Ende der Förderperiode 1 des Satelliten erzeugt haben wird. In diesem Beispiel wurde der Anteil von 33,7 % bei den Kapitalkosten berücksichtigt.		<b>Anteilige Kosten</b>
		20.422 €/a
BHKW und Nachrüstung	391.300 €	45.839 €/a
<b>Summe anteilige Kapitalkosten</b>		<b>66.261 €/a</b>
Für die Generalüberholung der gesamten Gaserzeugungstrecke besteht Investitionsbedarf bei den Gasspeichern, die erneuert werden müssen, und der Einbringung. Es wird außerdem davon ausgegangen, dass technische Komponenten wie Rührwerke, Drucksicherungen, Dichtungen, Schieber, Sensoren, etc. regulär erneuert werden müssen. Die Fahrhilfsanlage wurde bereits saniert. Des Weiteren wurden pauschale Prozentsätze für die Überholung der weiteren Anlagenteile angesetzt. Hinzu kommen Investitionen in die BHKW-Technik. Diese wurden mit 100 % angesetzt, da sie sich nur auf die ursprüngliche Biogasanlage beziehen. Neben der Nachrüstung von SCR-Katalysatoren, um die sich in Zukunft verschärfenden Abgasgrenzwerte einzuhalten, wurde davon ausgegangen, dass das ursprüngliche BHKW erneuert und das Flex-BHKW generalüberholt wird.		
Instandhaltungs- und betriebsgebundene Kosten		
BHKW	Für 1,7 Mio. kWh	22.359 €/a
Bauwerke und Technik	Gesamtinvestition in ursprüngliche BGA	13.276 €/a
Lohnkosten	Bei Stundensatz von 15 €/h	17.341 €/a
Bedarfsgebundene Kosten		
Substratkosten		90.495 €/a
Strombezugskosten	Eigenstrombedarf 7 %	21.159 €/a
Sonstige Kosten		
Versicherung, Laborbetreuung, Verwaltung		6.259 €/a
<b>Anteilige Kosten für Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, Sonstiges</b>		<b>170.889 €/a</b>

Die ursprüngliche Biogasanlage erzeugt noch 33,6 % des Stroms in einem Jahr. Für die Instandhaltungs- und betriebsgebundenen Kosten, die bedarfsgebundenen Kosten und die sonstigen Kosten wurde daher nur dieser Anteil angesetzt oder die Kosten wurden konkret strommengenbezogen errechnet. Ausbringkosten und Düngewert wurden nicht berücksichtigt. Außerdem wurde pauschal eine Preissteigerung von 1 %/a angesetzt.

Einnahmen		
Einnahmen Strom	15,5 ct/kWh Marktprämie u. -erlös	267.140 €/a
Flex-Zuschlag	Gemäß EEG 40 €/kW <sub>inst.</sub>	24.400 €/a
Wärme	Erzielter Verkaufspreis 2 ct/kWh	12.000 €/a
<b>Summe</b>		<b>303.540 €/a</b>

Zusammenfassung	
Kapitalkosten	66.261 €/a
Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, sonstiges	170.889 €/a
Einnahmen	303.540 €/a
<b>Unternehmergewinn</b>	<b>66.390 €/a</b>
Lohnansatz	17.341 €/a
<b>Gewinn</b>	<b>83.731 €/a</b>
<b>Gesamtkapitalrentabilität</b>	<b>17,1 %</b>

Nachfolgend wird die **Wirtschaftlichkeit einer 500 kW<sub>el</sub> Standardanlage** im Ausschreibungsmodell berechnet (ausführliche Berechnung s. Anhang). Die Standardanlage dient dem Vergleich mit der Beispielanlage.

**Tabelle 7: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage in der Ausschreibung (Förderperiode 2)**

Kennwerte		
Installierte Leistung	1.000 kW <sub>el</sub>	≙ Leistung für Gebotsabgabe
Geplante Stromerzeugung	Ca. 4,37 Mio. kWh	≙ Überbauung ca. doppelt
Die erzeugte Strommenge wird in der Förderperiode 2 nicht reduziert. Eine Flexibilisierung erfolgte bereits in Förderperiode 1!		
Finanzierungsbedarf für Generalüberholung und reguläre Ersatzinvestitionen		
Die Abschreibung soll auf 10 Jahre erfolgen. Komponenten mit einer geringeren Lebensdauer werden kürzer abgeschrieben. Teilweise können Investitionen bereits früher erfolgen, so dass sich eine längere Abschreibung ergibt (insbesondere BHKW und Speicher). Bei der Standardanlage soll im Zuge der Flexibilisierung das Gärproduktlager gasdicht abgedeckt, ein BHKW mit 1.000 kW <sub>el</sub> angeschafft und ein Wärmepufferspeicher errichtet worden sein.		
Gewerk	Anschaffungswert Gesamtanlage	Abschreibung und Zinskosten
Bauwerke	165.817 €	14.107 €/a
Rührwerke, Einbringung, Technik	195.173 €	26.842 €/a
Planung, Ausschreibung	19.691 €	2.304 €/a
Gas- und Wärmespeicher (Restschuld)	24.000 €	2.136 €/a
BHKW und Nachrüstung (Restschuld)	197.000 €	17.533 €/a

Gewerk	Anschaffungswert Gesamtanlage	Abschreibung und Zinskosten
Netzanschluss (Restschuld)	26.000 €	2.314 €/a
Summe	627.681 €	65.236 €/a
<b>Instandhaltungs- und betriebsgebundene Kosten</b>		
BHKW	Für 4,37 Mio. kWh	37.374 €/a
Bauwerke und Technik	Gesamtinvestition in ursprüngliche BGA	40.362 €/a
Lohnkosten	Bei Stundensatz von 15 €/h	35.074 €/a
<b>Bedarfsgebundene Kosten</b>		
Substratkosten		399.132 €/a
Strombezugskosten	Eigenstrombedarf 12 %	113.783 €/a
Ausbringkosten	Aus Nicht-Wirtschaftsdünger 4 €/m <sup>3</sup>	31.692 €/a
<b>Sonstige Kosten</b>		
Versicherung, Laborbetreuung, Verwaltung		15.457 €/a
<b>Anteilige Kosten für Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, Sonstiges</b>		<b>672.874 €/a</b>
Für die instandhaltungs- und betriebsgebundenen Kosten, die bedarfsgebundenen Kosten und die sonstigen Kosten wurde pauschal eine Preissteigerung von 1 %/a angesetzt. Die Anpassung an den Maisdeckel erfolgt durch den Einsatz von Mist, Grassilage, Stroh und Klee gras. Dies führt zu einem höheren Rühraufwand.		
<b>Einnahmen</b>		
Einnahmen Strom	15,5 ct/kWh Marktprämie u. -erlös	671.879 €/a
Flex-Zuschlag	Gemäß EEG 40 €/kW <sub>inst.</sub>	40.000 €/a
Wärme	Erzielter Verkaufspreis 2 ct/kWh	28.000 €/a
Düngewert	Aus Nicht-Wirtschaftsdünger 5 €/m <sup>3</sup>	37.865 €/a
Summe		<b>777.744 €/a</b>
<b>Zusammenfassung</b>		
Kapitalkosten		65.236 €/a
Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, Sonstiges		672.874 €/a
Einnahmen		777.744 €/a
<b>Unternehmergewinn</b>		<b>39.634 €/a</b>
Lohnansatz		35.074 €/a
<b>Gewinn</b>		<b>74.708 €/a</b>
<b>Gesamtkapitalrentabilität</b>		<b>16,1 %</b>

### Zusammenfassung und Einordnung des Konzepts

In den Berechnungen der Beispielanlage und der Standardanlage lässt sich das Ausschreibungsmodell wirtschaftlich darstellen, was sich an der guten Gesamtkapitalrentabilität zeigt. Die Teilnahme an den Ausschreibungen

ermöglicht den Weiterbetrieb mit gesicherten Einnahmen. Die Anpassung an die in der Förderperiode 2 vorgesehene Betriebsweise sollte möglichst frühzeitig berücksichtigt und falls möglich umgesetzt werden.

## 5.2 Bereitstellung von Kraftstoff (Bio-CNG-Tankstelle)

Biogas kann im Verkehrssektor einen sehr wichtigen Beitrag zur Einsparung von Treibhausgasen und zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten. Dabei sind die einzelnen Technologien – Aufbereitung des Biogases auf Kraftstoff- bzw. Erdgasqualität und die Nutzung von CNG (Compressed Natural Gas) oder LNG (Liquified Natural Gas) als Kraftstoff - Stand der Technik. Für bestehende Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung stellt die direkte Kraftstoffbereitstellung für eine Tankstelle allerdings ein neues Konzept dar, für das zudem erst die Absatzmärkte erschlossen werden müssen.

Ein wirtschaftlicher Betrieb mit der Bereitstellung von Kraftstoff wird von folgenden Punkten begünstigt:

- Als Substrate können überwiegend Wirtschaftsdünger oder Reststoffe eingesetzt werden, um beim Quotenhandel möglichst hohe Erlöse zu erzielen.
- Die Gaserzeugung muss nicht oder kaum reduziert werden (das gesamte Gas kann als Kraftstoff ab-



gesetzt werden oder es wird parallel weiterhin ein BHKW betrieben, z.B. in der Ausschreibung).

- Ein Anschluss an eine bestehende Tankstelle ist möglich.
- Der finanzielle Aufwand für die Generalüberholung der Gaserzeugung fällt nicht zu hoch aus.
- Die spezifischen Investitionskosten für die Gasaufbereitung zum Kraftstoff sinken künftig durch Anpassung an die steigende Nachfrage.

### Exkurs: Anlagenkonzepte

Denkbar sind grundsätzlich verschiedene Konzepte, je nach Größe der ursprünglichen Biogasanlage und Standortbedingungen: Hoftankstelle nur für eigene vor allem landwirtschaftliche Fahrzeuge, öffentliche Tankstelle am Betriebsstandort oder Einspeisung in das Erdgasnetz und Lieferung an eine CNG- bzw. LNG-Tankstelle. Je nach Konzept ergeben sich unterschiedliche Hemmnisse und kritische Punkte für die Umsetzung:

- Bei allen Varianten muss geklärt werden, wie der Wärmeeigenbedarf der Biogaserzeugung gedeckt wird.
- Bei einer Hoftankstelle, die nur landwirtschaftliche Fahrzeuge versorgt, ist die Auslastung insbesondere saisonal stark schwankend. Insgesamt ist der Kraftstoffbedarf für die hierfür geeignete Motorleistungsstufe (< 100 kW) gering.
- Bei einer öffentlichen Tankstelle darf der Absatz nicht überschätzt werden. An Hand der Zahlen zur CNG-Nutzung und Anzahl der Tankstellen in Deutschland kann grob (!) abgeschätzt werden, dass im Durchschnitt an einer Tankstelle CNG entsprechend einer Bemessungsleistung von 130 kW<sub>el</sub> abgesetzt wurde.
- Es sollte überlegt werden, wie Engpässe überbrückt und Lieferausfälle vermieden werden (z.B. Standortwahl mit Nähe zum Erdgasnetz).
- Es muss ein Tankstellenbetreiber gefunden werden.

Für Bestandsanlagen erscheint es daher insbesondere interessant, ein Konzept zu entwickeln, bei dem neben der Kraftstoffbereitstellung ein zweiter Verwertungspfad besteht. Die Teilnahme an den Ausschreibungen bietet beispielsweise weiterhin gesicherte Einnahmen, wenn das Gebot erfolgreich war. Zudem kann die Höhe der Gaserzeugung aufrechterhalten werden, wenn circa die Hälfte in den Kraftstoffbereich geht und die andere Hälfte in die Stromerzeugung, ohne dass eine Erhöhung der BHKW-Leistung erfolgen muss.

## Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise bei der Umsetzung des Konzepts. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein.

### Womit Sie nicht früh genug beginnen können:

- Prüfen, ob eine bestehende Tankstelle versorgt werden kann
- Alternativ prüfen, ob am Betriebsstandort Platz für eine Aufbereitung und Tankstelle vorhanden und gleichzeitig die räumliche Nähe zu den Abnehmern gegeben ist (beispielsweise Nähe zu Autobahn / Bundesstraße oder zu einem Betriebsgelände, wie Busunternehmen, Sozialdienst, Spedition oder landwirtschaftliche Fuhrparks)
- Vermarktungskonzept für den Kraftstoff entwickeln (idealerweise Grundauslastung durch feste Abnehmer sichergestellt)
- Nach Möglichkeit Unterstützung bei der Gemeinde, dem Landkreis, einer Energieagentur oder auch einem Projektierer einholen

- Referenzen verschiedener Hersteller für die Aufbereitungstechnik prüfen (insbesondere bei „neueren“ Verfahren, z.B. im kleinen Leistungsbereich)
- Schlüssiges Anlagenkonzept mit Aufbereitungstechnik, Bereitstellung des Strom- und Wärmeeigenbedarfs der Gaserzeugung, alternativer Gasverwertung erarbeiten
- Rohgasreinigung (Entschwefelung und Trocknung) an geplantes Konzept anpassen
- Methanemissionsquellen reduzieren und optimieren (z.B. Gärproduktlager abdecken und Gasverbrauchseinrichtung automatisieren)



### Exkurs: Wichtige Anforderungen an Kraftstoff und Tankstelle (Auszug)

#### Rechtliche Rahmenbedingungen:

- DIN 51624: 2008; Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren
- DIN EN 16723-2:2017; Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge
- GasNZV und Arbeitsblätter G 260 und G 262 des DVGW
- 21. BImSchV; § 3: Errichtung und Betrieb von Tankstellen
- BetrSichV (Erlaubisantrag) und Landesbauordnung (Genehmigung)
- 10. BImSchV: Inverkehrbringen von Kraftstoffen

#### Anforderungen an Kraftstoff (Auszug aus DIN 51624 bzw. DIN EN 16723-2):

- Methangehalt: mind. 80 Vol-%
- Wasserstoffgehalt: max. 2 Vol-%
- Sauerstoffgehalt: max. 1 Vol-%

## Exkurs: Verkauf – Erlöse und rechtliche Rahmenbedingungen

Einnahmen lassen sich aus dem Verkauf des Kraftstoffs (Stand Januar 2020: ca. 1,08 €/kg CNG abzgl. Mehrwertsteuer) und aus dem Quotenhandel erzielen.

### Quotenhandel:

Wenn am Quotenhandel teilgenommen wird, wird der eigentliche Kraftstoff als „normaler“ Kraftstoff im kaufmännischen Sinne verkauft. Die „grüne“ Eigenschaft, sprich die Treibhausgasreduzierung, kann gehandelt werden. Dadurch können, je nach Einsparung und Entwicklung der Preise, hohe Einnahmen erzielt werden. Für die Teilnahme am Quotenhandel gibt es Dienstleister. Die Grundlage hierfür stellt die Umsetzung der RED II in deutsches Recht dar, die bis 2021 erfolgt sein muss.

### RED II (Erneuerbare Energien Richtlinie):

Die Richtlinie legt „Kriterien für Treibhausgaseinsparungen“ fest, die erfüllt werden müssen, um am Quotenhandel teilnehmen zu dürfen. Zur Berechnung der Treibhausgasreduzierungsquote können für die einzelnen Einsatzstoffe entweder Standardwerte oder anlagenspezifisch berechnete Werte verwendet werden. Die Standardwerte für Wirtschaftsdünger sind hoch, so dass bei Anlagen, die nahezu ausschließlich Gülle bzw. Mist einsetzen, auf eine Berechnung verzichtet werden kann. Bei Anlagen mit nennenswerten Anteilen von nachwachsenden Rohstoffen empfiehlt es sich, die Treibhausgasreduzierungen nach den Vorgaben der RED II einzeln zu berechnen und zu zertifizieren (bei den eingesetzten Mengen an Wirtschaftsdüngern kann auf die Standardwerte zurückgegriffen werden). Im Vergleich zu den Standardwerten lassen sich hierbei höhere Quoten erzielen. Die Emissionen für die Produktion der Substrate müssen flurstückgenau und unter Verwendung der realen Aufwendungen für Dünger, Kraftstoff, etc. berechnet werden. Zusätzlich sind die klimawirksamen Lachgasemissionen abzuschätzen. Dies stellt zumindest anfänglich einen erheblichen Aufwand dar.

Des Weiteren darf der Maximalwert der Methanemissionen in die Atmosphäre von 0,2 % nicht überschritten werden (Aufbereitungstechnik mit geringem Methanschlupf bzw. Restgasverbrennung und gasdichte Gärproduktlager i.d.R. nötig).

Für eine erste Abschätzung bei der Konzeptentwicklung kann festgehalten werden, dass Gärproduktlager gasdicht sein müssen und eine Restgasnutzung erfolgen muss, wenn bis zu 40 % Mais / 60 % Wirtschaftsdünger als Substratmix mit Standardwerten als Berechnungsgrundlage verwendet werden (vgl. Anhang V RED II).

### Energiesteuer:

Um am Quotenhandel teilnehmen zu können, muss die Energiesteuer nach dem Energiesteuergesetz abgeführt werden. Nach Abs. (2) § 2 liegt diese bis Ende 2023 bei 1,39 ct/kWh, danach steigt sie allerdings jährlich schrittweise an bis auf 3,18 ct/kWh ab 2027.

**Bei einer Energiesteuer von 3,18 ct/kWh ab 2027 erreicht diese – je nach Anlagenkonzept – fast die Höhe der Einnahmen aus dem Quotenhandel!** Allerdings funktioniert der Quotenhandel marktwirtschaftlich. Steigt die Nachfrage nach Zertifikaten, so können ausreichend hohe Preise erzielbar sein. Die CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftstoffe hat zwar nichts mit dem Quotenhandel zu tun, wird aber zu einer Preissteigerung bei Kraftstoffen führen, was die Einnahmen beim Kraftstoffverkauf erhöht und so ebenfalls die steigende Energiesteuer ausgleichen könnte.

### Weiterführende Literatur:

„Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG)zertifizierung“, Biogas Forum Bayern (Teil 1 - 3)



Was Sie in den letzten 3 - 4 Jahren der Förderperiode 1 unbedingt tun müssen:

- Nötige Generalüberholungsmaßnahmen umsetzen (siehe Kapitel 4)
- Anlage auf Fahrweise bei schwankendem Kraftstoffbedarf vorbereiten, ggf. Gas- und Wärmespeicher nachrüsten
- Langfristige Verfügbarkeit von Wirtschaftsdüngern und / oder Reststoffen absichern sowie die Anlagentechnik anpassen
- Beim Ersatz von Verschleißteilen oder dem Zubau von Lagerkapazitäten die geplante Betriebsweise berücksichtigen, um zukünftige Zusatzkosten zu vermeiden
- Verstärkt Wirtschaftsdünger und Reststoffe einsetzen, um Erlöse beim Quotenhandel zu steigern
- Kommunikation mit Gasversorger aufnehmen, wenn für die Absicherung von Ausfällen Gas aus dem Gasnetz entnommen werden soll
- Genehmigung an das geänderte Betriebskonzept anpassen
- Geeignetes Betriebskonzept für eine „intelligente“ Tankstelle entwickeln (z.B. Zahlungsmöglichkeit mit EC und Tanken durch Kunden)
- Vermarktungskonzept abschließend ausarbeiten,

Vorverträge mit den Abnehmern abschließen

- Erarbeitetes Anlagenkonzept umsetzen
- Hochdrucktanks bzw. Gasspeicher für aufbereitetes Biogas planen und errichten; Lagerkapazität an Abnahmefrequenz anpassen

Was Sie unmittelbar vor der Inbetriebnahme der Tankstelle und der Gasaufbereitungsanlage erledigen müssen:

- Mitarbeiter mit der Technik vertraut machen
- Anlage öffentlichkeitswirksam darstellen
- An das Marktstammdatenregister melden, wenn Konzept mit Ausschreibungsmodell kombiniert wird



### Exkurs: Verfügbare Fahrzeuge

Für den Betrieb mit CNG gibt es verschiedene PKW-Modelle. Einige nutzen ausschließlich CNG, andere können aber auch mit Benzin in einem kleinen Reservetank fahren. Außerdem können viele PKW-Modelle mit Ottomotoren umgerüstet werden. Zudem sind derzeit sechs kleine Transporter mit diesem Antrieb verfügbar. Des Weiteren gibt es sechs Modelle für Busse und zehn verschiedene LKW in unterschiedlichen Leistungsklassen, darunter auch einige für LNG. Im landwirtschaftlichen Bereich ist bereits ein Modell im Leistungsbereich <100 kW verfügbar. Weitere Nutzfahrzeuge sind z.B. eine Straßenkehrmaschine und ein Feuerwehrauto.

