


Regionalperspektive
BIOGAS

„Regionalanalyse und Entwicklung von Geschäftsmodel-
len für einen Post-EEG-Betrieb von Biogasanlagen auf
Basis von Rest- und Abfallstoffen“

gefördert unter den Aktenzeichen
AZ 34663/01 und AZ 34663/02 durch die
Deutsche Bundesstiftung Umwelt

gefördert durch



Deutsche
Bundesstiftung Umwelt

www.dbu.de

Abschlussbericht

15.11.2023

Prof. Dr.-Ing. Sandra Rosenberger, Prof. Dr. Tim Wawer

Mathias Heiker, Anica Mertins,

Michael Fedler, Andreas Witte, Ingo Große-Kracht

I. Inhaltsverzeichnis

II. Abbildungsverzeichnis.....	III
1. Eckdaten des Projektes.....	1
2. Leitfaden für Landkreise.....	2
3. Bestimmung des Status Quo.....	4
3.1 Auswertung öffentlich verfügbarer Daten.....	4
3.2 Befragungen.....	6
4. Ermittlung von Potenzialen.....	8
4.1 Identifikation von Rest- und Abfallstoffen in einer Region.....	8
4.2 Modellierung des potenziellen Biogasertrags bei zunehmendem Einsatz von Rest- und Abfallstoffen.....	9
4.3 Identifikation alternativer Geschäftsmodelle für Bestandsbiogasanlagen.....	10
4.4 Potenziale verschiedener Geschäftsmodelle aus Betreibendensicht.....	14
4.5 Ökobilanzen von Biogasanlagen.....	16
5. Entwicklung regionaler Optionen.....	18
5.1 Einzelbetriebliche Geschäftsmodelloptimierung.....	18
5.2 Modellierung eines Biogasclusters.....	21
6. Ergebnisverwertung.....	24

II. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Leitfaden zur Unterstützung von Landkreisen und Kommunen	3
Abbildung 2: Systematik zur Identifikation der Anlagendaten der Bestandsbiogasanlagen	4
Abbildung 3: Definition der drei generischen Anlagentypen im Landkreis Osnabrück	5
Abbildung 4: Typisierung und Verortung im Landkreis	5
Abbildung 5: Bedeutung von Biogas für den Landkreis	5
Abbildung 6: Auslaufen von Biogasbestandsanlagen aus der ersten EEG-Förderperiode	6
Abbildung 7: Anzahl der durchgeführten Befragungen	6
Abbildung 8: Abweichung wesentlicher technischer Daten Befragung und öffentlich zugänglicher Daten	7
Abbildung 9: Definition und Klassifikation der im Projekt betrachteten Rest- und Abfallstoffe	8
Abbildung 10: Systematik zur Identifikation und Verortung der Rest- und Abfallstoffe in einer Region	9
Abbildung 11: Substratverfügbarkeiten, Substratnutzung und Biogasverwertungswege im Landkreis Osnabrück	9
Abbildung 12: Auswirkung eines erhöhten Einsatzes verfügbarer Rest- und Abfallstoffe als Substrate in vorhandenen Fermentern im Landkreis auf die Energiebereitstellung	10
Abbildung 13: Technische Nutzungspfade und dazugehörige Geschäftsmodelle für Biogasanlagen	11
Abbildung 14: Biogas in den Sektoren Strom- und Wärmenutzung sowie Gasaufbereitung – Potenzialanalyse für den Landkreis Osnabrück unter der Annahme, dass alle Bestandsbiogasanlagen in einem Abstand < 1km vom bestehenden Gasnetz in die Biogasaufbereitung wechseln.	12
Abbildung 15: Ergebnis der Modellierung einer gemeinschaftlichen Aufbereitungsinfrastruktur im Landkreis Osnabrück	13
Abbildung 16: Nutzungskonkurrenz im Gasnetz zwischen Biomethan und Wasserstoff	14
Abbildung 17: Bilanzrahmen der Biogasanlage	16
Abbildung 18: Ergebnis der Ökobilanz	17
Abbildung 19: Einzelbetriebliches Biogasmodell inklusive der betrachteten Komponenten	19
Abbildung 20: Ergebnisse der einzelbetrieblichen Modellierung unter verschiedenen Marktpreisen für Biomethan und THG-Quotenerlösen für eine generische Biogasanlage mit 1100 kW _{el} installierter Leistung bei einem Strompreis von 0,038 €/kWh _{el} und einem Wärmepreis von 0,05 €/kWh _{th} .	20
Abbildung 21: Systematik der Clustermodellierung	21
Abbildung 22: Ergebnisse Clusterbetrachtung 24 Biogasanlagen im Südkreis Osnabrück bei Teilnahme im volatilen Strom- und Wärmemarkt durch Kraft-Wärme-Kopplung	22