### Vorstellung einer Beispielanlage aus dem Forschungsprojekt

Die Biogasanlage wurde 2005 mit einer Leistung von 250 kW<sub>el</sub> in Betrieb genommen. Die Bemessungsleistung beträgt derzeit 225 kW<sub>el</sub>. Rindergülle und Rindermist machen fast die Hälfte der eingesetzten Substrate aus. Des Weiteren kommen Mais und in geringen Anteilen Grassilage, Getreide-GPS, Hirse als Zwischenfrucht und Getreideschrot zum Einsatz. Die Anlage verfügt über einen Fermenter, zwei Nachgärer und ein

offenes Gärproduktlager. Die gasdichte Verweildauer beträgt 126 Tage. Es handelt sich um eine Gemeinschaftsanlage, bei der auch die Nachfolge gesichert ist.

Am Betriebsstandort ist kaum Platz für eine Weiterentwicklung vorhanden. Genehmigungsänderungen werden durch die Nähe zu einer Reihe von sensiblen Gebieten erschwert. Positiv zu sehen ist das grundsätzliche Wohlwollen der Gemeinde und die Lage in einer Region, die besonders innovativ im Bereich der

Erneuerbaren Energien aufgestellt ist. Es sind also unterstützende Strukturen für die Konzeptentwicklung vorhanden. Des Weiteren befindet sich in direkter Nachbarschaft zur Biogasanlage ein Unternehmen mit einem großen Transportbedarf, das bereits grundsätzliches Interesse am Bezug von grüner Energie aus der Biogasanlage geäußert hat. Die folgenden Berechnungen sind beispielhaft zu sehen, konkrete Planungen liegen für die Biogasanlage nicht vor. Es wird eine Tankstelle errichtet und gleichzeitig an der Ausschreibung teilgenommen. Der Wirtschaftsdüngeranteil wird leicht erhöht auf ca. 60 %.

Die Beispielanlage wies bei der Untersuchung Methanverluste von 3,73 % bezogen auf die gesamte Methanproduktion auf. Im Zuge der Generalüberholung wird das Gärproduktlager gasdicht abgedeckt sowie Gasleckagen an Dichtungen, Schaugläsern und Durchführungen beseitigt. Dadurch können die Methanverluste erheblich reduziert werden, was höhere Einnahmen aus dem Quotenhandel ermöglicht. Aufgrund des nennenswerten Anteils an nachwachsenden Rohstoffen im Substratmix wurden die Treibhausgasreduzierungen nach den Vorgaben der RED II einzeln berechnet.

**Tabelle 8: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Beispielanlage im Kraftstoffmodell (Förderperiode 2)**

Kennwerte		
Installierte Leistung	250 kW <sub>el</sub>	≙ Leistung für Gebotsabgabe
Geplante Stromerzeugung	Ca. 1,09 Mio. kWh	≙ Überbauung ca. 2-fach
Insgesamt bleibt die erzeugte Gasmenge gleich. Ca. 45 % der erzeugten Gasmenge soll künftig in die Kraftstoffbereitstellung gehen. Damit muss die BHKW-Leistung nicht erhöht werden, um die doppelte Überbauung einzuhalten.		
Finanzierungsbedarf für Generalüberholung und reguläre Ersatzinvestitionen		
Da die Kraftstoffnutzung grundsätzlich zeitlich unbegrenzt erfolgen kann, wird bei diesem Konzept eine längere Abschreibung mit 15 Jahren gewählt. Komponenten mit einer geringeren Lebensdauer werden kürzer abgeschrieben. Im Mittel ergeben sich Kosten für Abschreibung und Zinsen von 10,5 %.		
Gewerk	Anschaffungswert Gesamtanlage	Abschreibung und Zinskosten
Bauwerke und Gasspeicher	177.321 €	14.862 €/a
Rührwerke, Einbringung, Technik	103.779 €	14.246 €/a
Planung	15.390 €	1.622 €/a
BHKW und Nachrüstung	226.000 €	19.065 €/a
<b>Summe Anschaffung und Kapitalkosten</b>	<b>522.490 €</b>	<b>49.795 €/a</b>
Für die Generalüberholung der gesamten Gaserzeugungstrecke besteht Investitionsbedarf bei der Fahriloanlage und den Gasspeichern auf den beiden Nachgärern, die erneuert werden müssen. Die Einbringtechnik wurde bereits im letzten Drittel der Förderperiode 1 erneuert, sodass nur Verschleißteile zu ersetzen sind. Der Fermenter wurde bereits umfassend saniert. Es wird außerdem davon ausgegangen, dass technische Komponenten wie Rührwerke, Drucksicherungen, Dichtungen, Schieber, Sensoren, etc. regulär erneuert werden müssen. Des Weiteren wurden pauschale Prozentsätze für die Überholung der weiteren Anlagenteile angesetzt. Hinzu kommen Investitionen in die BHKW-Technik. Es wird angenommen, dass ein neues BHKW mit moderner Abgasreinigung angeschafft wird. Das bisher offene Gärproduktlager wird gasdicht abgedeckt und es wird ein Pufferspeicher installiert.		
Finanzierungsbedarf für Gasaufbereitung und Tankstelle		
Die Abschreibung erfolgt auf 15 Jahre. Bei der Aufbereitungstechnik wurde allerdings nur eine Lebensdauer von 10 Jahren angesetzt. Die Anschaffungswerte sind aufgrund der geringen Praxiserfahrung als Schätzwerte zu verstehen. Im Mittel ergeben sich Kosten für Abschreibung und Zinsen von 10,3 %.		

Gewerk	Anschaffungswert (Abschätzung)	Abschreibung und Zinskosten
Gasaufbereitung	300.000 €	35.143 €/a
Tankstelle	200.000 €	16.762 €/a
Leitungen	10.000 €	838 €/a
Peripherie	10.000 €	838 €/a
Planung	10.000 €	838 €/a
Summe	530.000 €	54.419 €/a
<b>Instandhaltungs- und betriebsgebundene Kosten</b>		
Gasaufbereitung	4,0 %	12.877 €/a
Tankstelle	1,5 %	3.219 €/a
Leitungen und Peripherie	1,0 %	214 €/a
BHKW	Für 1,09 Mio. kWh, Teilwartungsvertrag	8.682 €/a
Bauwerke und Technik	Erfahrungswerte	22.030 €/a
Arbeits erledigung	15 €/h; für BGA und Tankstelle	22.793 €/a
<b>Bedarfsgebundene Kosten</b>		
Substratkosten		124.968 €/a
Strombezugskosten	Ca. 250.000 kWh für Gaserzeugung, Wärmenetz, Aufbereitung und Verdichtung mit 15 ct/kWh	39.603 €/a
Ausbringkosten	Aus Nicht-Wirtschaftsdünger 2 €/m <sup>3</sup>	5.804 €/a
<b>Sonstige Kosten</b>		
Versicherung, Laborbetreuung, Verwaltung		15.876 €/a
<b>Anteilige Kosten für Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, Sonstiges</b>		<b>256.066 €/a</b>
Ca. 45 % der Feuerungsenergie gehen in die Kraftstoffbereitstellung, der Rest in die Verstromung. Das Projekt wird als Gesamtprojekt betrachtet. Für den Strombedarf soll künftig auch Strom aus den bestehenden PV-Anlagen auf den Ställen genutzt werden.		
<b>Einnahmen</b>		
Einnahmen Strom	15,5 ct/kWh Marktprämie u. -erlös	167.476 €/a
Flex-Zuschlag	Gemäß EEG 40 €/kW <sub>inst.</sub>	10.000 €/a
Wärme	Erzielter Verkaufspreis 2 ct/kWh	22.237 €/a
Düngewert	Aus Nicht-Wirtschaftsdünger 5 €/m <sup>3</sup>	13.520 €/a
CNG-Verkauf	1,08 €/kg (abzgl. MwSt); 1 %/a Preissteigerung	157.944 €/a
Energiesteuer	2,73 ct/kWh	- 64.900 €/a
Quotenhandel	Mit 3,03 ct/kWh und Anteil von 80 % von Erlös; Preissteigerung 4 %/a	76.926 €/a
<b>Summe Einnahmen</b>		<b>383.203 €/a</b>

Zusammenfassung	
Kapitalkosten	104.214 €/a
Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, Sonstiges	256.066 €/a
Einnahmen (unter Berücksichtigung Energiesteuer)	383.203 €/a
<b>Unternehmergeinn</b>	<b>22.923 €/a</b>
Lohnansatz	22.793 €/a
<b>Gewinn</b>	<b>45.716 €/a</b>
<b>Gesamtkapitalrentabilität</b>	<b>4,4 %</b>

Es wird deutlich, dass sich dieses Konzept an der Beispielanlage nur knapp wirtschaftlich darstellen lässt. Bei einer Energiesteuer von 3,18 ct/kWh ab 2027

müssen die Preissteigerungen bei Kraftstoffverkauf und Quotenhandel noch deutlich stärker ausfallen.

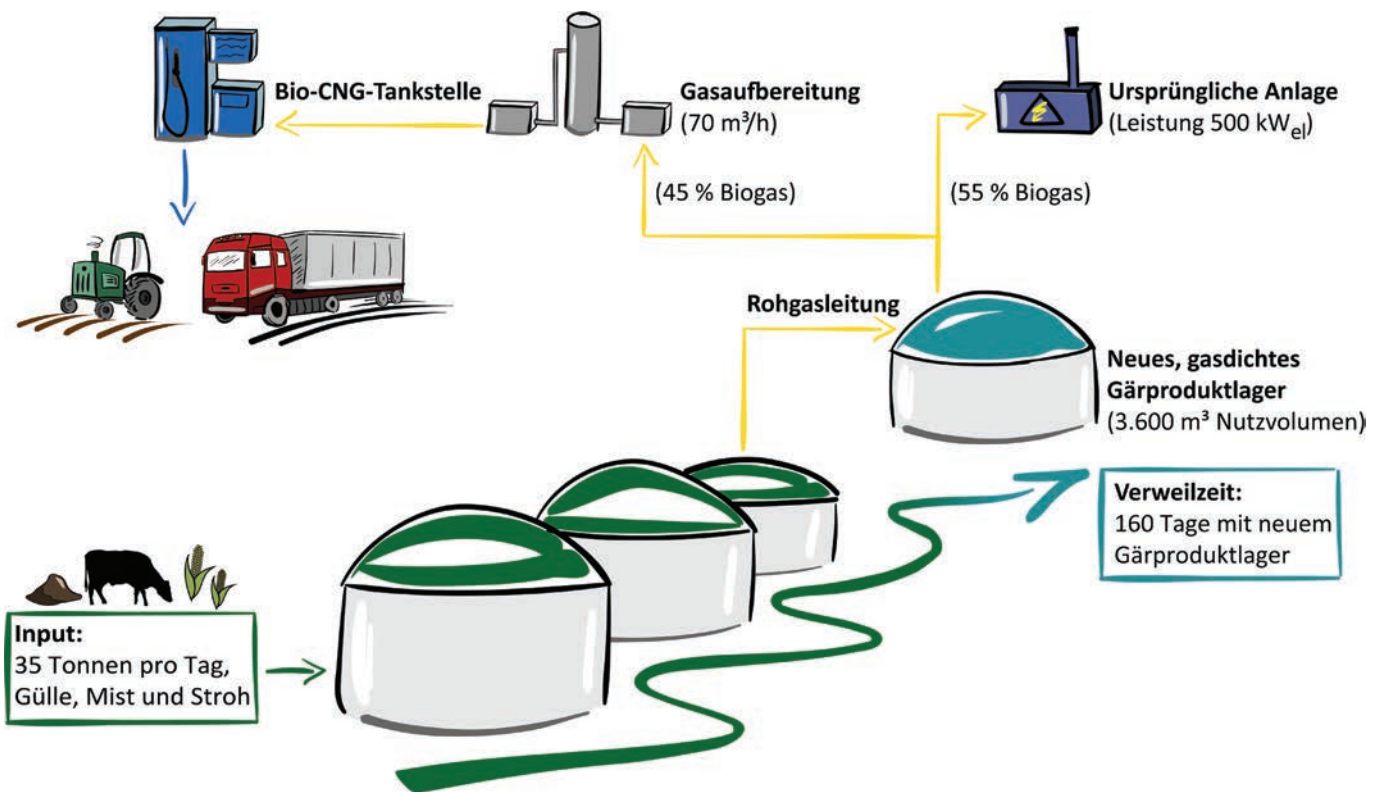


Abb. 5: Standardanlage im Kraftstoffmodell

Nachfolgend wird die Wirtschaftlichkeit einer 500 kW<sub>el</sub> Standardanlage im Kraftstoffmodell berechnet. Die Standardanlage dient dem Vergleich mit der Beispielanlage.

Der Substratmix wird für den Kraftstoffquotenhandel optimiert, wobei die Masse gleich bleibt. Rindergülle, Rindermist und Pferdemist machen 87 % der Inputstoffe aus. Des Weiteren kommen Getreide- und Maisstroh zum Einsatz. Da es eine nicht zu stemmende Herausforderung darstellt, die gesamte bisher erzeugte Gasmenge als CNG an einem Standort abzusetzen,

wird auch hier das Konzept betrachtet, dass ein Teil des Gases weiterhin in einem BHKW genutzt wird und die Anlage einen Zuschlag in der Ausschreibung erhält.

**Tabelle 9: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage im Kraftstoffmodell (Förderperiode 2)**

Kennwerte		
Installierte Leistung	500 kW <sub>el</sub>	≙ Leistung für Gebotsabgabe
Geplante Stromerzeugung	Ca. 1,5 Mio. kWh	≙ Überbauung ca. 2,9-fach
Die erzeugte Gasmenge wird auf 70 % der Menge in Förderperiode 1 reduziert. 45 % der Feuerungsenergie sollen in die Kraftstoffbereitstellung gehen.		
Finanzierungsbedarf für Generalüberholung und reguläre Ersatzinvestitionen		
Die Abschreibung soll auf 15 Jahre erfolgen. Komponenten mit einer geringeren Lebensdauer werden kürzer abgeschrieben. Teilweise können Investitionen schon früher erfolgen, sodass sich eine etwas längere Abschreibung ergibt (Speicher, Gärproduktlager) oder Ersatzinvestitionen können vorgezogen werden (z.B. Anpassung an veränderten Substratmix).		
Gewerk	Anschaffungswert Gesamtanlage	Abschreibung und Zinskosten
Bauwerke inkl. Gas- und Wärmespeicher	337.539 €	24.954 €/a
Netzanschluss	6.500 €	544 €/a
Rührwerke, Einbringung, Technik	141.789 €	17.561 €/a
BHKW und Nachrüstung	324.500 €	24.580 €/a
Planung	13.889 €	1.164 €/a
<b>Summe Anschaffung und Kapitalkosten</b>	<b>824.217 €</b>	<b>68.803 €/a</b>
Es wird angenommen, dass die Standardanlage noch in Förderperiode 1 ein neues gasdichtes Gärproduktlager mit einem Tragluftdach errichtet. Des Weiteren wird in einen Wärmepufferspeicher investiert. Generalüberholungsbedarf besteht für die Fermenter und Teile der Technik. Es wird ein neues BHKW angeschafft.		
Finanzierungsbedarf für Gasaufbereitung und Tankstelle		
Die Abschreibung erfolgt auf 15 Jahre. Bei der Aufbereitungstechnik wurde allerdings nur eine Lebensdauer von 10 Jahren angesetzt. Die Anschaffungswerte sind aufgrund der geringen Praxiserfahrung als Schätzwerte zu verstehen. Im Mittel ergeben sich Kosten von Abschreibung und Zins von 10,4 %.		
Gewerk	Anschaffungswert	Abschreibung und Zinskosten
Gasaufbereitung	500.000 €	58.571 €/a
Tankstelle	200.000 €	16.762 €/a
Leitungen	100.000 €	8.381 €/a
Peripherie	10.000 €	838 €/a
Planung	10.000 €	838 €/a
Summe	820.000 €	85.390 €/a
Instandhaltungs- und betriebsgebundene Kosten		
BHKW	Für 1,5 Mio. kWh, Teilwartungsvertrag	8.844 €/a
Bauwerke und Technik	Gaserzeugung und -aufbereitung, Tankstelle	50.556 €/a
Lohnkosten	20 €/h (für Biogasanlage und Tankstelle)	33.588 €/a

Bedarfsgebundene Kosten		
Substratkosten		120.191 €/a
Strombezugskosten	Ca. 390.000 kWh Gaserzeugung, Wärmenetz, Aufbereitung und Verdichtung mit 15 ct/kWh	62.348 €/a
Sonstige Kosten		
Versicherung, Laborbetreuung, Verwaltung, Gutachten		29.906 €/a
<b>Anteilige Kosten für Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, Sonstiges</b>		<b>305.433 €/a</b>
Pauschal wurde eine Preissteigerung von 1 %/a angesetzt. Es wurde ein höherer Stundenlohn einkalkuliert, da das Personal weitere Aufgaben übernehmen muss, wie den Betrieb der Aufbereitung und der Tankstelle. Ausbringkosten und Düngewert wurden nicht berücksichtigt.		
Einnahmen		
Einnahmen Strom	15,5 ct/kWh Marktprämie u. -erlös	229.026 €/a
Flex-Zuschlag	Gemäß EEG 40 €/kW <sub>inst.</sub>	20.000 €/a
Wärme	Erzielter Verkaufspreis 2 ct/kWh	5.884 €/a
CNG-Verkauf	1,08 €/kg (abzgl. MwSt); 1 %/a Preissteigerung	225.685 €/a
Energiesteuer	2,73 ct/kWh	- 86.511 €/a
Quotenhandel	Mit 4,0 ct/kWh und 80 % Erlösanteil; Preissteigerung 3 %/a	136.118 €/a
<b>Summe Einnahmen</b>		<b>530.202 €/a</b>

Zusammenfassung	
Kapitalkosten	154.193 €/a
Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, Sonstiges	305.433 €/a
Einnahmen (unter Berücksichtigung Energiesteuer)	530.202 €/a
<b>Unternehmergeinn</b>	<b>70.576 €/a</b>
<b>Lohnansatz</b>	<b>33.588 €/a</b>
<b>Gewinn</b>	<b>104.164 €/a</b>
<b>Gesamtkapitalrentabilität</b>	<b>10,3 %</b>

### Zusammenfassung und Einordnung des Konzepts

Die Bereitstellung von Kraftstoff stellt grundsätzlich ein sehr zukunftsfähiges Konzept mit etablierter Technik dar. Allerdings ist die Umsetzbarkeit stark von den Standortbedingungen abhängig und fordert vom Betreiber die Bereitschaft, sich auf ein völlig neues Vermarktungskonzept einzulassen. Da künftig die für den Kraftstoff abzuführende Energiesteuer deutlich an-

steigt, müssen zum Ausgleich die Preise für CNG und im Quotenhandel ebenfalls steigen.

## 5.3 Neubau einer Gülle-Kleinanlage

Im EEG gibt es keine Regelung für den Neubau einer Biogasanlage an einem bestehenden Biogasanlagenstandort. Daher muss dieses Konzept immer mit dem zuständigen Netzbetreiber und mit der Unterstützung eines Fachjuristen geklärt werden. Es kann auch ein Verfahren bei der Clearingstelle-EEG angestoßen werden, um strittige Punkte zu klären. Es ist dabei insbesondere zu klären, ob die bestehende Biogasanlage vollständig rückgebaut und stillgelegt werden muss, oder ob einzelne Anlagenteile weitergenutzt werden können, wie etwa das BHKW-Gebäude, der Netzanschluss, das Gärproduktlager etc. Bei dem hier vorgestellten Konzept soll eine neue Gülle-Kleinanlage nach § 44 EEG 2017 in Betrieb genommen und somit ein neuer Vergütungsanspruch für 20 Jahre erhalten werden.

Ein wirtschaftlicher Betrieb wird von folgenden Punkten begünstigt:

- Es sind ausreichend Wirtschaftsdüngermengen langfristig vorhanden.
- Der Betrieb einer eventuell deutlich kleineren Biogasanlage lässt sich in das Gesamtkonzept des Betriebs integrieren.
- Es ist nur eine geringe Wärmenutzung vorhanden oder diese kann auch mit anderen Brennstoffen wirtschaftlich erfolgen (z.B. Hackschnitzel).
- Die ursprüngliche Biogasanlage ist abgeschrieben und kann rückgebaut werden (siehe Kapitel 5.8).

### Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise bei der Umsetzung des Konzepts. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein.

Nach dem aktuellen Kenntnisstand der Autoren kann bei einer vollständigen Stilllegung und dem kompletten Rückbau der ursprünglichen Biogasanlage eine neue Biogasanlage am selben Standort in Betrieb genommen werden. Es gibt auch Praxisbeispiele, bei denen einzelne Anlagenkomponenten weiter genutzt werden konnten. Der Neubau der Fermenter und die Anschaffung



eines neuen BHKW sind in aller Regel notwendig. Des Weiteren sollten die getätigten Investitionen in etwa den Kosten für einen Neubau entsprechen.