Abbildung 23: Ergebnisse Clusterbetrachtung Südkreis mit Kraft-Wärme-Kopplung und Aufbereitung von Biogas zu Biomethan bzw. CNG/LNG zur Nutzung im Kraftstoffsektor	22
Abbildung 24: Nutzung der Energiemengen in den modellierten Szenarien	23
Abbildung 25: Systematik der Regionalmodellierung	

1. Eckdaten des Projektes

Projektgesamtkosten	464.458 €
Beantragter Fördermittelanteil	434.787 €
Projektlaufzeit	3 Jahre 11 Monate
Beginn	01.10.2019

Projektteam

- Prof. Dr.-Ing. Sandra Rosenberger, Hochschule Osnabrück (Projektleitung und Biogassystemtechnik)
- Prof. Dr. Tim Wawer, Hochschule Osnabrück (Energiewirtschaft und Geschäftsmodelle)
- Mathias Heiker, Hochschule Osnabrück
- Anica Mertins, Hochschule Osnabrück
- Michael Fedler, Landkreis Osnabrück (Referat für strategische Planung)
- Andreas Witte, Landkreis Osnabrück (Referat für strategische Planung)
- Ingo Große-Kracht, Landkreis Osnabrück (Referat für strategische Planung)

Beirat

- Rikka Wittstock, AWIGO Abfallwirtschaft Osnabrück GmbH
- Christian Niehaves, ENERGOS Energiewirtschaft Landkreis Osnabrück GmbH
- Jörg Schomborg, Landwirtschaftskammer Niedersachsen KdöR, Bezirksstelle Osnabrück
- Friedrich Brinkmann, Hauptverband des Osnabrücker Landvolkes e.V.
- Jürgen Tenbrink, EnviTec Anlagenbau GmbH & Co. KG
- Malte Reuter, Umweltbundesamt

2. Leitfaden für Landkreise

Das Forschungsprojekt „Regionalperspektive Biogas“ untersuchte den nachhaltigen Post-EEG-Betrieb von Biogasanlagen. Hierbei wird unter anderem ein erhöhter Einsatz von regionalen biologischen Rest- und Abfallstoffen angestrebt. Das Projekt hat einen regionalen Fokus, sodass regionale Energie- und Klimaziele, die Erhaltung der regionalen Wertschöpfung und die Interessen der regionalen Energie-, Abfall- und Landwirtschaft in die Untersuchung einbezogen werden. Die regionale Betrachtung erfolgte im Rahmen des Projektes anhand des Landkreis Osnabrück, die Methodik ist jedoch übertragbar und somit in jeder anderen Region in Deutschland anwendbar. Es erfolgte unter anderem eine modellhafte Analyse der konkreten Biogaswirtschaft unter Einbeziehung der relevanten Akteure und regionalen Rahmenbedingungen. Das zentrale Ziel stellt der Erhalt der Biogasbranche dar.

Als zentrales Projektergebnis wurde ein Leitfaden für Landkreise, Kommunen und Gemeinden entwickelt (siehe Abbildung 1). Der Leitfaden dient als Grundlage für die Unterstützung der Biogasanlagenbetreibenden bei dem Übergang in den Post-EEG-Betrieb. In dem Leitfaden werden strukturiert die einzelnen Phasen und Meilensteine dargestellt, die dazu dienen möglichst gut auf den Post-EEG-Betrieb der Anlagen vorbereitet zu sein. Nach Durchlaufen des Leitfadens hat ein Landkreis einen breiten Überblick über den Bestand und die aktuelle Nutzung der Bestandsbiogasanlagen, sowie Optionen für die Entwicklung der Branche in der betrachteten Region aufgedeckt.