Womit Sie nicht früh genug beginnen können:

- Mit dem Netzbetreiber klären, ob die Neuinbetriebnahme einer Gülle-Kleinanlage möglich ist
- Vertrag abschließen, bei dem sich der Netzbetreiber möglichst ohne Vorbehalte zur Anerkennung des Vergütungsanspruchs verpflichtet (insbesondere wichtig, wenn Teile der ursprünglichen Biogasanlage weiter genutzt werden sollen)
- Langfristige Verfügbarkeit der Wirtschaftsdünger absichern

Was Sie in den letzten 3 - 4 Jahren der Förderperiode 1 unbedingt tun müssen:

- Falls Behälter oder Leitungen weitergenutzt werden sollen: Prüfen, ob diese für weitere 20 Jahre Betrieb geeignet sind, bzw. Sanierungskonzept erstellen und umsetzen (weitere Informationen zur Generalüberholung in Kapitel 4)
- Mit der zuständigen Genehmigungsbehörde den Weiterbetrieb, die Umnutzung und den Rückbau der einzelnen Anlagenkomponenten klären
- Genehmigung für Neubau der Gülle-Kleinanlage einholen
- Bei Fremdlieferung von Wirtschaftsdüngern: Hygienekonzept mit den zuständigen Behörden erstellen
- Wärmenutzung neu konzeptionieren; Optimierungspotentiale ausschöpfen; alternative Wärmequelle erschließen
- Konzept für die Nutzung der freiwerdenden Land-

wirtschaftsflächen erarbeiten; eventuell bestehende Pachtverträge auslaufen lassen

- Düngermanagement an geringeren Anfall von Gärprodukt und dessen veränderte Zusammensetzung anpassen
- Stilllegung, Neubau und Inbetriebnahme der Biogasanlage sorgfältig planen
- Finanzierungskonzept mit der Bank erarbeiten

Was Sie unmittelbar vor der Neuinbetriebnahme erledigen müssen:

- Stilllegung der ursprünglichen Biogasanlage an das Marktstammdatenregister und an die Genehmigungsbehörde melden

ungsbehörde melden

- Inbetriebnahme an das Marktstammdatenregister innerhalb von einem Monat nach der Inbetriebnahme und an die Genehmigungsbehörde melden
- Neuinbetriebnahme öffentlichkeitswirksam darstellen: Grund für die Baumaßnahmen erklären, sehr gute Ökobilanz der Gülle-Kleinanlage darstellen etc.

Weiterführende Literatur:

„Gülle-Kleinanlagen“, FNR

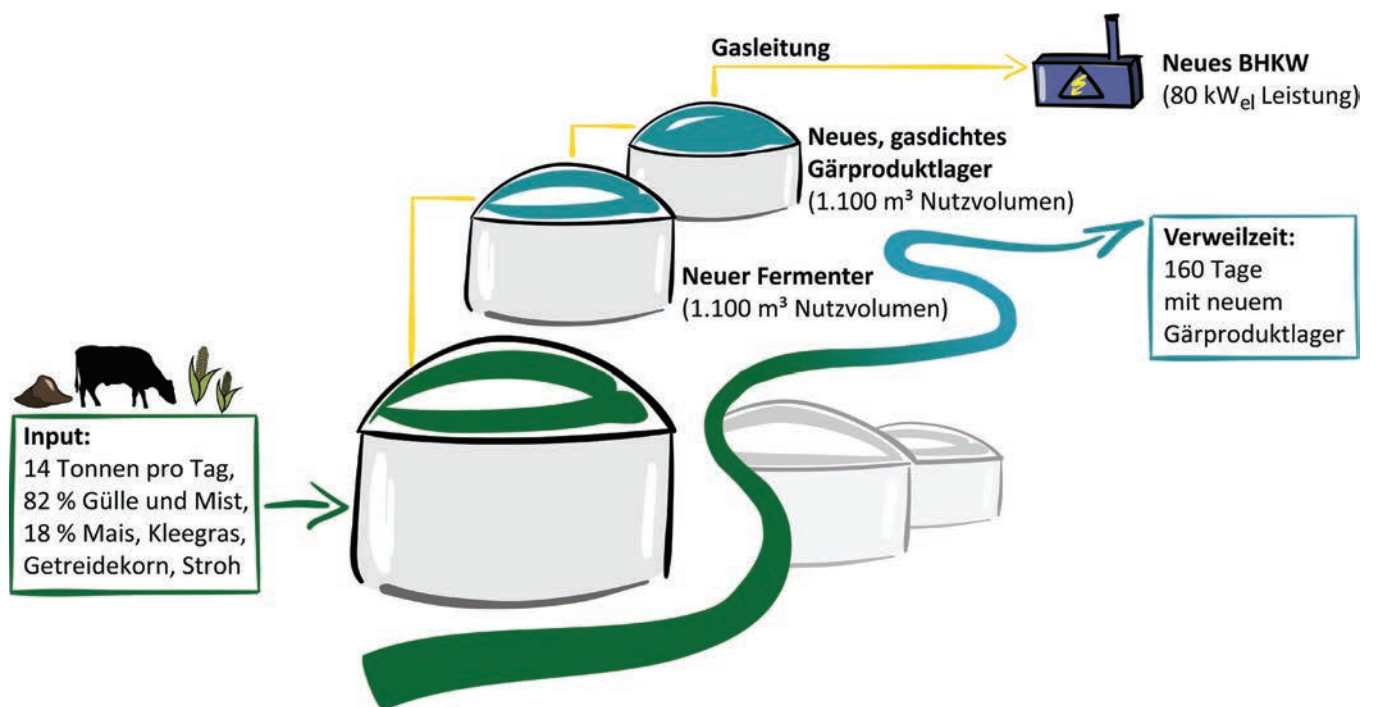


Abb. 6: Standardanlage als Neubau einer Gülle-Kleinanlage

Im REZAB-Projekt ließ sich aufgrund der lokalen Rahmenbedingungen, wie Tierbestand, bei keiner Beispielanlage der Neubau als Gülle-Kleinanlage darstellen.

Nachfolgend wird daher die Wirtschaftlichkeit des Konzeptes anhand einer 500 kW<sub>el</sub> Standardanlage berechnet.

Tabelle 10: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage als Neubau einer Gülle-Kleinanlage

Kennwerte		
Installierte Leistung	80 kW <sub>el</sub>	
Geplante Stromerzeugung	Ca. 650.000 kWh	
Es erfolgt eine deutliche Reduzierung der Stromerzeugung.		
Finanzierungsbedarf für Neubau und Generalüberholung weitergenutzter Anlagenteile		
Die Abschreibung soll auf 20 Jahre erfolgen. Komponenten mit einer geringeren Lebensdauer werden kürzer abgeschrieben.		



Gewerk	Anschaffungswert Gesamtanlage	Abschreibung und Zinskosten
Bauwerke	168.848 €	11.338 €/a
Rührwerke, Einbringung, Technik	162.290 €	20.908 €/a
Planung	14.296 €	960 €/a
Anpassung Netzanschluss	10.400 €	698 €/a
BHKW	105.920 €	11.777 €/a
Summe	461.754 €	45.681 €/a

Es wird davon ausgegangen, dass das bestehende offene Gärproduktlager weiterhin genutzt werden kann, ebenso das BHKW-Gebäude, die Zuwegung und die Fahrsiloanlage. Alle anderen Gewerke werden vollständig neu errichtet. Für die weitergenutzten Komponenten wurden Kosten für die Überholung einkalkuliert.

#### Instandhaltungs- und betriebsgebundene Kosten

BHKW	Für 650.000 kWh, Teilwartungsvertrag	8.268 €/a
Bauwerke und Technik		13.608 €/a
Arbeiterledigung	Bei Lohnzahlung von 15 €/h	10.124 €/a

#### Bedarfsgebundene Kosten

Substratkosten		40.542 €/a
Strombezugskosten	Eigenstrombedarf 8 %	12.115 €/a
Ausbringkosten	Aus Nicht-Wirtschaftsdünger 4 €/m <sup>3</sup>	1.615 €/a

#### Sonstige Kosten

Versicherung, Laborbetreuung, Verwaltung		7.327 €/a
--	--	-----------

#### Anteilige Kosten für Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, Sonstiges

93.599 €/a

Die Gülle-Kleinanlage setzt weiterhin ca. 3.800 t Rindergülle ein. Außerdem können zusätzlich 500 t Rindermist bezogen werden. Ca. 18 Masse-% werden mit Maissilage, Getreidekorn und in geringem Umfang Klee gras und Durchwachsener Silphie abgedeckt. Außerdem wurde pauschal eine Preissteigerung von 1 %/a angesetzt.

#### Einnahmen

Einspeisevergütung	Gemäß EEG 2017 mit 22,03 ct/kWh	142.700 €/a
Wärme	Erzielter Verkaufspreis 3,5 ct/kWh	14.170 €/a
Düngewert	Aus Nicht-Wirtschaftsdünger 5 €/m <sup>3</sup>	1.930 €/a
<b>Summe Einnahmen</b>		<b>158.800 €/a</b>

Zusammenfassung	
Kapitalkosten	45.681 €/a
Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, Sonstiges	93.599 €/a
Einnahmen (unter Berücksichtigung Energiesteuer)	158.800 €/a
<b>Unternehmergewinn</b>	<b>19.520 €/a</b>
Lohnansatz	10.124 €/a
<b>Gewinn</b>	<b>29.644 €/a</b>
<b>Gesamtkapitalrentabilität</b>	<b>11,8 %</b>

Dieses Konzept lässt sich mit einer Gesamtkapitalrendite von 11,8 % wirtschaftlich darstellen. Die bestehende Wärmenutzung soll mit Biogaswärme als Grund- und Sommerlast und Hackschnitzeln weitergeführt werden. Dazu wurden nur die Einnahmen berücksichtigt, die die Biogasanlage gutgeschrieben bekommt.

### Zusammenfassung und Einordnung des Konzepts

Der Neubau einer Gülle-Kleinanlage stellt ein erprobtes Konzept mit einem gesicherten 20-jährigen Vergütungsanspruch dar. Ob bestehende Anlagenteile genutzt werden können, ist im Einzelfall mit dem Netzbetreiber zu klären und möglichst ohne Rechtsvorbehalte abzusichern. Gülle-Kleinanlagen weisen eine sehr gute Ökobilanz auf, da sie Methanemissionen aus der offenen Rohgüllelagerung vermeiden. In den meisten Fällen werden sich die Einnahmen aus dem Betriebszweig Biogas aber deutlich reduzieren.

### Exkurs: Gülle-Kleinanlage nach §44 EEG 2017 „Vergärung von Gülle“

Voraussetzungen und Merkmale:

- BHKW an der BGA und installierte Leistung BHKW  $\leq 150 \text{ kW}_{\text{el}}$ ; Bemessungsleistung  $\leq 75 \text{ kW}_{\text{el}}$
- Im Jahresdurchschnitt  $\geq 80 \%$  Wirtschaftsdünger gemäß EEG (ohne Geflügelmist und -kot)
- Mindestwert gasdichte Verweilzeit 150 Tage bei Einsatz von Nicht-Wirtschaftsdüngern
- Vergütung bei Direktvermarktung ab 2021: 22,23 ct/kWh halbjährliche Degression 0,5 %
- Abschlag bei EEG-Vergütung (wenn keine Direktvermarktung): 0,2 ct/kWh

Wie viel Wirtschaftsdünger ist nötig?

Als Faustzahl gilt: Bei Gülle sind 8 - 10 GV nötig, um 1  $\text{kW}_{\text{el}}$  zu betreiben. Wird ausschließlich Gülle vergoren, sind Anlagengrößen ab 30  $\text{kW}_{\text{el}}$  wirtschaftlich darstellbar. Sollen auch noch Mist und / oder Nachwachsende Rohstoffe eingesetzt werden, sollte das erzeugte Methan reichen, um mindestens 50  $\text{kW}_{\text{el}}$  auszulasten.

Bedarfsgerechte Stromerzeugung:

Biogasanlagen ab einer installierten Leistung von 100  $\text{kW}_{\text{el}}$  müssen die sogenannte „doppelte Überbauung“ nachweisen. Daher besteht nur für 50 % der vollen Zeitstunden ein Vergütungsanspruch. Sie müssen die Regelungen zum Einspeisemanagement erfüllen und den Strom direktvermarkten. Wird also bei einer Gülle-Kleinanlage ein BHKW von 120  $\text{kW}_{\text{el}}$  installiert, besteht nur ein Vergütungsanspruch für eine Bemessungsleistung von 60  $\text{kW}_{\text{el}}$ . Bei der Konzeptentwicklung ist dies sorgfältig mit möglichen Vorteilen (z.B. besserer BHKW-Wirkungsgrad, Wärmebereitstellung im Winter etc.) abzuwägen.

## 5.4 Eigenverbrauch und Direktlieferung

Schon immer existierte für Biogasanlagenbetreiber die Möglichkeit, den Strom nicht über das EEG zu vermarkten, sondern (ähnlich wie bei der Wärme) selbst zu nutzen (Eigenstromnutzung bzw. **Eigenverbrauch**) und / oder an in unmittelbarer Nähe befindliche Kunden zu verkaufen. Bei Letzterem spricht man, wenn bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind, von einer **Direktlieferung**.

In der Praxis wurde diese Alternative nie umgesetzt, da die Einnahmen nie an die garantierte EEG-Vergütung heranreichen konnten. Mit dem Ende der Förderperiode 1 haben sich jedoch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geändert.

Ein wirtschaftlicher Betrieb wird von folgenden Punkten begünstigt:

- Es befinden sich ein oder mehrere Abnehmer in der Nähe, die dauerhaft, also in der Grundlast, einen der Erzeugungsleistung entsprechenden Stromverbrauch aufweisen.
- Die Gas- und Stromgestehungskosten sind gering.



- Die Anlage kann durch Zwischenspeicherung von Rohgas flexibel betrieben werden, um wärme- und stromseitig Lastgänge der Kunden nachfahren zu können.
- Die Kopplung mit einer abgeschriebenen PV-Anlage, deren Stromerzeugung zwar nicht steuerbar, aber deutlich günstiger ist, ist möglich. Der Ausgleich erfolgt dann über das Biogas-BHKW.

Weiterführende Literatur:

„Leitfaden Eigenversorgung“, Bundesnetzagentur

### Exkurs: Merkmale, Vorteile und Grenzen des Eigenverbrauchs

Von Eigenverbrauch ist nur dann die Rede, wenn zwischen Erzeuger und Verbraucher juristische und Personenidentität besteht und wenn für den Transport nicht das öffentliche Netz benutzt wird.

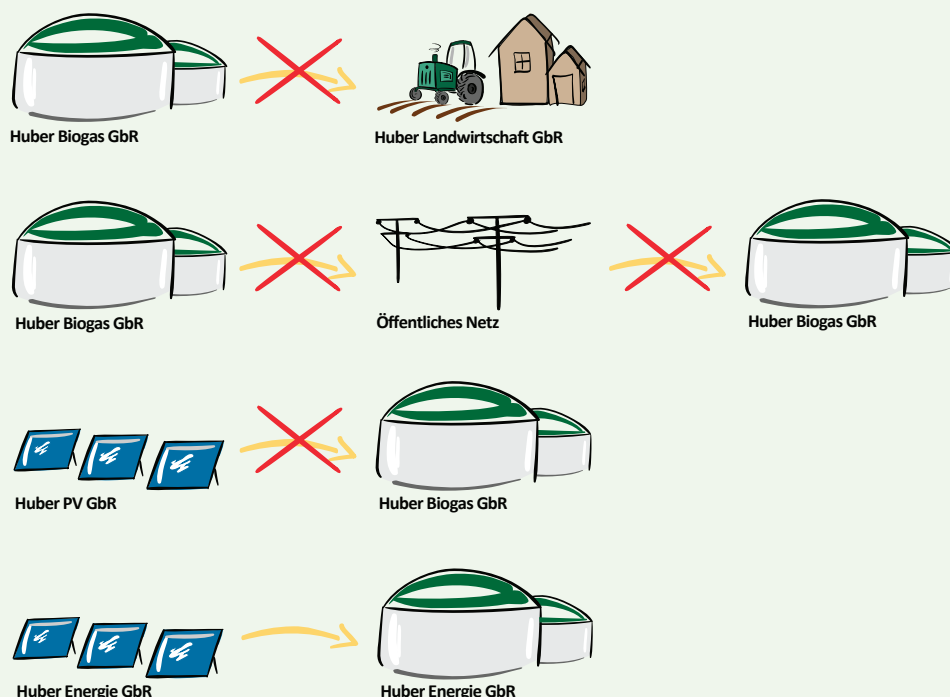


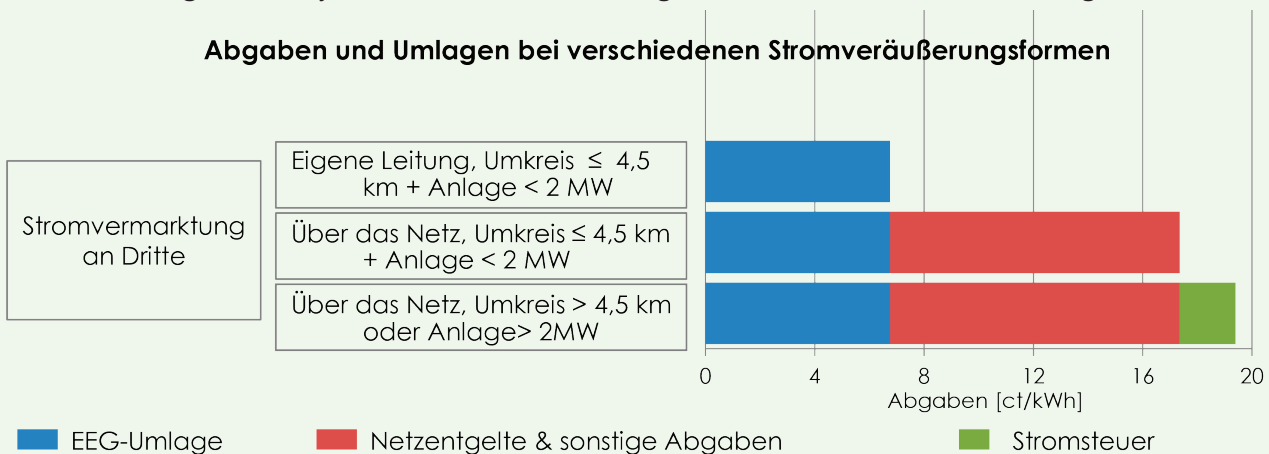
Abb. 7: Was zählt als Eigenverbrauch?

Aus der Grafik wird deutlich, dass die Anwendungsfälle begrenzt sind. Bei vielen so bezeichneten Modellen handelt es sich faktisch gar nicht um Eigenverbrauch. Vorteil dieser Vermarktungsform ist, dass der organisatorische und bürokratische Aufwand relativ gering ist und dass an Abgaben lediglich maximal 40 % EEG-Umlage anfällt.

### Exkurs: Merkmale, Vorteile und Grenzen der Direktlieferung

Nicht jede Lieferung von Strom an Dritte ist eine Direktlieferung. Voraussetzung ist eine eigene Leitung zwischen Erzeuger und Verbraucher bei einer nicht zu großen Entfernung (unmittelbare räumliche Nähe, max. 4,5 km). Ist dies gegeben, entfallen eine Reihe von Abgaben und Umlagen – insbesondere aber die Netzentgelte, die je nach Region bis zu 10 ct betragen können. Im Gegensatz zum Eigenverbrauch muss aber für den gelieferten Strom die volle EEG-Umlage (ca. 7 ct) abgeführt werden. Bei Anlagen > 2 MW<sub>el</sub> wird auch die Stromsteuer (2,05 ct) fällig.

Wie sich die Abgabenhöhe je nach Art der Stromlieferung unterscheidet, verdeutlicht nachfolgende Grafik:



**Abb. 8: Höhe der Abgaben und Umlagen bei Direktlieferung**

Nicht zu unterschätzen ist auch der bürokratische und organisatorische Aufwand. Liefert ein Biogasanlagenbetreiber Strom an Letztverbraucher, wird er zum

- Energieversorgungsunternehmen (EVU) gemäß EnWG
- Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EiVU) gemäß EEG
- Versorger im Sinne des Stromsteuergesetzes (StromStG)

Alle drei Eigenschaften bedingen verschiedene Melde- und Dokumentationspflichten.

**Achtung:** Wenn Stromerzeuger und Letztverbraucher jeweils über einen eigenen Netzanschluss verfügen, muss einer der beiden aus technischen Gründen stillgelegt werden.

Übrigens: Bei Ladesäulen kommt es nicht darauf an, wer sie betreibt, sondern wer an ihr lädt. Ist dies nicht der Betreiber und Stromerzeuger, wird die volle EEG-Umlage fällig.

### Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise bei der Umsetzung des Konzepts. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein.