Der Leitfaden enthält vier zentrale Meilensteine: „Status Quo bekannt“, „Potenziale ermittelt“, „Regionale Optionen identifiziert“ und „Strategie für die Zukunft“. Das Projekt fokussierte sich auf die Erreichung der Meilensteine 1-3 und übergab die Ergebnisse durch die Organisation eines Fachtages an den Landkreis Osnabrück und seine Kommunen.

Der vorliegende Projektbericht orientiert sich in der Struktur an dem Leitfaden, sodass die Maßnahmen zur Erreichung der Meilensteine chronologisch vorgestellt werden. In Kapitel 3 werden Maßnahmen zur Bestimmung des Status Quo beschrieben, in Kapitel 4 anschließend die Schritte zur Ermittlung von Potenzialen. In Kapitel 5 wird abschließend die Ergebnisverwertung innerhalb des Projektes dargestellt.

Der Leitfaden wurde im Rahmen des Biogasinnovationskongresses 2023 vorgestellt und die Vorgehensweise zur Erstellung und Anwendung veröffentlicht [3].

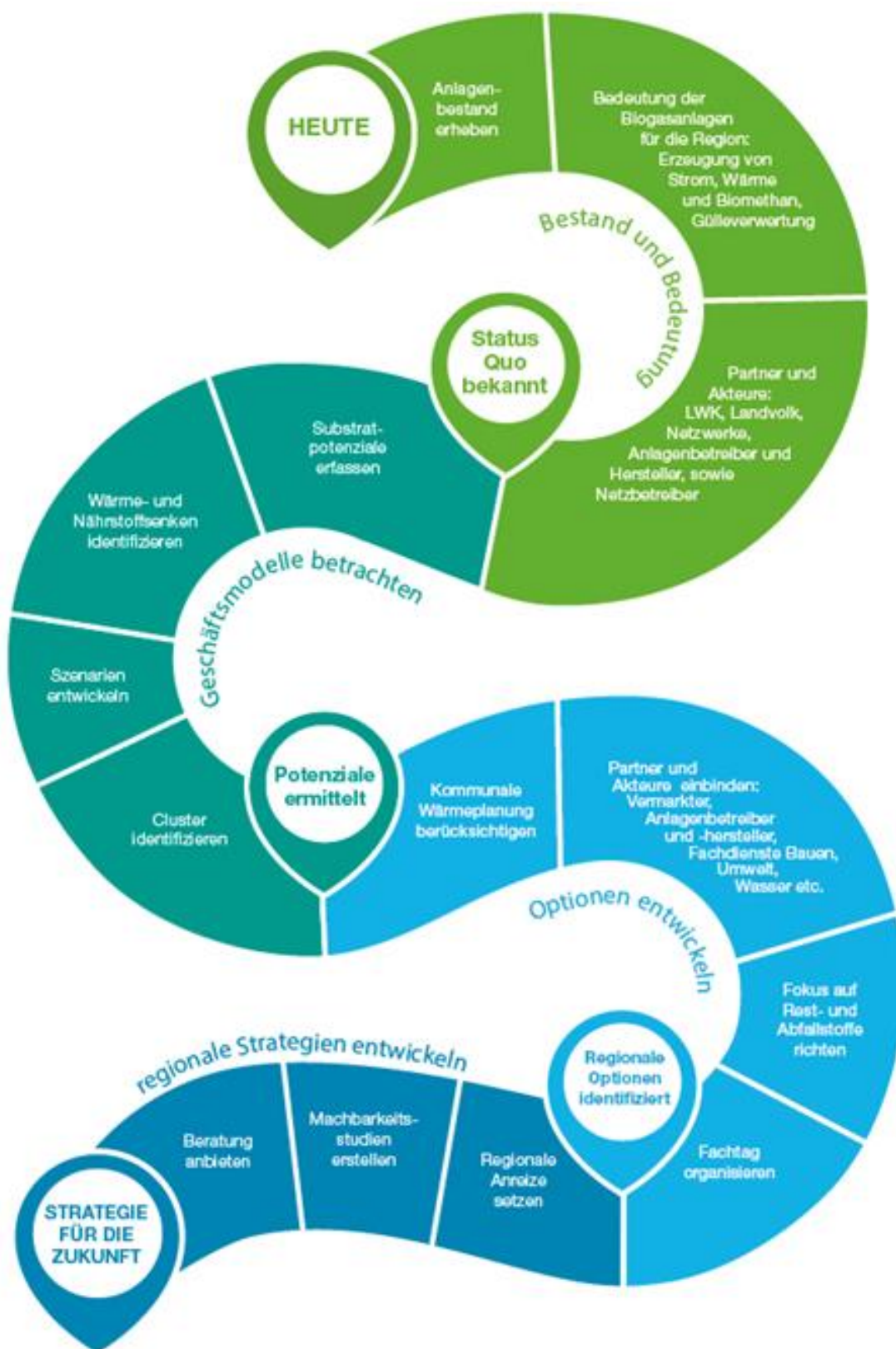


Abbildung 1: Leitfaden zur Unterstützung von Landkreisen und Kommunen

3. Bestimmung des Status Quo