Was Sie in den letzten 3 - 4 Jahren der Förderperiode 1 unbedingt tun müssen:

- Nötige Generalüberholungsmaßnahmen umsetzen

(siehe Kapitel 4)

- Stromgestehungskosten durch Umstieg auf günstigere Einsatzstoffe reduzieren
- Möglichen Eigenverbrauch ermitteln
- Lastgang für Eigenverbrauch ermitteln und optimieren
- Stromdirektlieferungskunden identifizieren
- Stromverbrauch und Lastgang der Kunden ermitteln
- Konzept für Reservelieferung entwickeln
- Messkonzept mit Netzbetreiber abstimmen

- Stromliefervertrag unter Beachtung sämtlicher rechtlichen Vorgaben ermitteln (Hinzuziehen eines Fachanwaltes sinnvoll)
- Stromrechnung unter Beachtung aller rechtlichen Vorgaben erarbeiten

**Exkurs: Es gilt zu beachten!**

- Auch wenn keine EEG-Vergütung mehr gezahlt wird, gelten bestimmte im EEG festgelegte Pflichten, z.B. die Meldung im Marktstammdatenregister bei relevanten Ereignissen (z.B. Eigentümerwechsel, Leistungsänderung) oder das Einspeisemanagement.
- Alle erzeugten Strommengen müssen einer Vermarktung zugeführt werden. Falls noch Strommengen „übrig“ bleiben, dürfen Sie diese nicht „wild“ einspeisen, sondern müssen sie anderweitig vermarkten.

Was Sie unmittelbar vor dem Einstieg in den Eigenverbrauch und die Direktlieferung erledigen müssen:

- Verträge mit den Kunden abschließen
- Meldepflichten gegenüber der Bundesnetzagentur erfüllen
- Mitteilungs- und Abrechnungspflichten gegenüber dem (Verteil-)Netzbetreiber nachkommen
- Berichtspflichten gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber einhalten

Die Kalkulation der anlagenspezifischen Stromgestehungskosten ist ein zentraler Punkt bei der Erstellung und Prüfung eines möglichen Direktlieferungskonzeptes. Im REzAB-Projekt wurden für die untersuchten Bestandsanlagen die realen Stromgestehungskosten ermittelt. Der daraus resultierende Mittelwert beträgt 17,72 ct/kWh.



**Abb. 9: Stromgestehungskosten der Biogasanlagen**

Ein weiterer wichtiger Parameter sind die zu erzielenden Einnahmen. Aufgrund der erzeugten Strommengen und der damit verglichen niedrigen Abnahmemengen in Privathaushalten kommen insbesondere Gewerbe- und Industriebetriebe als potenzielle Kunden in Frage. Hier liegen die Strombezugskosten allerdings unter denen privater Verbraucher.

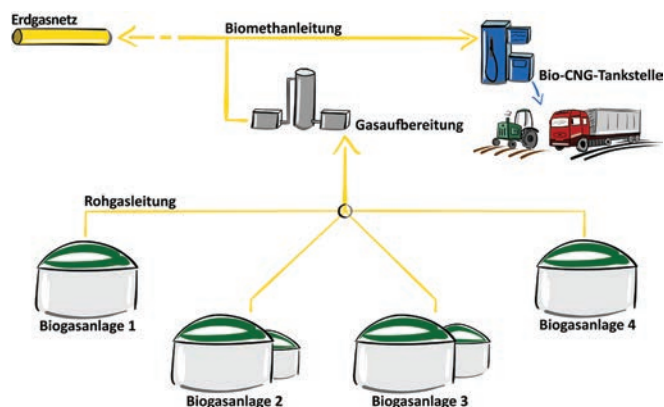
Der in einer Biogasanlage erzeugte und in unmittelbarer Nähe verbrauchte Strom besitzt zwei Eigenschaften, die möglicherweise verglichen mit dem Marktpreis geringfügig höhere Einnahmen ermöglichen. Dass der Strom lokal erzeugt und verbraucht wird, kann über das Regionalnachweisregister beim Umweltbundesamt dokumentiert und zertifiziert werden. Zusätzlich führt das Umweltbundesamt ein Herkunftsnachweisregister, worüber der Strom als erneuerbar gekennzeichnet werden kann.

**Exkurs: Direktlieferung von Rohgas**

Grundsätzlich besteht auch die Möglichkeit, Rohbiogas zu verkaufen, z. B. an von Dritten betriebene BHKW. Dabei müssen entsprechend die rechtlichen Vorgaben (z. B. nach dem EnWG) eingehalten sowie Umlagen und Abgaben abgeführt werden.

## 5.5 Rohgasseitige Bündelung

Volkswirtschaftlich betrachtet erscheint es am sinnvollsten, das Biogas anstelle der Vor-Ort-Verstromung aufzubereiten und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Dieses bietet hohe Speicherkapazitäten und eröffnet neue und vielseitige Handlungsmöglichkeiten der Gasnutzung. Bis jetzt sind dafür nötige Aufbereitungsanlagen für übliche Biogasanlagen oft zu teuer bzw. es befindet sich keine geeignete Erdgasleitung für die Aufnahme in der Region. Andererseits ist es aufgrund der Rohstofflogistik schwer, genügend große Biomethananlagen zu bauen. Somit kann es eine Lösung sein, Rohbiogas über Leitungen an einen zentralen Punkt zu bringen und dort die Aufbereitungs- und Einspeisungsanlage zu betreiben.



**Abb. 10: Struktur einer rohgasseitigen Bündelung**

Ein wirtschaftlicher Betrieb wird von folgenden Punkten begünstigt:

- Organisatorische Unterstützung durch bauausführende Firma, Planer, Kommune, sonstige Einrichtung sollte möglich sein.
- Betreiber, die ihre Anlagen zusammenschließen wollen, müssen sich finden.
- Es besteht die Bereitschaft der Betreiber, ein Gemeinschaftsprojekt umzusetzen.
- Es sind ausreichend Biogasanlagen mit ähnlichem Inbetriebnahmedatum in räumlicher Nähe vorhanden.
- Aus dieser Gruppe sollte sich ein Koordinator finden.
- In der Nähe befindet sich ein geeigneter Einspeisepunkt in das Gasnetz oder ein Standort für eine Tankstelle.
- Es besteht kaum Wärmenutzung an den Biogasanlagen.
- Es sind ausreichend Gasspeicherkapazitäten vor-



handen, um Ausfälle im Rohgasnetz auffangen zu können.

- Das Rohgasleitungsnetz sollte möglichst auf unversiegelten Flächen verlegt werden können.
- Die Biogasleitungen an den Biogasanlagen erfüllen bereits die Anforderungen an Gasleitungen über fremden Grund und Boden nach dem Energiewirtschaftsgesetz, sofern eine Rückwirkung dieser höheren Anforderungen auf die Biogasanlagen zutrifft.

### Exkurs: Nutzungsmöglichkeiten

- Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz
- Aufbereitung und Versorgung einer CNG-Tankstelle (siehe auch „Biomethantankstelle“)
- Nicht betrachtet: Betrieb eines großen BHKW mit Wärmekonzept

### Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise bei der Umsetzung des Konzepts. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein.

Womit Sie nicht früh genug beginnen können:

- Fermenterbeheizung weiterhin sicherstellen
- Tragfähige Betreiberkonstellation suchen und gründen
- Eigentumsverhältnisse, Haftungsfragen, Nachweispflichten klären
- Vertragskonzept für die Bündelung erarbeiten

- Geeignetes Konzept für die Verwertung nach Bündelung finden
- Vertragliche Regelung über Reaktionszeit des Koordinators bei Stillstand der Gasverbrauchseinrichtung festlegen (Gaseinspeisung bzw. Tankstelle)
- Trassenverlauf für Gasnetz suchen und privatrechtlich sichern
- Planung durch Sachkundige, ggf. durch Erdgasnetzbetreiber durchführen lassen
- Gasnetz durch DVGW-Unternehmen verlegen lassen
- Nur nach DVGW und EnWG zugelassene Bauteile verwenden

Was Sie in den letzten 3 - 4 Jahren der Förderperiode 1 unbedingt tun müssen:

- Nötige Generalüberholungsmaßnahmen umsetzen (siehe Kapitel 4)
- Beim Ersatz von Verschleißteilen oder dem Zubau von Lagerkapazitäten die geplante Betriebsweise berücksichtigen (Substratkosten sparen, angepasste Gasreinigung)
- Genehmigung an das geänderte Betriebskonzept anpassen
- Vermarktungskonzept abschließend ausarbeiten, Vorverträge mit den Abnehmern abschließen

#### **Wichtig bei Biomethaneinspeisung**

- Kommunikation mit Gasnetzbetreiber aufnehmen (Netzanschlussbegehren)
- Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) beachten
- Geeignete Aufbereitungstechnik mit geringem Methanschlupf (max. 0,2 %) auswählen
- Gashändler auswählen

#### **Wichtig bei CNG-Tankstelle**

- Verstärkt Wirtschaftsdünger und Reststoffe einsetzen, um Erlöse bei Quotenhandel zu steigern
- Anlage auf Fahrweise bei schwankendem Kraftstoffbedarf vorbereiten, ggf. Gas- und Wärmespeicher nachrüsten
- Kommunikation mit Gasnetzbetreiber aufnehmen, wenn für die Absicherung von Ausfällen Gas aus dem Gasnetz entnommen werden soll
- Geeignetes Betriebskonzept für eine „intelligente“ Tankstelle entwickeln (z.B. Zahlungsmöglichkeit mit

EC und Tanken durch Kunden)

- Hochdrucktanks bzw. Gasspeicher für aufbereitetes Biogas planen und errichten; Lagerkapazität an Abnahmefrequenz anpassen

#### **Wichtig bei Rohgasleitungen**

- Kondensatschächte an Tiefpunkten planen, errichten und entleeren (Explosionsschutz beachten)
- Gasverdichter an jeder Biogasanlage nachrüsten
- Kühlung / Entfeuchtung des Rohgases vorab vorsehen; ansonsten Stickstoffspülung nach Betriebsunterbrechungen notwendig
- 24 Stunden-Rufbereitschaft bei Gasleitung über fremden Grund und Boden sicherstellen
- Fördermöglichkeit prüfen
- Leitung vor Erstinbetriebnahme mit Stickstoff spülen

#### **Zusammenfassung und Einordnung des Konzepts**

##### Weiterführende Literatur:

- „Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung“, FNR
- „Biomethan“, FNR
- „Rechtliche Rahmenbedingungen Einspeisung“, Biogaspartner

Volkswirtschaftlich ist diese Option wertvoll. Insgesamt ergibt sich durch ein derartiges Projekt jedoch ein komplexes Gebilde, das organisatorisch und betriebswirtschaftlich beherrscht werden muss. Die Technologien für die gasseitige Bündelung, die Biomethanaufbereitung und -einspeisung werden als Stand der Technik angesehen.

## 5.6 Zusammenschluss der Anlagenbetreiber

Die Notwendigkeit, neue Investitionen zu tätigen oder auf ein alternatives Anlagenkonzept zu setzen, sind für einige Biogasanlagenbetreiber zu hohe Hemmfaktoren für einen Weiterbetrieb der eigenen Biogasanlage. Speziell Konzeptideen für kleine Hofbiogasanlagen stoßen schnell an die Grenzen der wirtschaftlichen Zukunftsfähigkeit. Zu bedauern wäre es, durch die Stilllegungen das über die Jahre gesammelte Wissen und wertvolle Knowhow in Zukunft zu verlieren und nicht weiter zu nutzen.

Denn auch mit einer guten Zukunftsperspektive stellt der Weiterbetrieb den einzelnen Biogasanlagenbetreiber vor zum Teil große Herausforderungen. Wenn beide Situationen regional zusammenkommen, dann kann der



innovative Ansatz eines Betreiberzusammenschlusses für den erfolgreichen Weiterbetrieb einer gemeinsamen Biogasanlage sinnvoll sein.

### Exkurs: Motivationen für einen Betreiberzusammenschluss

- Verbund aus mehreren Betreibern mit Biogas-Erfahrung
- Durch Vergrößerung gute Chancen, den Weiterbetrieb einer Biogasanlage umzusetzen
- Keine eindeutige Regelung der Hof- und Betriebsnachfolge trotz Motivation für den Weiterbetrieb
- Personelle Unterstützung für den Weiterbetrieb erforderlich
- Herausforderung für andere Biogasanlagenbetreiber in der Region (Umkreis 15 km), wirtschaftliche Zukunftsoptionen für den eigenen Weiterbetrieb zu finden
- Erhöhung der Kreditwürdigkeit / Verbesserung der Konditionen durch zusätzliche Investoren (Betreiber der stillzulegenden Biogasanlagen)
- Mehr gesicherte Fläche in Betreiberhand für Substratanbau und Gärproduktausbringung

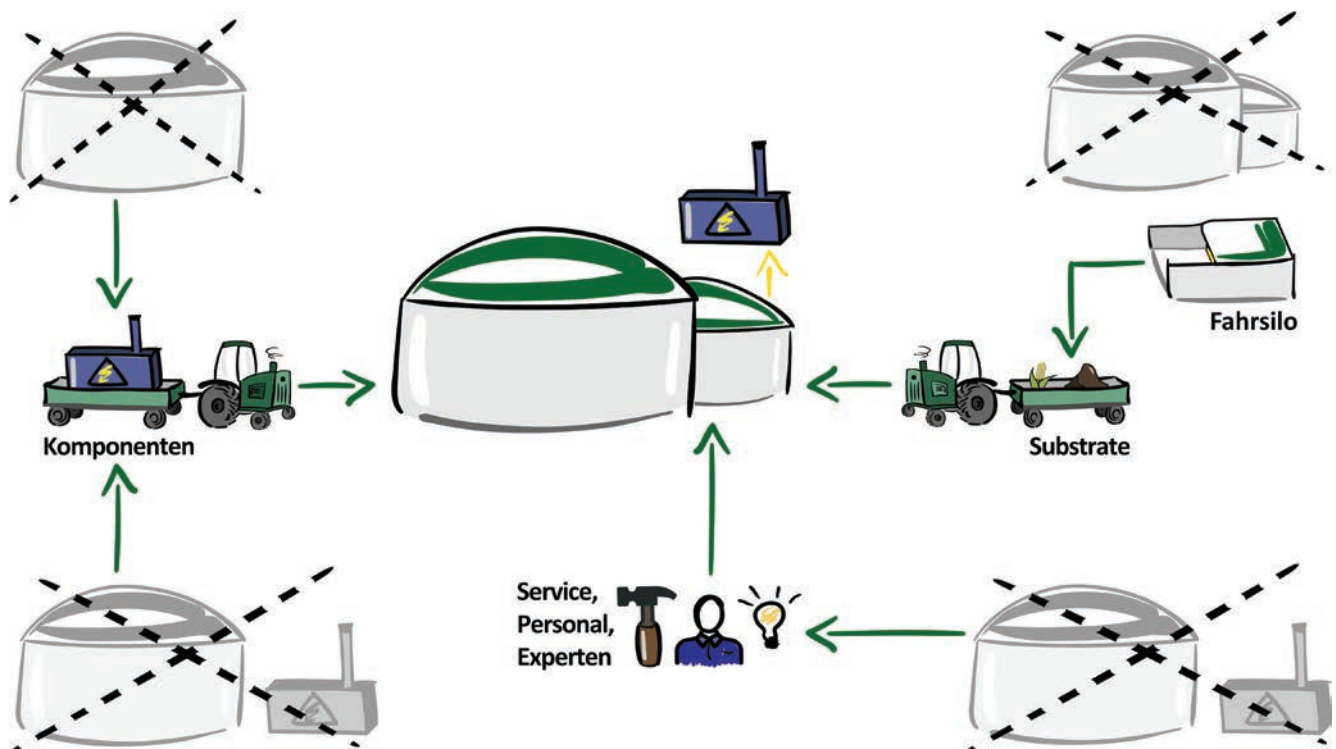


Abb. 11: Struktur eines Betreiberzusammenschlusses



## Exkurs: Möglichkeiten für einen Zusammenschluss

- Beteiligung Substrat: Anbau, Ernte, Konservierung, Lagerung, Lieferung, Einbringung, Ausbringung der Gärprodukte
- Beteiligung Anlagenkomponenten: gut erhaltene Anlagenkomponenten verfügbar machen (Komponenten für eine Umstellung des Anlagenkonzeptes oder Ersatzteile)
- Beteiligung bei Anlagenbetreuung und Serviceleistungen: Anlagendokumentation, Prozessüberwachung, Übernahme von Wartungsarbeiten, Mitbringen entsprechender Qualifikationen (Elektrofachkraft, etc.), Fachkundennachweise für Betrieb verantwortliche Personen und Durchführung von Instandhaltungsarbeiten, notwendige Betreiberschulungen

### Formen des Zusammenschlusses:

- Gleichberechtigte Partner in der Betreibergesellschaft
- Hauptverantwortlicher mit Vertragspartner

Um abzuschätzen, ob die Idee eines Zusammenschlusses eine realistische Option sein kann, werden nachfolgend wesentliche Grundvoraussetzungen gelistet.

### Ein wirtschaftlicher Betrieb wird von folgenden Punkten begünstigt:

- Es besteht organisatorische Unterstützung durch andere Betreiber, Planer und Kommune.
- Ein wirtschaftliches Zukunftskonzept für den Weiterbetrieb der eigenen Biogasanlage ist bereits gefunden (mögliche Konzeptvarianten, siehe Ausschreibung, Bereitstellung von Kraftstoff, stoffliche Nutzung).
- Die Biogasanlage liegt in einer Region mit hoher Biogasdichte.
- Der Betreiber der zukunftsfähigen Biogasanlage ist bereit, als Koordinator zu agieren.
- Alle Betreiber sind bereit, ein Gemeinschaftsprojekt umzusetzen.
- Die regionalen Biogasanlagen weisen ähnliche Inbetriebnahmejahre auf.
- Durch die Stilllegung von regionalen Biogasanlagen können brauchbare Anlagenkomponenten für den Zusammenschluss versetzt werden (BHKW, Fackeln, Gasreinigung etc.).
- Wenn regional Lagerraum knapp ist, lassen sich bei Weiternutzung der Behälter einer stillgelegten Biogasanlage als Güllelager durch die Vermietung von Lagerkapazitäten Einnahmen generieren.

## **Vorgehen und Umsetzung des Konzepts**

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise für die Umsetzung des Konzepts. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein.

### Womit Sie nicht früh genug beginnen können:

- Tragfähige Betreiberkonstellation suchen und ggf. vorläufige Rechtsform für die Planungsphase gründen
- Ein passendes Zukunftskonzept für die weiterbetriebene Biogasanlage finden (Ausschreibung, Tankstelle, Gaseinspeisung / andere Vermarktungswege)
- Andere Biogasanlagenbetreiber in der Planungsphase einbeziehen und Vorhaben kommunizieren
- Vertragliche Regelung mit Partnern über Beginn und Dauer der Zusammenarbeit treffen
- Rechtliche Rahmenbedingungen und Rechtsform für den Zusammenschluss definieren / schaffen
- Eigentumsverhältnisse, Haftungsfragen, Nachweispflichten klären
- Finanzierungskonzept erstellen



Was Sie in den letzten 3 - 4 Jahren der Förderperiode 1 unbedingt tun müssen:

- Finale Rechtsform für den Weiterbetrieb gründen
- Nötige Generalüberholungsmaßnahmen umsetzen (siehe Kapitel 4)
- Baulichen Zustand aller Biogasanlagen prüfen (stillgelegte Anlagen können eventuell als Güllelager / Gärproduktlager dienen)
- Beim Ersatz von Verschleißteilen oder dem Zubau von Lagerkapazitäten die geplante Betriebsweise und Einsatzstoffe berücksichtigen
- Biogasanlage und Genehmigung auf die Fahrweise des gewählten Repoweringkonzepts in der Förderperiode 2 vorbereiten
- Konzept für die frei werdenden Anbauflächen der stillzulegenden Biogasanlagen entwickeln, möglichst so, dass sich Synergien mit der erhaltenen Biogasanlage ergeben (z.B. Einsatz von Körnermaisstroh oder Gülleseparation)
- Rückbau und Umwidmung der stillzulegenden Anlagen planen, Abschluss von Verträgen für die Nutzung der Lagerkapazitäten abschließen

### **Zusammenfassung und Einordnung des Konzepts**

Aus gesellschaftlicher Sicht ist diese Option besonders wertvoll. Der Zusammenschluss von Biogasanlagenbetreibern für den Betrieb einer gemeinsamen Biogasanlage wird den aktuellen Anlagenbestand aufgrund von notwendigen Stilllegungen nicht erhalten können. Dennoch bietet das Betriebskonzept gute Zukunftsperspektiven für den Erhalt der Biogaserzeugung in entsprechend geeigneten Regionen, wovon alle Beteiligten durch ihren Beitrag im Verbund profitieren. Der wesentliche Vorteil besteht darin, dass das über die Jahre gesammelte Wissen gebündelt wird und nachhaltig erhalten bleibt.

## 5.7 Stoffliche Nutzung

In der allgemeinen gesellschaftlichen Diskussion wird die Kombination aus rohstofflicher Verwertung von Biomasse mit anschließender Nutzung der Produktionsabfälle in einer Biogasanlage als Königsweg angesehen. Aus der organischen Biomasse lassen sich Grundchemikalien und Lignin synthetisieren, die in der Industrie Anwendung finden. Neben der Biomasseaufbereitung lässt sich auch das erzeugte Biogas rohstofflich nutzen. Dazu erfordert es eine Aufbereitungsstufe, deren Produkte (Methan und Kohlenstoffdioxid) vermarktet werden. Derartige Kombinationen werden auch als **Bioraffinerie** bezeichnet.



Im nachfolgenden Bild werden einige Kombinationsmöglichkeiten aufgezeigt.

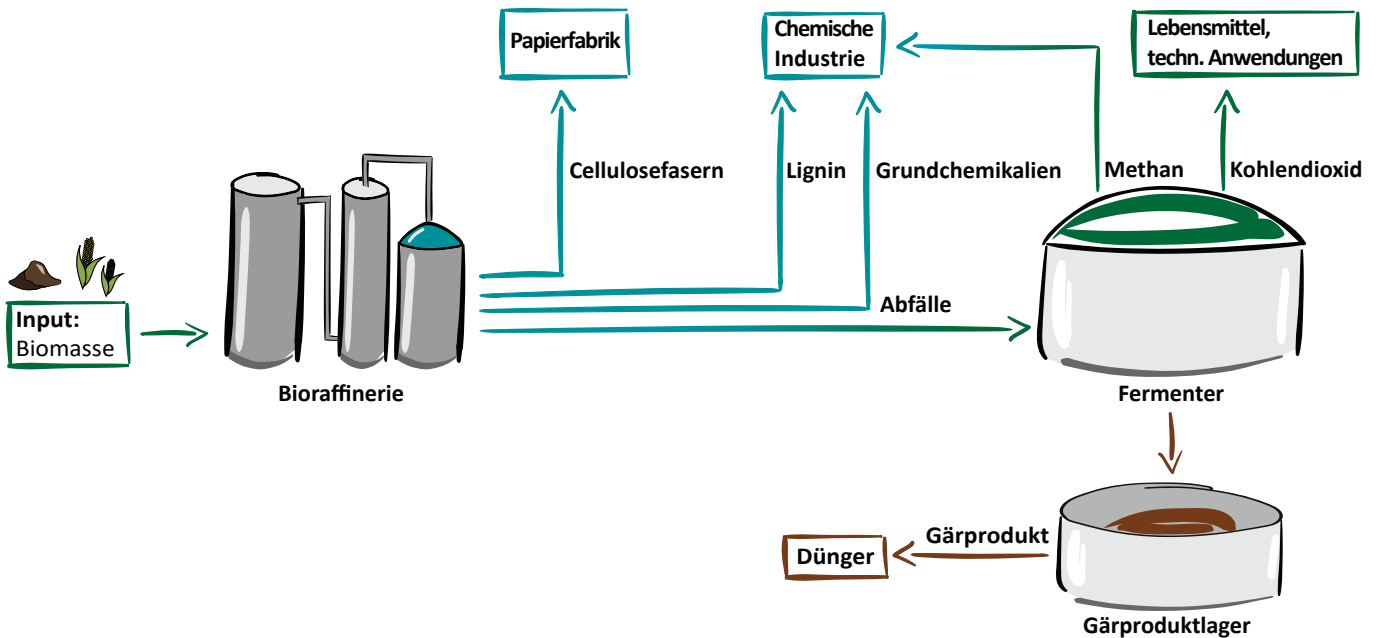


Abb. 12: Nutzungsmöglichkeiten der Stoffe aus einer Bioraffinerie

Ein wirtschaftlicher Betrieb wird von folgenden Punkten begünstigt:

### Erzeugung und Vermarktung von Grundchemikalien / Lignin

- Es ist eine Umbaumöglichkeit der Biogasfermenter zu biotechnologischen Reaktoren, die Grundchemikalien und Lignin erzeugen kann, möglich.
- Abfälle aus der Bioraffinerie sollen weiterhin anaerob zu Biogas umgesetzt werden können.
- Wärme aus dem Biogas-BHKW kann sinnvoll in der Bioraffinerie eingesetzt werden.
- Die Bereitschaft zur Einbindung wissenschaftlicher

Forschungspartner für die Begleitung und die Evaluation der Pilotanlage ist vorhanden.

- Der geplante Standort der Bioraffinerie befindet sich nicht auf einem landwirtschaftlichen Betriebsgelände, wenn Gefahrstoff-LKW erzeugte Chemikalien abtransportieren und somit die Akzeptanz in der Bevölkerung beeinflussen.
- Entweder existiert bereits ein Markt für Grundchemikalien / Lignin oder der Investor sollte die Bereitschaft zum Aufbau eines derartigen Marktes mitbringen.

## Vermarktung von Biomethan und Kohlenstoffdioxid

- Die Bereitschaft zum Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen sollte vorhanden sein, um an zentraler Stelle eine Aufreinigungs- und Abscheideanlage zu errichten und zu betreiben (siehe Kapitel 5.5 und 5.6).
- Das erzeugte Biomethan kann lukrativ abgesetzt werden.
- Es sind Abnehmer für das Kohlenstoffdioxid vorhanden (z.B. Gewächshäuser für Düngung).

## Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise bei der Umsetzung des Konzepts. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein. Es ist darauf zu achten, dass Biogasanlagen in der Förderperiode 1 die Vereinbarkeit mit dem NawaRo-Bonus prüfen sollten.

## Erzeugung und Vermarktung von Grundchemikalien / Lignin

- Planung, Genehmigung und Umbau der Biogasfermenter zu einem biotechnologischen Reaktor
- Wissenschaftliche Forschungspartner für die Begleitung und Evaluation der Pilotanlage einbinden
- Fördermittel für den Bau von Pilotanlagen beantragen
- Absatzmarkt für die erzeugten Stoffe schaffen
- Eigenschaft der biogenen Herkunft zur besseren

Vermarktbarkeit testen

## Vermarktung von Biomethan und Kohlenstoffdioxid

- Zusammenschluss organisieren und gründen (siehe Kapitel 5.5)
- Vorverträge bzw. Verträge für den Absatz abschließen
- Rechtliche Auflagen und Genehmigungen prüfen
- Zentrale Aufbereitungs- und Abtrennungsanlage errichten und betreiben
- Vermarktungsweg für das erzeugte Biomethan erschließen (Transport zum Kunden über vorhandenes Erdgasnetz oder Direktleitung)
- Transport des abgeschiedenen Kohlenstoffdioxids zum Abnehmer sicherstellen (vorzugsweise leitungsgebunden bei lokalen Kunden, alternativ über LKW)

## Zusammenfassung und Einordnung des Konzepts

Volkswirtschaftlich erscheint es sinnvoll, die Biogasanlage zu einer Bioraffinerie umzurüsten, um anstelle oder zusätzlich zu der Vor-Ort-Verstromung marktfähige Stoffe herzustellen. Jedoch muss der Markt für die erzeugten Stoffe erschlossen werden. Zusätzlich existieren derzeit keine etablierten Verfahrenstechniken für die Synthetisierung. Daher stellt die Errichtung und der Betrieb einer Bioraffinerie ein Pilotprojekt dar, welches durch Forschungseinrichtungen begleitet werden sollte.

### Exkurs: Was sind Grundchemikalien?

Massenprodukte der chemischen Industrie wie Kunststoffe, Farben, Tenside werden aus verschiedenen Grundchemikalien synthetisiert. Diese lassen sich in größeren Massen und somit günstig herstellen.

Zu den organischen Grundchemikalien zählen beispielsweise Essigsäure, Ethanol oder Milchsäure. Grundchemikalien werden aus fossilen, aber auch aus nachwachsenden Rohstoffen hergestellt. Grundsätzlich ist es auch möglich, einige Grundchemikalien biotechnologisch in sogenannten Bioraffinerien herzustellen. Die theoretische Ausbeute an Grundchemikalien aus dem organischen Anteil der Biomasse liegt im Allgemeinen bei 10 %.

### Exkurs: Besonderheit Biomethan in der chemischen Industrie

In der chemischen Industrie wird Erdgas zur Wasserstoffgewinnung eingesetzt. Dieses könnte durch Biomethan ersetzt werden. Allerdings wird zukünftig Wasserstoff voraussichtlich durch Überschussstrom aus Sonne und Wind hergestellt werden, der neben dem Ziel der Speicherung fluktuierender Energieerzeuger auch als industrieller Rohstoff Verwendung finden kann. Dadurch wäre die Umsetzung von Biomethan zu Wasserstoff nicht wirtschaftlich.

## 5.8 Stilllegung, Umnutzung und Rückbau der Biogasanlage

Lässt sich der Weiterbetrieb nicht wirtschaftlich darstellen oder es fehlt die Motivation bzw. Nachfolge für den Betrieb der Biogasanlage, wird über eine Stilllegung des Betriebszweigs Biogas nachgedacht. Auch im Hinblick auf die vorgestellten Konzeptideen, wie Neubau einer Gülle-Kleinanlage oder die Leistungsreduzierung im Ausschreibungsmodell, ist ein Teilrückbau von Gewerken und Anlagenkomponenten zu berücksichtigen. Was eine Stilllegung bedeutet und welche Verpflichtungen und Anforderungen notwendig werden, wird nachfolgend beschrieben.

Grundsätzlich ist zu sagen, dass die Aufgabe des Betriebszweigs Biogas nicht einfach mit dem Abschalten des BHKW und der Trennung vom Netz erledigt ist.

### Vorgehen zur Aufgabe des Betriebszweigs Biogas

Grundsätzlich ist ein sicherer Anlagenbetrieb selbst bei einer geplanten Stilllegung in der Restlaufzeit stets zu gewährleisten. Das Risiko eines Unfalls sinkt deutlich, die Gefahr eines Wertverlustes für das Betriebsgelände wird minimiert und der Versicherungsschutz aufrechterhalten. Bei Schäden durch vorsätzlichen Verschleiß drohen strafrechtliche Konsequenzen!

Bevor es an den gezielten Rückbau der Biogasanlage geht, sollte über eine Umnutzung der Gewerke nachgedacht werden, um die entstehenden Rückbaukosten zu senken. Es besteht die Möglichkeit, die Behälter und Komponenten einer landwirtschaftlichen Nutzung zuzuführen. Voraussetzungen sind ein entsprechend guter Zustand der Biogasanlage und die frühzeitige Kommunikation mit der zuständigen Genehmigungsbehörde. Auch hier ist unter Umständen eine bautechnische Untersuchung notwendig (siehe Kapitel 4).

Für gut erhaltene Anlagenkomponenten ohne zukünftigen Nutzen vor Ort, wie BHKW oder Trafo, können



entsprechende Preise generiert werden, wenn sich der Markt für gebrauchte Anlagenkomponenten erschließen lässt. Hierbei ist zu erwähnen, dass Verschleißerscheinungen den Verkaufswert erheblich senken, da eine Generalüberholung notwendig ist. Sonst stellen die Komponenten allenfalls einen Schrottwert dar. Bei einem vorhandenen Nahwärmenetz ist eine Weiternutzung und Bedarfsdeckung durch andere regenerative Energien, beispielsweise einer Hackschnitzelheizung, zu empfehlen. Wird die Wärmelieferung dagegen eingestellt, ist unbedingt auf eine ordnungsgemäße Kündigung des Liefervertrags zu achten, da ansonsten die Wärmelieferpflicht weiter besteht.

Die Stilllegung ist innerhalb eines Monats nach deren Eintreten im **Marktstammdatenregister** einzutragen. Häufig wurde die Rückbauverpflichtung in der Baugenehmigung als Forderung fixiert und als Baulast in das Grundbuch eingetragen. Das gilt ggf. auch für die verlegten Rohgas- oder Wärmeleitungen. Hier sind zusätzliche Verträge und eventuelle Grunddienstbarkeiten zu berücksichtigen.

Idealerweise wurden für die finanzielle Absicherung über die Betriebslaufzeit Rücklagen gebildet oder mit der Inbetriebnahme eine Rückbaubürgschaft geleistet, die den Abriss finanziell abdeckt.

### Exkurs: Warum Rückbau stets sinnvoll ist?

- Pflicht zur Sicherung und Versicherung der verbleibenden Anlagenkomponenten
- Umnutzung der Biogas-Betriebsfläche
- Wertsteigerung der Betriebsfläche
- Ortsbild und Akzeptanz in der Bevölkerung: keine Bauruinen stehen lassen

Für den Rückbau sind die folgenden Schritte durchzuführen:

### Den Rückbau organisieren

- Umnutzungsmöglichkeiten der Biogasanlage erfassen
- Notwendige Maßnahmen gemeinsam mit Genehmigungsbehörde abklären
- Kostenrahmen und Finanzierung abklären
  - a) Angebote für Entkernung und Abriss einholen
  - b) Angebot für Entleerung und Behälterreinigung einholen
- Biogasanlage außer Betrieb nehmen (Hinweis: Explosionsschutz, Anhang 6 – Betriebsanweisung für die Außerbetriebnahme einer Biogasanlage der TI4)
- Verkaufsfähige Komponenten veräußern
- Rückbau durchführen
- Betreibergesellschaft der Biogasanlage abwickeln oder umstellen

### Rückbau der Gärbehälter

- Behälter entleeren und reinigen
- Gasfreiheit der gesamten Anlage herstellen und bestätigen lassen
- Maschinenrückbau / Entkernung: gut erhaltene Komponenten verkaufen, sonst Schrottwert erzielen
- Weitere Komponenten, wie Heizungsrohre, Holzbalken, Schutzfolien, Dämmung oder Verkleidung rückbauen und entsorgen (aus Kosten- und Umweltgründen getrennt entsorgen)
- Stahlbeton und Asphalt abreißen und abtransportieren (hierbei klären, wo diese recycelt oder deponiert werden dürfen – Schutzanstriche vorher beproben und Zusammensetzung klären)
- Baustellenoberfläche wiederherstellen

#### Weiterführende Literatur:

- „Fermenterreinigung – aber sicher!“, Biogas Forum Bayern
- „TI4; Anhang 6: Arbeitseinweisung für die Außerbetriebnahme einer Biogasanlage“, SVLFG

### Exkurs: Was kostet der Abriss, was kostet die Entsorgung?

Ein wesentlicher Kostenfaktor stellen die Arbeits- und Maschinenkosten für den Abriss der Gewerke dar. Besonders der Aufwand für den Rückbau der Behälterfundamente oder die Betondeckenplatten der Lagerflächen ist zu beachten.

Hinweis: Regionale Preisunterschiede sind für die Kostenkalkulation zu berücksichtigen.

**Tabelle 11: Abriss- und Entsorgungskosten wesentlicher Reststoffe**

Zu entsorgende Stoffe	Spezifische Kosten der Reststoffe
Stahlbeton	ca. 20 €/m <sup>3</sup> zuzüglich Transport (5 - 30 €/m <sup>3</sup> )
Kunststoffe	ca. 200 €/t
Dämmstoffe ohne Flammschutzmittel	ca. 200 €/t (abhängig von Verunreinigungen)
Kabel und Stahlteile	Stellen einen Schrottwert dar

# 6. Effizienzbewertung und Methoden

An einer Biogasanlage bestehen vielfältige Möglichkeiten und Ansätze, die Effizienz von Prozessen und Anlagenkomponenten zur Biogasherstellung und -nutzung zu steigern. Durch technische und prozessbiologische Untersuchungen lassen sich die anlagenspezifischen Effizienzsteigerungsmaßnahmen identifizieren.



Im REZAB-Projekt wurden Analysen an Biogasanlagen durchgeführt und daraus auf weitere Biogasanlagen übertragbare Erkenntnisse gewonnen. Die Untersuchungen umfassten die Bestimmung von Restgaspotenzialen, die Identifikation von zusätzlichen Wärmesenken, die Detektion von Methanleckagen sowie die Messung des Eigenstrombedarfs der Biogasanlagenverbraucher. Im Hinblick auf die zahlreichen Effizienzsteigerungsmöglichkeiten werden in diesem Kapitel Effizienzkateregorien eingeführt, die in der Abbildung 12 vorgestellt werden. Die Zuordnung dient der Orientierung, schließt jedoch die gleichzeitige Zugehörigkeit zu anderen Kategorien nicht aus. Darüber hinaus wird zwischen konzeptübergreifenden und konzeptspezifischen Maßnahmen unter-

schieden. Die konzeptübergreifenden Maßnahmen können bei jeder Anlage und jedem Konzept durchgeführt werden. Speziell angepasst an die Repoweringkonzepte aus Kapitel 5 werden konzeptspezifische Maßnahmen gelistet. Grundsätzlich ist zu empfehlen, den Stand von Technik und Innovationen im Blick zu behalten und daraus die Möglichkeiten für die eigene Biogasanlage zu erkennen.

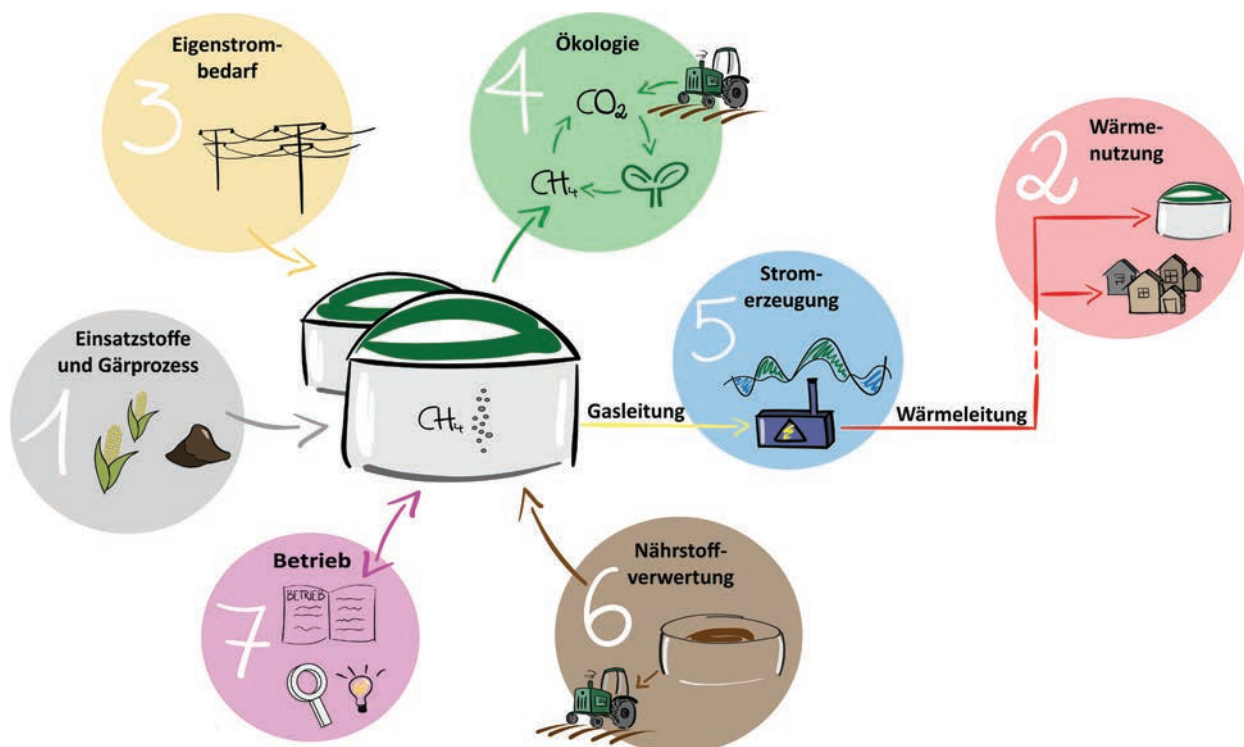


Abb. 13: Effizienzsteigerungskategorien

## 6.1 Konzeptübergreifende Maßnahmen

Die konzeptübergreifenden Maßnahmen sind grundsätzlich eine Option für jede Biogasanlage. Der angegebene Kostenrahmen, die empfohlenen Messintervalle und Durchführungskriterien sowie weitere Hinweise lassen abschätzen, ob die Maßnahmen für die eigene Biogasanlage angemessen sind.

### 6.1.1 Einsatzstoffe und Gärprozess

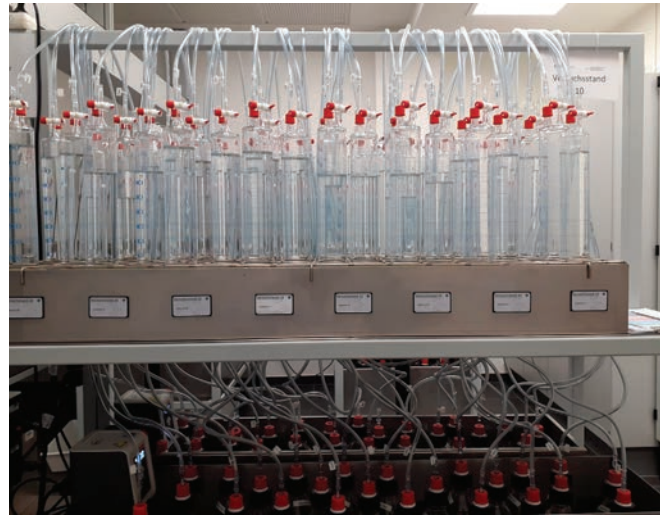
Die Substratverwertung und die Stabilität des Gärprozesses sind zwei wesentliche Stellschrauben für die Effizienz jeder Biogasanlage. Das Restgaspotential ist dabei ein wichtiger Parameter zur Bestimmung der Substratausnutzung. Regelmäßige Beprobungen des Gärsubstrates ermöglichen die Bewertung der Prozessstabilität. Auf der Grundlage beider Untersuchungen lassen sich die Substratverwertung steigern und der Einsatz alternativer Einsatzsubstrate abschätzen, wodurch sinkende Einsatzstoffkosten erreicht werden können.



#### Das Restgaspotential ermitteln

**Kosten:** zwischen 300 € - 700 €, je nach Prüfumfang

**Hinweis:** Grundsätzlich ist die Restgaspotenzialanalyse zu empfehlen, wenn eine betriebliche Optimierung des Anlagenkonzeptes angestrebt wird oder Entscheidungen über die Erweiterung der Biogasanlage zu treffen sind. Auch im laufenden Anlagenbetrieb lässt eine regelmäßige Restgaspotenzialanalyse darauf schließen, ob die Substratausnutzung zufriedenstellend ist und die Potenziale genutzt werden. Das Messintervall ist hierbei individuell auf das Anlagen- und Fütterungskonzept abzustimmen. Die Probenahme erfolgt am Übergang des letzten gasdichten Gärbehälters zur Gärproduktentnahme oder offenen Lagerung.



Wird ein hohes Restgaspotential identifiziert, so gilt es die Ursache zu finden und den Gärprozess entsprechend zu optimieren. Mögliche Effizienzsteigerungsmaßnahmen werden in den nachfolgenden Punkten beschrieben.

#### Substratverwertung optimieren

Ein hohes Restgaspotential deutet auf eine ungenügende Substratverwertung hin. Um die Substratumsetzung zu erhöhen und den Substrateinsatz langfristig zu senken, können die folgenden Optimierungsmaßnahmen sinnvoll sein.

**Logistikkonzept und Substratlagerung optimieren**, um die Substratqualität zu erhalten

- Kurze Transportwege für Substrate, insbesondere für Wirtschaftsdünger einhalten
- Möglichst kurze Substrat-Lagerdauer anstreben und offene Lagerung vermeiden
- Silierverluste reduzieren (Nacherwärmung vermeiden, Verdichtung optimieren, Vorschub der Anschnittfläche von 2,5 Meter pro Woche anstreben, Einsatz von Silierhilfsmitteln abschätzen)

#### Weiterführende Literatur:

- „Ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen“, TH Ingolstadt, FH Münster und ifeu
- „Bereitung hochwertiger Silage – die Grundlage für hohen Biogasertrag“, Biogas Forum Bayern
- „Verpilzte Einsatzstoffe als Biogassubstrat“, Biogas Forum Bayern



**Hydraulische Verweilzeit** erhöhen:

- Fermentationsstrecke erweitern oder Fütterungsmenge reduzieren
- Kurzschlussströme vermeiden (Anpassung des Auslösezeitpunktes des Gärproduktabzugs auf die Fütterungszyklen)
- Sinkschichten beheben (regelmäßige Reinigung bei Einsatz störfstoffhaltiger Substrate, wie z.B. Hühnertrockenkot oder Zuckerrüben mit Sandanhaftung)

**Substratvorbehandlung** integrieren:

- Mechanische, biologische oder chemische Vorbehandlungstechniken einsetzen (bei unzureichendem Substrataufschluss oder Einsatz langfaseriger Substrate mit kurzen Verweilzeiten)

Weiterführende Literatur:

„Substrataufbereitung“, *Biogas Forum Bayern*

### Substitution nachwachsender Rohstoffe

Neben der Substratverwertung sind die Einsatzstoffkosten ein wesentlicher wirtschaftlicher Faktor. Einsatzsubstrate sollten grundsätzlich ein möglichst günstiges Kosten-/Nutzenverhältnis aufweisen. Daher erscheint es sinnvoll, die teuren Einsatzstoffe durch kostengünstige Wirtschaftsdünger oder Reststoffe zu ersetzen.

**Was zu beachten ist:**

- Substratverfügbarkeit prüfen (Transportentfernung, Nährstoffbilanzen)
- Hygienische Hemmnisse prüfen (Auflagen aus veterinärrechtlicher Sicht)
- Reduzierung der NawaRo-Menge bedeutet kaum Anlagenänderung, jedoch geringeren Gasertrag
- Gülleeinsatz erfordert höheren Gärvolumenbedarf oder senkt die Verweildauer
- Einfluss auf den Pump- und Rühraufwand berücksichtigen
- Integration einer geeigneten Voraufschlusstechnik kann sinnvoll sein

### Gärprozess kontrollieren und stabilisieren

Die regelmäßige Kontrolle der biologischen Prozessparameter bietet eine gute Grundlage, um die Stabilität des Gärprozesses einzuschätzen und mögliche Störungen

frühzeitig zu erkennen. Die Zusammenarbeit mit zertifizierten Prüflaboren, Biologen und Prozessoptimierern hilft, den komplexen Gärprozess ganzheitlich zu bewerten.

Eine **regelmäßige Prüfung** der folgenden biologischen Prozessparameter ist daher stets zu empfehlen:

- Eingangssubstrate hinsichtlich Menge, TS, oTS und ggf. Gasbildungspotential
- Fermenterinhalt hinsichtlich TS, oTS, Makronährstoffe, Spurenelemente und Säurespektrum
- Gasqualität hinsichtlich Methan, Kohlendioxid, Sauerstoff, Schwefel

Für die **Stabilisierung des Gärprozesses** werden folgende Maßnahmen empfohlen:

- Verweilzeit erhöhen und Raumbelastung senken
- Gärtemperatur und Fütterung konstant halten
- Prozesshemmungen vermeiden
- Geeignete Zusatz- und Hilfsstoffe einsetzen (bei Mangel, Bedarf und Prozessstörungen)

Weiterführende Literatur:

- „Prozessbiologische Störungen in NawaRo- und Gülleanlagen“, *Biogas Forum Bayern*
- „Einsatzstoffspezifische Besonderheiten in der Prozessführung“, *Biogas Forum Bayern*
- „Marktübersicht Zusatz und Hilfsstoffe in Biogasanlagen“, *Biogas Forum Bayern*

## 6.1.2 Wärmenutzung



KWK-Anlagen können neben der Einspeisung von Strom gleichzeitig wertvolle Erlöse durch den Verkauf der erzeugten Wärme generieren. Es ist wirtschaftlich sowie ökologisch von Vorteil, an das Anlagenkonzept angepassten Nutzungspotenziale für die Restwärme zu finden. Hierbei ist das Standortpotenzial der entscheidende Faktor. Die Effizienz bei der Wärmeerzeugung und der Wärmenutzungsgrad sind im Hinblick auf das Anlagenkonzept und die Fahrweise der Biogasanlage zu betrachten. Die Nachrüstung von Wärmemengenzählern ist eine Voraussetzung für die Steigerung der Effizienz und wird damit dringend empfohlen.

### Ausbau der Wärmeversorgung

Indem erzeugte und genutzte Wärmemengen über das Jahr gesehen bilanziert und gegenübergestellt werden, lässt sich die vorhandene Restwärme quantifizieren. Im Anschluss ist zu ermitteln, ob potenzielle Wärmeabnehmer in der lokalen Umgebung vorhanden sind. Die Auslegung des Wärmenetzes sollte in Zusammenarbeit mit einem Experten erfolgen.

### Effizienzsteigerung der Wärmeerzeugung und -nutzung

Möglicherweise können neben der Nutzung des Restwärmepotenzials weitere Stellschrauben zur Effizienzsteigerung in der Erzeugung und Nutzung von Biogawärme gedreht werden:

- Netz- und Wärmeverluste möglichst weitgehend minimieren (z.B. durch die Erhöhung der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf)
- Die Fahrweise der Biogasanlage und damit die Wärmeerzeugung an den Wärmelastgang der Verbraucher anpassen oder Speichermöglichkeiten nutzen
- Intelligente Steuerung des Wärmenetzes integrieren (z.B. Pumpenläufe)
- Weitere Wärmequellen generieren (z.B. Nachrüstung Wärmetauscher am Ladeluftkühler)
- Wenn keine standortbedingte Chance auf eine (weitere) Wärmenutzung besteht, die Nachverstromung der Wärme als Option betrachten
- Wärmenetz ggf. um einen Wärmepufferspeicher erwei-

tern, um Leistungsspitzen zu kappen und möglichst umfangreiche Wärmeversorgung aufrecht zu erhalten

- Hydraulischen Abgleich bei den Anschlussnehmern durchführen
- Hausübergabestationen drosseln
- Wasserqualität im Wärmenetz überprüfen

## 6.1.3 Eigenstrombedarf



Der Strombedarf ist ein weiterer wesentlicher Faktor zur Steigerung der Gesamteffizienz einer Biogasanlage. Hierbei gilt es, Einsparpotenziale für den Betrieb der einzelnen Hauptverbraucher zu detektieren und entsprechende Effizienzsteigerungsmaßnahmen abzuleiten. Im Rahmen der REzAB-Projektuntersuchungen wurde der Eigenstrombedarf an 13 Biogasanlagen untersucht. Aus den Ergebnissen lassen sich die nachfolgenden Handlungsempfehlungen ableiten.

### Messung Eigenstrombedarf

**Kosten:** 800 - 2.500 €, je nach Anzahl der zu messenden elektrischen Verbraucher und Detailgrad der Messungen

**Hinweis:** Im laufenden Anlagenbetrieb ist neben der Erfassung des Gesamtstrombedarfs der Biogasanlage mindestens eine kontinuierliche Messung der Stromaufnahmen der Rührtechnik zur Prüfung von Wartungsbedarf und Überwachung der Substratdurchmischung sinnvoll.

Im REzAB-Projekt wurde an den Biogasanlagen jeweils der Gesamtstrombedarf und der Verbrauch der einzelnen Hauptkomponenten, sowie der externen Verbraucher (z.B. Trocknungsanlage) gemessen. Die Projektergebnisse belegen, dass der Anteil der einzelnen Hauptverbraucher am Eigenstrombedarf vom Anlagenkonzept anhängig ist. Nachfolgend werden die allgemeingültigen Erkenntnisse aus den Untersuchungen gelistet und Optimierungsmöglichkeiten aufgezeigt.

### BHKW:

- Wirkungsgraderhöhung durch Generalüberholung (i.d.R. alle 40.000 Betriebsstunden) oder Austausch alter BHKW
- Strombedarf der Notkühlung reduzieren (z.B. durch Drehzahlregelung der Ventilatoren und regelmäßige

Wartung wie Säuberung von Staub)

**Substratmix:**

- Einfluss hoher TS-Gehalte und pastöse Substrateigenschaften auf den Eigenstrombedarf berücksichtigen

**Substrateintrag:**

- Anzahl und Längen der Förderschnecken auf ein Minimum begrenzen
- Bei Substratumstellung die Eintragstechnik an Einsatzstoffe anpassen

**Rührtechnik:**

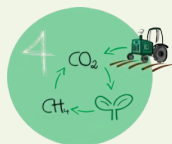
- Frequenzumrichter zur Drehzahlregelung installieren (dadurch ein „sanftes“ Anfahren und Anpassung der Rührleistung an Schwankungen der Einsatzstoffcharakteristik möglich)
- Rührlaufzeiten durch Auswahl geeigneter Rührtechnik begrenzen (Langsamläufer für pastöse und viskose Gär Gemische sowie Schnellläufer für dünnflüssige und zu Schwimmschichten neigende Gär Gemische)

**Sonstige Anlagenkomponenten:**

- Kosten / Nutzen von Aufbereitungstechniken mit hohem Strombedarf evaluieren
- Pumpstrecken so kurz wie möglich halten (insbesondere bei dickflüssigen und zähen Gärsubstraten)
- Biologische Entschwefelung mit Linearkolbenpumpe anstatt Druckluftkompressoren durchführen
- Trocknungsanlage frequenzgerichtet und über Restfeuchte steuern

**6.1.4 Ökologie**

Biogasanlagen liefern einen wichtigen Beitrag zur Energiewende und Einhaltung von Klimaschutzziele. Entscheidend ist dabei eine positive Ökobilanz. Grundsätzlich sind schädliche Emissionen von Treibhausgasen, wie Methan und Kohlenstoffdioxid, aus dem Energieerzeugungsprozess zu begrenzen. Auch ein überschüssiger Nährstoffaustrag ist zu vermeiden. Es werden Maßnahmen beschrieben, die zur Verbesserung der Treibhausgasbilanz von Biogasanlagen beitragen, die sich auch positiv auf die Betriebswirtschaftlichkeit, Akzeptanz in der Bevölkerung und Anlagensicherheit auswirken.



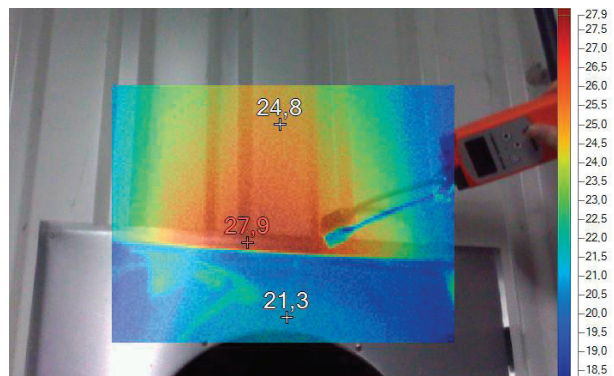
**Methanleckagen erkennen und Emissionen senken**

**Kosten:** ca. 500 € für Methandetektiergerät

In den REzAB-Projektuntersuchungen wurden die biogasführenden Anlagenkomponenten mit einem Methanschnüffler begangen und identifizierte Gasleckagen quantitativ eingeschätzt. Ziel der Untersuchungen war es, Emissionsstellen zu finden, zu beseitigen und durch vorbeugende Maßnahmen zukünftig zu vermeiden. Dies kann durch den Betreiber selbst mit einem Methanschnüffler erfolgen. Zudem kann eine Wärmebildkamera die Ortung und qualitative Einschätzung einer Leckagestelle durch Visualisierung ermöglichen. Ein methansensitives, optisches Verfahren (mittels Gaskamera) ist dann vorteilhaft, wenn die Begehung mit einem transportablen Gasspürgerät durch die Größe und Zugänglichkeit der Biogasanlage eingeschränkt ist.



Detektion einer Gasleckage mittels Methanschnüffler an einer Überdrucksicherung



Thermografische Detektion einer Emissionsstelle am Schauglas

## Grundregeln für eine emissionsarme Biogasanlage

Erstellung eines **Mess- und Prüfplans** nach folgenden Vorgaben:

- Wöchentliche Sichtprüfungen der gasführenden Anlagenkomponenten und Messungen mittels Handmessgerät durchführen (TRAS 120; Anhang VI: Konzept zur Eigenüberwachung)
- Zusätzliche Prüfung mittels Handmessgerät nach Installations-, Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten sowie nach Inbetriebnahme von gasführenden Komponenten durchführen
- Ergänzende Prüfungen durch Dienstleister – Gas-

kamerabegehung beauftragen (alle 3 Jahre TRAS 120; Abschnitt 2.6.4 (4))

### Wartung und Instandhaltung:

- Tausch verschlissener Komponenten zeitnah umsetzen (z.B. Dichtungen)
- Prüfungen der Lebensdauer und des Zustands der Gasmembranen (Herstellerangaben)

### Charakteristische Gasleckagestellen

Die bei den Anlagenbegehungen identifizierten Emissionsstellen werden in Tabelle 12 aufgeführt. Diese lassen sich in der Regel ohne große Investitionen beheben.

**Tabelle 12: Detektierte Gasleckagen und mögliche Maßnahmen**

Ort der Methanleckage	Mögliche Maßnahme
Seildurchführung von Tauchmotorrührwerken und Flanschverbindungen	Regelmäßige Überprüfung und Wartung der Seildurchführung durchführen (z.B. Nachfetten)
Feststoffeintrag im Betrieb, insbesondere Eintragsschnecken-system mit korrosionsbedingten Rissen oder Löchern	Feststoffeinbringung ertüchtigen bzw. austauschen (kurze Wege der Substrateinbringung berücksichtigen)
Service-Schacht am Tragluftdachsystem (Schraubverbindung zur Membran)	Regelmäßig die Schrauben nachziehen
Offene Vorgrube	Lagerungsmengen gering und Lagerungszeitraum kurz halten bzw. gasdichte Abdeckung vorsehen
Offene Überläufe	Konstruktive Lösung erarbeiten (nach dem Stand der Technik) 1. gasdichte Abdeckung vorsehen 2. durch geschlossenes System ersetzen
Dichtungen (Schaugläser, Schächte, Drucksicherungen)	Regelmäßige Überprüfung und Wartung durchführen
Verschraubungen und Abdichtung Gasmembrane	Schrauben nachziehen oder Abdichtung instandhalten

## Maßnahmen zur Optimierung der THG-Bilanz

Neben der Detektion der Methanleckagestellen können folgende Maßnahmen zur **Optimierung der Klimagasbilanz** beitragen:

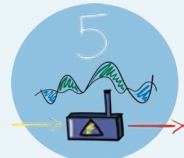
- Emissionen der Gärproduktlagerung reduzieren (VDI 4630, Restgaspotential kleiner als 1,5 % bei 20°C)
- Gärproduktausbringung optimieren (z.B. kurze Transportwege, emissionsarme Ausbringtechnik)
- Ernte- und Fütterungslogistik optimieren (z.B. kurze Transportwege)
- vollständige Wärmenutzung anstreben
- ökologischen Landbau als Perspektive betrachten
- Wirtschaftsdüngereinsatz steigern, Potenzial in der

Region ausschöpfen

- Automatische Notfackel nachrüsten, Ansprechen der Überdrucksicherung vermeiden
- Ökologischen Zustand der landwirtschaftlichen Flächen erhalten und verbessern

## 6.1.5 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung ist die Haupteinnahmequelle der meisten Biogasanlagen. Dieser Abschnitt gibt einige praktische Tipps und Hinweise, wie die Stromproduktion effizient gestaltet werden kann. Grundsätzlich ist zu empfehlen, das technische Geschehen und die Entwicklungen in der Motorentechnik im Auge zu behalten. Ein großes BHKW besitzt grundsätzlich einen höheren Wirkungsgrad im Vergleich zu mehreren BHKW mit in Summe gleicher Leistung.



### Flexible Stromerzeugung

In Zukunft bewegt sich der Anlagenbestand hin zu einer flexiblen Fahrweise für die nachfrageorientierte Strom- und Wärmeproduktion. Um die BHKW flexibel fahren zu können, müssen die technischen Voraussetzungen gegeben sein. Ein intelligenter Fahrplan, der die Starts von BHKW, die Strom- und auch Wärmeführung sowie Preise berücksichtigt, steigert die Effizienz und die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage. Die BHKW-Leistung muss schnell steuer- und regelbar sein. Um dies zu realisieren, müssen Schnittstellen zur Fernbedienbarkeit installiert werden. Für einen **schnellen Anlagenstart** sind folgende Punkte zu beachten:

- Sämtliche Nebenantriebe dauerhaft bestromen
- Optimale BHKW-Einstellung vornehmen (Gas-Luft-Gemisch und Zündzeitpunkt regeln)
- Motortemperatur über 60°C halten (z.B. durch elektrische Stillstandheizung oder Wärmerückbezug aus dem Heizungsnetz)
- Gausaufbereitung vor Übergang in den externen Speicher schalten (größere Kapazität)

### Nachverstromung der Restwärme

Bei überschüssiger Wärme ohne ausreichende Wärmesenke kann die Nachverstromung eine sinnvolle Option darstellen. Dabei finden das Organic Rankine Cycle- (ORC-) und das Clausius Rankine Cycle- (CRC-) Verfahren in der Praxis ihre Anwendung. Beide Technologien stellen eine Steigerung der Stromerzeugung dar. Eine Nachverstromung wird nach dem EEG zur instal-

lierten Verstromungsleistung der Biogasanlage gezählt. Unter konzeptionellen, wirtschaftlichen und ökologischen Betrachtungen ist eine direkte Nutzung der Wärme effizienter.

#### Weiterführende Literatur:

„Nachverstromung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen“, Biogas Forum Bayern

## 6.1.6 Nährstoffverwertung

Die Entsorgungskosten für Gärprodukte sind in den letzten Jahren tendenziell angestiegen. Das Verwerten von Gärprodukten und Generieren von Düngern kann die Kosten senken und entsprechende Einnahmen erzielen.

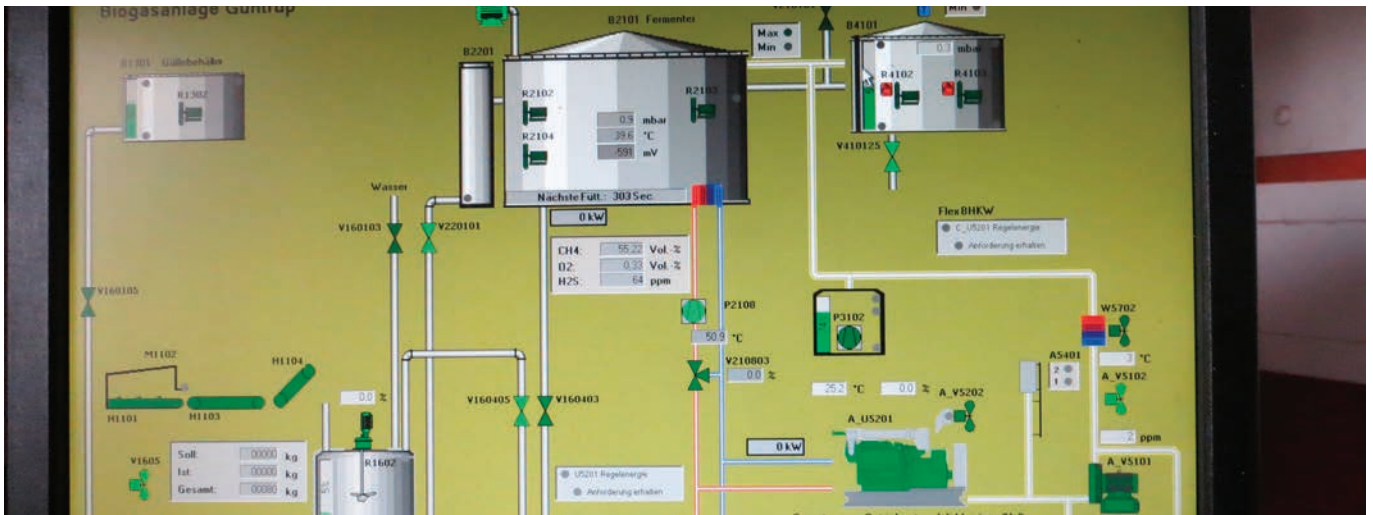


Im Hinblick auf die Nährstoffverwertung bieten sich folgende Effizienzsteigerungsmaßnahmen an:

- Technologien zur Aufbereitung von Gärprodukten nutzen (z.B. Separation, Trocknung, Verdampfung)
- Ausbringlogistik optimieren (Zusammenarbeit mit Lohnunternehmer oder Maschinenringen)
- Gärprodukte vermarkten (z.B. Pflanzendünger für Baumärkte)

#### Weiterführende Literatur:

- „Pflanzenbauliche Verwertung von Gärrückständen aus Biogasanlagen“, FNR
- „Düngen mit Gärprodukten“, Fachverband Biogas



### 6.1.7 Betrieb

Voraussetzung für eine effiziente Betriebsweise von Biogasanlagen ist die Anlagenüberwachung mit einer an das Betriebskonzept angepassten Messtechnik. So können Betriebsabläufe und die Steuerung von Anlagenkomponenten optimiert werden, was zu positiven Effekten auf Wirtschaftlichkeit, Umwelt und Anlagensicherheit führt.



#### Weiterführende Literatur:

- „Empfehlung für die messtechnische Ausstattung landwirtschaftlicher Biogasanlagen“, Biogas Forum Bayern
- „Schlüsselparameter zur Kontrolle des Gärprozesses, Laboranalytik“, Biogas Forum Bayern
- „Motivation, Voraussetzungen und Methoden für die Prozessüberwachung“, Biogas Forum Bayern

Der Stand der Technik definiert die Anforderungen an messtechnische Einrichtungen. Darüber hinaus kann weitere Messtechnik zur Anlagenüberwachung unterstützend wirken und die Optimierung der Betriebsparameter erleichtern.

Es empfiehlt sich, die folgenden Parameter zu überwachen und durch ein intelligentes Betriebstagebuch auswerten zu lassen:

- Biologische Prozessparameter (siehe Kapitel 6.1.1)
- Eigenenergiebedarf der gesamten Biogasanlage und der Hauptverbraucher (siehe Kapitel 6.1.3)
- Füllstände für Behälter und Gasspeicher
- Druck in Substratleitungen
- Betriebsstunden Notkühler und Gasfackel
- Gasraum- und Brenngaszusammensetzung
- Biogasmenge (volumetrische Messung)
- Wärmemenge für Verbraucher und Eigenwärmebedarf (siehe Kapitel 6.1.2)

## 6.2 Konzeptspezifische Maßnahmen

Die konzeptspezifischen Maßnahmen beziehen sich auf die Phase nach der Auswahl bzw. der Umsetzung eines Konzeptes aus Kapitel 5. Hierbei soll die Effizienz der Anlage bezogen auf das gewählte Konzept gesteigert

werden. Es werden Maßnahmen aufgezeigt, die wesentlich für die zuvor, aus Kapitel 5 ausgewählten Konzepte sind. Sie sollen helfen, die Anforderungen an das gewählte Konzept einfacher zu erreichen und die Effizienz der gesamten Anlage zu steigern.

**Tabelle 13: Übersicht einer Auswahl konzeptspezifischer Effizienzmaßnahmen**

Teilnahme an Ausschreibung
<p>Einsatzstoffe und Gärprozess:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einhaltung des Maisdeckels durch Umstellung auf Reststoffe und Wirtschaftsdünger</li> </ul>
<p>Wärmenutzung:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Wärmenutzung generieren und -vermarktung ausbauen</li> <li>• Wärmenetz um einen Wärmepufferspeicher erweitern und auch zur BHKW-Vorwärmung nutzen (für bedarfsorientierten Anlagenbetrieb)</li> </ul>
<p>Eigenstrombedarf:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Überprüfung der Taktung der Rührwerke insbesondere bei geänderter Substratzusammensetzung</li> <li>• Notkühler des BHKW regelmäßig warten und sauber halten</li> </ul>
<p>Stromerzeugung:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bedarfsorientierte Biogasproduktion (Flexible Fütterung)</li> <li>• Flexiblen Anlagenbetrieb optimieren: Ölwechselintervalle anpassen, Zustand und Funktionsfähigkeit der Gasreinigung prüfen (Schwefelwert prüfen)</li> </ul>
<p>Betrieb:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zugriff des Direktvermarkters automatisieren</li> <li>• Fahrplan der Stromerzeugung optimieren und regelmäßig aktualisieren</li> <li>• Wesentliche Anlagenparameter mit Sensoren erfassen und dem Direktvermarkter online zur Verfügung stellen</li> </ul>
Bereitstellung von Kraftstoff (Bio-CNG-Tankstelle)
<p>Einsatzstoffe und Gärprozess:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reststoffverwertung optimieren, Einsatz von Additiven und / oder Vorbehandlungstechniken prüfen</li> <li>• Wirtschaftsdüngereinsatz erhöhen (Biokraftstoffquote)</li> </ul>
<p>Wärmenutzung:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wärmeversorgung optimieren (z.B. durch Holzheizung, Solarthermie, Abwärme)</li> </ul>
<p>Ökologie:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Methanschluß der Aufbereitungsanlage senken</li> <li>• Schwachgasnutzung integrieren</li> </ul>

### Neubau einer Gülle-Kleinanlage

Einsatzstoffe und Gärprozess:

- Güllefeststoffe einsetzen, da bei weniger Fütterungsvolumen der gleiche Gasertrag erzielt wird
- Mist aufbereiten (Steigerung von Substrataufschluss und Gasertrag)

Wärmenutzung:

- Wärmerückgewinnung vor Gärproduktlager berücksichtigen
- Gülle nicht abkühlen lassen
- Dämmung einbauen oder erweitern

Eigenstrombedarf:

- Rührtechnik an die Substratmenge und -eigenschaft anpassen

Ökologie:

- Gute Substratausnutzung anstreben (geringes Restgaspotential)
- Substratlogistik, Gärproduktnutzung, -ausbringung optimieren

Betrieb:

- Entschwefelungsmethode an die Einsatzsubstrate anpassen

### Eigenverbrauch und Direktlieferung

Stromerzeugung:

- Bedarfsorientierte Biogasproduktion (Flexible Fütterung)
- Batteriespeicher integrieren
- Flexible Fahrweise an den Lastgang des Verbrauchers anpassen

### Rohgasseitige Bündelung

Je nach Art der Gasnutzung / -verwertung

### Zusammenschluss der Anlagenbetreiber

Je nach Art der Gasnutzung / -verwertung



## 7. Schlusswort

*Im Rahmen des REzAB-Projekts wurde deutlich, dass die Entscheidung für einen Weiterbetrieb von den Betreibern frühzeitig getroffen werden muss, um die konzeptionelle Weiterentwicklung langfristig planen zu können. Je näher das Ende der Förderperiode 1 rückt, desto schwieriger wird es, geeignete Zukunftskonzepte wirtschaftlich darzustellen und umzusetzen.*

Neben den gängigen Instandhaltungsarbeiten sind vor der Planungsphase die Aufwendungen für die Generalüberholung als Vorbereitung der Biogasanlage auf den zukünftigen Anlagenbetrieb zu berücksichtigen. Hierunter fallen beispielsweise der notwendige Prüfumfang für den bautechnischen Zustand sowie die Konformität mit den zukünftig geltenden Regelwerken hinsichtlich Umweltschutz und Anlagensicherheit. Bereits hier lässt sich abschätzen, ob ein Weiterbetrieb überhaupt in Frage kommt oder ob der Aufwand für die Modernisierung bereits eine zu hohe finanzielle Hürde darstellt. Grundsätzlich zeigte sich am projektbezogenen Prüfumfang, dass sich das Aufschieben von Investitionen in die Anlagentechnik letztendlich nicht lohnt.

Gezielte konzeptübergreifende und konzeptspezifische Effizienzsteigerungsmaßnahmen tragen dazu bei, betriebliche Prozesse und -abläufe zu optimieren, Treibhausgasmissionen zu senken und die Wirtschaftlichkeit der Biogasbestandsanlagen zu erhöhen. Die geeigneten Maßnahmen sind individuell an die Anlagensituation und auf das jeweilige Anlagenkonzept anzupassen.

Anhand der erarbeiteten Projektergebnisse zeigte sich, dass die gegenwärtigen gesetzlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf die Perspektiven verschiedener Zukunftsoptionen für den Weiterbetrieb teilweise kritisch zu beurteilen sind. Darauf aufbauend lassen sich potenzielle Stellschrauben ableiten, deren Anpassung die Umsetzung der vorgestellten Repoweringkonzepte begünstigen kann. Neben den aktuellen betriebswirtschaftlichen Gegebenheiten ist dabei auch die ökologische Wirkung zu berücksichtigen, damit das Konzept gesellschaftliche Akzeptanz findet.



Bisher zeigt sich eine zögernde Teilnahme am Ausschreibungsverfahren. Der niedrige und periodisch sinkende Höchstgebotswert, die geltenden Teilnahmebedingungen sowie sozioökonomische Herausforderungen, beispielsweise durch fehlende Hofnachfolger, schaffen bisher geringe Anreize. Für kleine Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von unter  $500 \text{ kW}_{\text{el}}$  erweist sich eine doppelte Überbauung der Bemessungsleistung in der Förderperiode 2 als nur schwer wirtschaftlich darstellbar. Die Wirtschaftlichkeit ließe sich durch eine mehrfache Überbauung steigern. Diese hätte jedoch bereits in der Förderperiode 1 abgeschlossen werden sollen. Zudem ist das hierfür vorgesehene finanzielle Anreizprogramm durch die Deckelung der Flexibilitätsprämie bereits ausgeschöpft. Dabei wird die Flexibilität von Biogasanlagen insbesondere aus Klimaschutzgründen mittelfristig dringend benötigt.

Biogasanlagen, für die das Ausschreibungsmodell nicht in Frage kommt, können auf alternative Zukunftskonzepte setzen. Kraftstoffnutzung und -vermarktung bieten eine Option, deren Umsetzungsmöglichkeit von der längerfristigen Befreiung der Energiesteuer für CNG-Kraftstoff von  $3,18 \text{ ct/kWh}$  abhängig ist. Die konzeptionelle Umstellung durch den Neubau einer Gülle-Kleinanlage, bei der Teile der Gewerke und Anlagenkomponenten der bestehenden Biogasanlage weitergenutzt werden, bewegt sich derzeit in einer rechtlichen Grauzone. Es fehlen Anreizprogramme für eine Vergärung von landwirtschaftlichen Reststoffen und Wirtschaftsdünger, insbesondere in Regionen mit kleiner bis mittlerer Tierbesatzdichte. Dabei ist besonders die Güllevergärung wegen ihrer Methanvermeidung auch langfristig wichtig.

Die Nutzung potenzieller Synergien zwischen Biogaserzeugung und ökologischem Ackerbau scheint in diesem Zusammenhang ebenfalls sinnvoll.

Für die Direktlieferung von Strom an einen externen Kunden fällt die EEG-Umlage an. Außerdem tritt man als Energielieferant auf und steht unter Umständen in der Pflicht, die Vollversorgung des Kunden für die Stromlieferung sicherzustellen, was mit hohen administrativen Hürden einhergeht und das Risiko erhöht. Für die Zukunftsoptionen der rohgasseitigen Bündelung und des Betreiberzusammenschlusses sind die Stellschrauben abhängig vom gewählten Konzept und den jeweiligen Gegebenheiten. Die stoffliche Nutzung ist derzeit durch den Bedarf an technischen Innovationen begrenzt.

Die politischen Rahmenbedingungen sind entscheidende Faktoren für die Zukunftsfähigkeit der Biogasbranche, entwickeln derzeit jedoch keine ausreichende Anreizwirkung. Biogas ist kein Selbstzweck. Es sollten jedoch die mittel- und langfristigen Klimaschutzwirkungen und der Bedarf an biogener Flexibilität ausreichend vergütet werden.

### **Ausblick**

Biogasanlagen leisten einen wichtigen Beitrag zum Energiesystem und zum Klimaschutz. Die wesentlichen Aufgaben und Beiträge von Biogas und Bioenergie als Erneuerbare Energie wurden im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung verankert.

Aus Klimaschutzsicht liegt vor dem Hintergrund der Energiewende und dem gegebenen Stand der Technik mittelfristig der Beitrag vor allem bei flexibler Stromerzeugung oder auch bei Kraftstoffnutzung. Langfristig, in einem klimaneutralen Deutschland, besteht der Klimaschutzbeitrag weiterhin in der Vergärung von Wirtschaftsdünger und Reststoffen.

Aus der Perspektive des Naturschutzes bieten sich zudem Synergien zwischen Biogaserzeugung und ökologischem Landbau.

Auch wenn der Weiterbetrieb von Biogasanlagen am Ende der Förderperiode 1 nicht in allen Fällen sinnvoll ist, ist die Politik gefordert, geeignete Zukunftskonzepte nicht nur identifizieren zu lassen, sondern auch Anreize für deren Umsetzung zu bieten. Ziel sollte sein, regiona-

le Wertschöpfungsketten und bestehende Infrastrukturen an sinnvollen Standorten zu erhalten.

Die Verantwortung für die Zukunftsfähigkeit der Biogasbestandsanlagen liegt nicht allein bei der Politik, sondern auch in der Bereitschaft der Betreiber, mit der Zeit zu gehen und sich den aktuellen sowie zukünftigen Rahmenbedingungen anzupassen.

Nach 20 Jahren Biogas im EEG haben sich die Aufgaben der Biogasbranche im Energiesystem geändert. Die flexible und bedarfsgerechte Stromerzeugung von Biogasanlagen als Ausgleich der steigenden volatilen Erzeugungskapazitäten zählt zu den maßgebenden Zukunftsperspektiven der Biogasbranche aus Sicht von Politik und Gesellschaft. Einen weiteren wesentlichen Beitrag kann Biogas zukünftig in dem Biomethan- und Kraftstoffsektor leisten.

Es gilt, die für die eigene Biogasanlage bestmögliche konzeptionelle Lösungsvariante zu entwickeln und die Herausforderungen in der Umsetzung zu meistern. Die derzeitige Situation macht es für den Betreiber schwierig, sich zu entscheiden, ob sich Biogas weiter lohnt oder sich auf andere Betriebszweige wie Ackerbau, Tierhaltung oder Sonderkulturen fokussiert werden sollten. Zukünftig würde die Stilllegung des Biogasbetriebes jedoch zu einer Verschärfung der aktuellen Probleme in der Landwirtschaft führen, wenn beispielsweise freiwerdende Flächen für eine Erhöhung der Milchproduktion verwendet werden würden.

Langfristige Planung zahlt sich aus. In diesem Zusammenhang sind Beratungsinitiativen und die Förderung von unterstützenden Strukturen notwendig, die Anlagenbetreibern helfen, Zukunftskonzepte zu benennen. Diese werden zukünftig einen noch wesentlicheren Beitrag liefern müssen. Ein wichtiger Grundstein für eine erfolgreiche Zukunftsplanung soll bereits durch diesen Leitfaden gelegt werden.

In diesem Sinne wünschen wir Ihnen alles Gute für die Zukunft und weiterhin viel Spaß mit Biogas!

Das REzAB-Projektteam

# 8. Anhang

## 8.1 Beschreibung und Kalkulationsgrundlagen Standardanlage

Vom Projektteam wurde basierend auf Recherche und Erfahrungswerten eine beispielhafte repräsentative landwirtschaftliche Biogasanlage definiert. Diese wurde 2005 in Betrieb genommen und weist eine elektrische Leistung von 500 kW<sub>el</sub> (Gas-Otto-Motor) auf. Sie setzt Maissilage (70 %) und Rindergülle (30 %) ein und versorgt ein Nahwärmenetz. Die Anlage verfügt über einen Fermenter, einen Nachgärer sowie ein offenes Gärpro-

duktlager. Anhand dieser Standardanlage wurden die Repoweringkonzepte hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit überprüft. Um die Kriterien in der Anforderungsliste in Kapitel 5 für das überprüfte Repoweringkonzept zu erfüllen, wurden für die Standardanlage jeweils weitere Annahmen getroffen. Beispielsweise wurde für das Konzept „Teilnahme an Ausschreibungen“ angenommen, dass die Biogasanlage in Förderperiode 1 flexibilisiert und die gasdichte Verweilzeit auf mindestens 150 Tage erweitert wurde.

Für die Berechnung wurde eine Einteilung in Baugruppen vorgenommen. Wie sich diese zusammensetzen, ist in Tabelle 14 dargestellt.

**Tabelle 14: Übersicht Baugruppen der Standardanlage**

Baugruppe	Charakterisierung und Hauptbestandteile
Vorgrube	Betonbehälter, Pumptechnik, Substratleitungen
Netzanschluss	Trafo, Leitungen, Stromzähler
Fermenter / Nachgärer	Betonbehälter, Beheizung, Isolierung, Verkleidung, gasdichte Behälterabdeckung, Substrat- und Gasleitungen
Gärproduktlager	Betonbehälter, Substrat- und Gasleitungen, Entnahmetechnik
Fahrsiloanlage	
Einbringung	Schnecken-, Presskolben- oder Futtermischeintrag, Befülltrichter, Wiegeeinrichtung
Langachsührwerk	
Tauchmotorührwerk	
BHKW	Gas-Otto-Motor, Motorblock, Generator, Wärmetauscher, Wärmeverteiler, Notkühler, Steuerung, Gasleitungen, Kondensatabtrennung, Druckluftstation, Ölbehälter
Gebäude, Wege, Peripherie	
Technikkomponenten einfach	Bauteile mit langer bis mittlerer Nutzungsdauer, z. B. Wärmeleitung, Heizungsverteilung, Kabel, Gasfackel, MSR, Kondensatpumpe, Schieber, Befestigungen, Schauglas, Anmischbehälter, Substratpumpe
Technikkomponenten fein	Bauteile mit kurzer Nutzungsdauer, z. B. Waage, Gasmessung, diverse Gebläse, Gasreinigung, Aktivkohlefilter, Über-/Unterdruck-sicherung, Wärmemengenzähler

## Vorgehensweise Berechnung:

Nachfolgend werden die Vorgehensweise bei der Berechnung sowie die zugrunde liegenden Annahmen dargestellt. Daran schließt sich Tabelle 15 mit der Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage in der Ausschreibung an. Die nachfolgend erläuterten Punkte (1 bis 6) werden in Tabelle 15 mit Zahlenwerten hinterlegt. Die Annahmen beruhen auf allgemein anerkannten Kennwerten und Erfahrungen der Autoren. Dabei wurden grün hinterlegte Werte vom Projektteam festgelegt. Bei gelb hinterlegten Werten handelt es sich um Literaturwerte (z.B. KTBL), während orangene Felder Ergebniswerte darstellen. Es ist zu beachten, dass es sich um eine exemplarische anlagenspezifische Vorgehensweise handelt. Jede Anlage und jedes Repoweringkonzept bedarf der exakten Prüfung und ggf. Anpassung der Berechnung.

### 1. Vorgesehener Substrateinsatz

Alle eingesetzten Substrate werden mengenmäßig erfasst (Tonnen Frischsubstanz pro Jahr). Mit Hilfe von KTBL-Werten für die spezifische Gasausbeute wird der daraus entstehende Methanertrag berechnet.

### 2. Bauteilauslegung

Der Silolagererraum wird anhand der Lagerdichte und -dauer der Einsatzstoffe kalkuliert. Die Größe der übrigen Behälter ergibt sich aus der vorgegebenen Verweildauer.

### 3. BHKW-Auslegung

Hier werden die elektrische Leistung und die Nutzungsgrade (elektrisch und thermisch) des BHKWs erfasst.

### 4. Einspeisung Elektrizität

In diesem Schritt findet die Berechnung der erzeugten Strommenge statt. Diese ist wiederum verlustbehaftet, sodass sich erst nach Abzug von Niederspannungs- und ggf. Trafoverlusten die tatsächlich eingespeiste und vergütete Strommenge ergibt.

### 5. Wirtschaftlichkeitsabschätzung

#### 5.1 Einnahmen

Je nach Repoweringkonzept werden die konzeptspezifischen Einnahmen, z.B. durch Kraftstoffverkauf,

Marktpremie etc. erfasst. Zudem ist die Berechnung der entstehenden Wärme, des Wärmebedarfs für den Fermenter sowie der verkauften Wärmemenge und der daraus resultierenden Einnahmen hier zu finden. Es wird ebenfalls eine Gutschrift für vermiedene Mineraldüngerkosten durch Gärproduktdüngung berücksichtigt.

## 5.2 Ausgaben

### Kapitalkosten

Hier erfolgt die Zusammenstellung der Investitionskosten bzw. des Kapitaldienstes nach Baugruppe gemäß Tabelle 14. Zunächst wird für jede Baugruppe der Anschaffungswert als Produkt eines volumen- bzw. leistungsspezifischen Kostensatzes mit der jeweiligen Bauteilgröße berechnet. Der Kostensatz ergibt sich aus einer größenabhängigen Funktion, die auf Literaturdaten und Erfahrungswerten von C.A.R.M.E.N. e.V. beruht. Die tatsächlich angesetzten Investitionskosten ergeben sich als prozentualer Anteil des Anschaffungswerts, wobei der Prozentwert den Aufwand für die Generalüberholung darstellt, welcher an Hand der konkreten technischen Daten der untersuchten Biogasanlagen abgeschätzt wurde. Hierzu konnte, neben den bisherigen Erfahrungswerten der Betreiber und von C.A.R.M.E.N. e.V., auf die Ergebnisse der Begutachtung durch einen Sachverständigen zurückgegriffen werden.

Anschließend findet die Berechnung des Kapitaldienstes, also von Zins und Tilgung, anhand der Annuitätenmethode statt. Die zugrunde gelegten Nutzungsdauern sind in Tabelle 15 aufgeführt.

### Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, Sonstiges

Die Grundlage für die spezifischen Instandhaltungssätze für die einzelnen Baugruppen stellen Literatur- in Kombination mit Erfahrungswerten dar. Es werden u. a. die Kosten für den Zukauf von Substraten, Laborbetreuung, Anlagenversicherung und Verwaltung berechnet. Es können außerdem die Bürgschaftskosten für den Rückbau der Anlage aufgeführt werden. Der Bedarf an Elektrizität wird aufgeteilt in Bedarf für den Betrieb der Biogasanlage und ggf. Bedarf für das vorhandene Wärmenetz.

Allen unter diesem Punkt aufgeführten Kostenangaben liegt eine jährliche Preissteigerung von 1 % zugrunde.

## 5.3 Zusammenstellung

Hier erfolgt ein Überblick über die wichtigsten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Es werden alle Einnahmen sowie Ausgaben aggregiert aufgeführt und daraus der Gewinn errechnet.

## 6. Kennzahlen

Abschließend werden wichtige Kennzahlen, die die Wirtschaftlichkeit der Anlage und die Gestehungskosten der erzeugten Produkte darstellen, aufgeführt.

Werte festgelegt durch Projektteam	
Werte aus der Literatur	
Ergebniswerte	

Auswahl einiger wichtiger Formeln:

$$\text{Annuität} = \frac{\left(\frac{\text{Zinssatz}}{100\%} + 1\right)^{\text{Nutzungsdauer}} \cdot \frac{\text{Zinssatz}}{100\%}}{\left(\frac{\text{Zinssatz}}{100\%} + 1\right)^{\text{Nutzungsdauer}} - 1} * 100\%$$

$$\text{Kapitaldienst} = \text{Annuität} * \text{Investitionskosten}$$

$$\text{Zinskosten} = \frac{\text{Investitionskosten} * \text{Zinssatz}}{1,75}$$

$$\text{Unternehmergewinn} = \text{Einnahmen} - \text{Kosten}$$

$$\text{Gesamtkapitalrentabilität} = \frac{\text{Unternehmergewinn} + \text{Zinskosten}}{\frac{\text{Investitionskosten}}{2}}$$

$$\text{Cash-Flow} = \text{Unternehmergewinn} + \text{Abschreibung}$$

Tabelle 15: Ausführliche Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage in der Ausschreibung (Förderperiode 2)

1. Vorgesehener Substrateinsatz				
Einsatzstoff	FS / a	TS	Methanertrag	
Rindermist	1.000 t / a	21,7 %	57,0 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / t FS	57.000 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / a
Rindergülle	3.790 t / a	6,0 %	10,4 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / t FS	39.416 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / a
Getreidekorn	200 t / a	87,6 %	323,2 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / t FS	64.640 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / a
Maissilage	6.000 t / a	34,0 %	109,17 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / t FS	655.020 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / a
Grassilage	2.000 t / a	25,0 %	70,9 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / t FS	141.800 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / a
Getreide-GPS	600 t / a	0,0 %	90,2 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / t FS	54.120 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / a
Kleegras	500 t / a	18,2 %	59,8 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / t FS	29.900 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / a
Durchwachsene Silphie	400 t / a	28,0 %	72,5 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / t FS	29.000 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / a
Maisstroh	500 t / a	65,0 %	158,2 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / t FS	79.100 m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> / a
<b>Summe Jahr</b>	<b>14.990 t / a</b>			<b>1.149.996 m<sup>3</sup><sub>CH4</sub> / a</b>
<b>Summe Tag</b>	<b>41,07 t / d</b>			<b>3.151 m<sup>3</sup><sub>CH4</sub> / d</b>
	<b>41,4 %</b>	<b>Maisanteil</b>	<b>„Maisdeckel“ nach EEG 2017 eingehalten</b>	

## 2. Bauteilauslegung

	Verweilzeit	Bauteilgröße
Silolageraum		13.104 m <sup>3</sup>
Vorgrube	9 d	90 m <sup>3</sup>
Einbringung	1,6 d	142 m <sup>3</sup>
Fermenter	47 d	1.930 m <sup>3</sup>
Nachgärer	47 d	1.930 m <sup>3</sup>
Gärproduktlager gasdicht	100 d	3.300 m <sup>3</sup>
Gärproduktlager offen	150 d	5.000 m <sup>3</sup>

## 3. BHKW-Auslegung

	Wirkungsgrad	Leistung
El. Jahresnutzungsgrad	38,0 %	1.000 kW <sub>el</sub>
Th. Jahresnutzungsgrad	43,0 %	1.132 kW <sub>th</sub>
Feuerungswärmeleistung		2.632 kW <sub>F</sub>
Bemessungsleistung		497 kW <sub>el</sub>

## 4. Einspeisung Elektrizität

	Anteil Verluste	Strommenge
Stromproduktion		4.356.486 kWh <sub>el</sub> / a
Verluste Niederspannung	0,5 %	21.782 kWh <sub>el</sub> / a
Einspeisung		4.334.704 kWh <sub>el</sub> / a

## 5. Wirtschaftlichkeitsabschätzung

### 5.1 Einnahmen

	Menge	Anteil	Vergütung	Einnahmen
<b>Strom:</b>				
Ausschreibung			0,1550 € / kWh <sub>el</sub>	671.879 € / a
Flexzuschlag			40 € / kW	40.000 € / a
<b>Wärme:</b>				
Erzeugung	4.930.148 kWh <sub>th</sub> / a			
Fermenterbedarf	1.725.552 kWh <sub>th</sub> / a	35 %		
Netto-Angebot	3.204.596 kWh <sub>th</sub> / a			
tatsächlicher Verkauf	1.400.000 kWh <sub>th</sub> / a		0,02 € / kWh <sub>th</sub>	28.000 € / a
<b>Gärproduktverwertung:</b>				
Düngewert (Gärprodukt ohne WiDü)	7.573 m <sup>3</sup> / a	50 %	10,00 € / m <sup>3</sup>	37.865 € / a

## 5.2 Ausgaben

### Kapitalkosten

	Spezifische Investitionskosten	Anschaffungswert	Aufwand für Generalüberholung	Investitionskosten
Vorgrube	182,99 € / m <sup>3</sup>	16.469 €	30 %	4.941 €
Netzanschluss	130,00 € / kW <sub>el</sub>	130.000 €	20 %	26.000 €
Fermenter	54,18 € / m <sup>3</sup>	104.567 €	20 %	20.913 €
Nachgärer	54,18 € / m <sup>3</sup>	104.567 €	20 %	20.913 €
Gärproduktlager gasdicht	29,96 € / m <sup>3</sup>	98.868 €	20 %	19.774 €
Gärproduktlager offen	23,70 € / m <sup>3</sup>	118.500 €	0 %	0 €
Fahrerloanlage	27,23 € / m <sup>3</sup>	356.822 €	20 %	71.364 €
Einbringung	432,26 € / m <sup>3</sup>	61.381 €	70 %	42.967 €
Langachsührwerke	2 St.	14.400 €	100 %	14.400 €
Tachmotorrührwerke	4 St.	21.600 €	100 %	21.600 €
BHKW	394,00 € / kW <sub>el</sub>			
anteilig davon Motor	40 %	157.600 €	50 %	78.800 €
anteilig davon Rest	60 %	236.400 €	50 %	118.200 €
Gebäude, Wege, Peripherie		129.117 €	10 %	12.912 €
Umwallung				15.000 €
Technikkomponenten einfach		193.676 €	10 %	19.368 €
Technikkomponenten fein		193.676 €	50 %	96.838 €
Pufferspeicher		40.000 €	20 %	8.000 €
Gasspeicher		80.000 €	20 %	16.000 €
Teilnahme an Ausschreibung				10.000 €
Planung und Genehmigung		96.912 €	10 %	9.691 €
<b>Summe Kapitaleinsatz</b>		<b>2.154.555 €</b>		<b>627.681 €</b>

Auf Basis eines kalkulatorischen Zinssatzes von 3,0 % und einer installierten BHKW-Leistung von 1.000 kW<sub>el</sub> ergibt sich ein spezifischer Anschaffungswert von 2.155 €/kW<sub>el</sub>.

Fortsetzung Kapitalkosten auf der folgenden Seite.

	Nutzungsdauer	Annuität	Kapitaldienst
Vorgrube	10,0 a	11,7 %	578 € / a
Netzanschluss	14,0 a	8,9 %	2.314 € / a
Fermenter	14,0 a	8,9 %	1.861 € / a
Nachgärer	14,0 a	8,9 %	1.861 € / a
Gärproduktlager gasdicht	14,0 a	8,9 %	1.760 € / a
Gärproduktlager offen			
Fahrerloanlage	20,0 a	6,7 %	4.781 € / a
Einbringung	14,0 a	8,9 %	3.824 € / a
Langachsührwerke	10,0 a	11,7 %	1.685 € / a
Tauchmotorührwerke	7,0 a	16,1 %	3.478 € / a
BHKW			
anteilig davon Motor	14,0 a	8,9 %	7.013 € / a
anteilig davon Rest	14,0 a	8,9 %	10.520 € / a
Gebäude, Wege, Peripherie	10,0 a	11,7 %	1.511 € / a
Umwallung	10,0 a	11,7 %	1.755 € / a
Technikkomponenten einfach	10,0 a	11,7 %	2.266 € / a
Technikkomponenten fein	7,0 a	16,1 %	15.589 € / a
Pufferspeicher	14,0 a	8,9 %	712 € / a
Gasspeicher	14,0 a	8,9 %	1.424 € / a
Teilnahme an Ausschreibung	10,0 a	11,7 %	1.170 € / a
Planung und Genehmigung	10,0 a	11,7 %	1.134 € / a
<b>Summe Kapitaldienst</b>			<b>65.236 € / a</b>



Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, Sonstiges			
	Anteil von Anschaffung		Gesamtkosten
Bau	1,0 %		11.082 € / a
BHKW	0,0082 € / kWh <sub>el</sub>	Vollwartungsvertrag	37.374 € / a
Rührwerke	7,0 %		2.636 € / a
Einbringung	7,0 %		4.493 € / a
Technikkomponenten einfach	3,0 %		6.080 € / a
Technikkomponenten fein	7,0 %		14.188 € / a
Speicher	1,5 %		1.883 € / a
Anlagenbedienung u. -reinigung	2.235 h / a	15,00 € / h	35.074 € / a

Verbrauchsgebundene Kosten			
	Menge	spez. Kosten	Gesamtkosten
Rindermist	1.000 t / a	3,00 € / t	3.139 € / a
Rindergülle	3.790 t / a	0,00 € / t	0 € / a
Maisstroh	500 t / a	60,00 € / t	31.386 € / a
Getreidekorn	200 t / a	140,00 € / t	29.294 € / a
Durchwachsene Silphie	400 t / a	30,00 € / t	12.554 € / a
Maissilage	6.000 t / a	35,00 € / t	219.706 € / a
Grassilage	2.000 t / a	35,00 € / t	73.235 € / a
Getreide-GPS	600 t / a	35,00 € / t	21.971 € / a
Kleegras	500 t / a	15,00 € / t	7.847 € / a
Eigenbedarf Elektrizität	12,0 %	0,20 € / kWh <sub>el</sub>	109.389 € / a
Bedarf Elektrizität Wärmenetz	1,5 %	0,20 € / kWh <sub>el</sub>	4.394 € / a
Ausbringkosten (Gärprodukt ohne Wirtschaftsdünger)	7.573 m <sup>3</sup> / a	4,00 € / m <sup>3</sup>	31.692 € / a

Sonstige Kosten			
	Investition	Anteil	Gesamtkosten
Laborbetreuung			2.092 € / a
Versicherung	2.154.555 €	0,5 %	11.273 € / a
Verwaltung allgemein			2.092 € / a
<b>Summe laufende Kosten</b>			<b>672.874 € / a</b>

5.3 Zusammenstellung		
5.1 Einnahmen		Gesamt
Ausschreibung	671.879 € / a	777.744 € / a
Flexzuschlag	40.000 € / a	
Wärmeverkauf	28.000 € / a	
Düngewert	37.865 € / a	
5.2 Ausgaben		Gesamt
Kapitalkosten	65.236 € / a	738.110 € / a
Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, sonstiges	672.874 € / a	
<b>Unternehmergewinn</b>	39.634 € / a	
<b>Lohnansatz</b>	35.074 € / a	
<b>Gewinn</b>	74.708 € / a	

6. Kennzahlen		
Bei Betrachtung Gesamtkapitalrentabilität		
Invest		627.681 €
Gesamtkapitalrentabilität		16,1 %
Cash-Flow		
Invest		627.681 €
Cash-Flow		93.864 € / a
Bei Betrachtung der Arbeitszeitverwertung		
Gewinn ohne vorweg genommene Arbeitszeitvergütung		74.708 € / a
Arbeitszeitverwertung	2.235 h / a	33,43 € / Akh
Gestehungskosten netto		
Gestehungskosten Strom		17,03 € / kWh <sub>el</sub>
Gestehungskosten Gas	bezogen auf Heizwert	6,44 € / kWh <sub>F</sub>

## 8.2 Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Entwicklungen der rechtlichen Rahmenbedingungen	14
Abb. 2: Auflistung einschlägiger Regelwerke	15
Abb. 3: Biogasanlage	16
Abb. 4: Beispielanlage im Ausschreibungsmodell	26
Abb. 5: Standardanlage im Kraftstoffmodell	36
Abb. 6: Standardanlage als Neubau einer Gülle-Kleinanlage	40
Abb. 7: Was zählt als Eigenverbrauch?	43
Abb. 8: Höhe der Abgaben und Umlagen bei Direktlieferung	44
Abb. 9: Stromgestehungskosten der Biogasanlagen	45
Abb. 10: Struktur einer rohgasseitigen Bündelung	46
Abb. 11: Struktur eines Betreiberzusammenschlusses	48
Abb. 12: Nutzungsmöglichkeiten der Stoffe aus einer Bioraffinerie	51
Abb. 13: Effizienzsteigerungskategorien	55

## 8.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Checkliste für den erfolgreichen Weiterbetrieb	10
Tabelle 2: Prüfungsarten bei bautechnischer Begutachtung der Betonbehälter	12
Tabelle 3: Checkliste Generalüberholungsbedarf (an 10 Biogasbestandsanlagen ermittelt)	17
Tabelle 5: Checkliste für zu tätige konzeptübergreifende Maßnahmen	23
Tabelle 4: Auswertung der Entscheidungshilfe	22
Tabelle 6: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Beispielanlage in der Ausschreibung (Förderperiode 2)	27
Tabelle 7: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage in der Ausschreibung (Förderperiode 2)	28
Tabelle 8: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Beispielanlage im Kraftstoffmodell (Förderperiode 2)	34
Tabelle 9: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage im Kraftstoffmodell (Förderperiode 2)	37
Tabelle 10: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage als Neubau einer Gülle-Kleinanlage	40
Tabelle 11: Abriss- und Entsorgungskosten wesentlicher Reststoffe	54
Tabelle 12: Detektierte Gasleckagen und mögliche Maßnahmen	60
Tabelle 13: Übersicht einer Auswahl konzeptspezifischer Effizienzmaßnahmen	63
Tabelle 14: Übersicht Baugruppen der Standardanlage	67
Tabelle 15: Ausführliche Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage in der Ausschreibung	69

## 8.4 Abkürzungsverzeichnis

Akh	Arbeitskraftstunde
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
BayStMUV	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz
BetrSichV	Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln
BGVA3	jetzt DGUV V3
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
C.A.R.M.E.N. e.V.	Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.
CH <sub>4</sub>	Methan
CNG	Compressed Natural Gas
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CRC	Clausius Rankine Cycle
ct	Euro-Cent
DGUV V3	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung, Vorschrift 3: Prüfung elektrischer Betriebsmittel
DIN	Deutsches Institut für Normung
DIN EN	Zusatz EN steht für Europäische Norm
DüMV	Düngemittelverordnung
DüV	Düngeverordnung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EC	Electronic Cash
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EitKU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPDM	Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk - Synthetikgummi
EVU	Energieversorgungsunternehmen
Flex-BHKW	Blockheizkraftwerk, das bedarfsorientiert betrieben wird
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe
FS	Frischsubstanz
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts
GefStoffV	Gefahrstoffverordnung
GPS	Ganzpflanzensilage
GV	Großvieheinheit
IT	Informationstechnologie
JGS-Anlagen	Jauche- Gülle- und Silagesickersaftanlagen
KAS	Kommission für Anlagensicherheit
km	Kilometer
K.o.	Knockout

kW <sub>el</sub>	Kilowatt elektrisch
kW <sub>th</sub>	Kilowatt thermisch
kWh	Kilowattstunde
kWF	Kilowatt Feuerungswärmeleistung
LAI	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Liquified Natural Gas
Mio.	Million
MSR	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
MW <sub>el</sub>	Megawatt (elektrisch)
MwSt.	Mehrwertsteuer
ORC	Organic Rankine Cycle
PKW	Personenkraftwagen
PLT	Prozessleittechnik
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid - ein Kunststoff
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU
REzAB	Repoweringmaßnahmen hinsichtlich zukünftiger Aufgaben von Biogasanlagen
Sat	Satelliten
SCR	Selective Catalytic Reduction – Selektive katalytische Reduktion
St	Stück
StromStG	Stromsteuergesetz
SVLFG	Sozialversicherung für Landwirtschaft, Forsten und Gartenbau
t	Tonne
TA-Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
THG	Treibhausgas
TI4	Technische Informationen 4
TRAS	Technische Regeln für Anlagensicherheit
TRBS	Technische Regeln für Betriebssicherheit
TRGS	Technische Regeln für Gefahrstoffe - Tätigkeiten bei der Herstellung von Biogas
TRwS	Technische Regel wassergefährdende Stoffe
TS	Trockensubstanz
VDE-Normen	Normen, die der Verband deutscher Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik festlegt
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VdS	Verband der Schadenversicherer
WHG	Wasserhaushaltsgesetz

**Technische Hochschule Ingolstadt  
Institut für neue Energie-Systeme**

Esplanade 10  
85049 Ingolstadt  
E-Mail: InES@thi.de

**FH Münster  
Fachbereich Energie Gebäude Umwelt**

Stegerwaldstr. 39  
48565 Steinfurt  
E-Mail: wetter@fh-muenster.de

**C.A.R.M.E.N. e.V.  
Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.**

Schulgasse 18  
94315 Straubing  
E-Mail: contact@carmen-ev.de