Der erste wesentliche Schritt zur Strategieentwicklung für Biogasanlagen in einer Region wie z.B. einem Landkreis ist die Bestimmung des Status Quo. In der Regel gibt es keine exakte Übersicht über den Biogasanlagenbestand. Hierbei gibt es verschiedene Ansätze den Bestand zu erfassen [4]. Im Rahmen des Projektes wurde ein neuartiger Ansatz entwickelt, der basierend auf öffentlich zugänglichen Daten den Anlagenbestand detailliert erfassen und darstellen kann. Die Methodik wird im Folgenden vorgestellt.

3.1 Auswertung öffentlich verfügbarer Daten

Im Rahmen des Projektes wurde eine innovative Methode entwickelt, die ausschließlich auf öffentlich verfügbaren Daten beruht und somit übertragbar ist. Die Methodik ist in Abbildung 2 schematisch dargestellt und wurde im Rahmen der 5. Regenerativen Energietechnik Konferenz in Nordhausen 2022 vorgestellt [5].

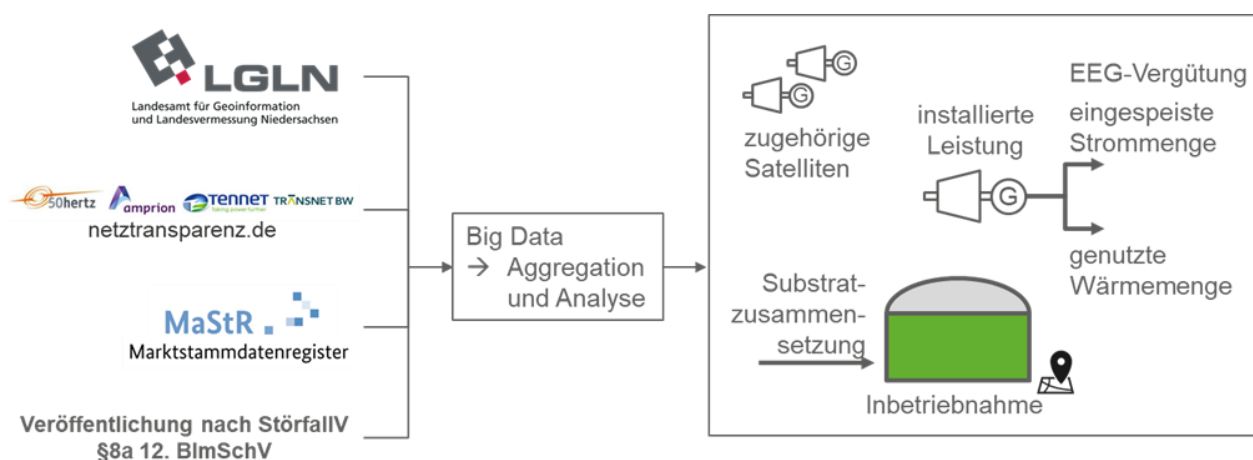


Abbildung 2: Systematik zur Identifikation der Anlagendaten der Bestandsbiogasanlagen [6]

Es wurden verschiedene Datenquellen genutzt, die unterschiedliche Informationen liefern. Wesentliche Quellen waren insbesondere das Marktstammdatenregister, das alle Stromerzeugungseinheiten, also auch Biomasse-BHKW beinhaltet [7]. Die Betriebsweise der Anlage lässt sich jedoch erst nach Auswertung der von den vier Übertragungsnetzbetreibern auf der Internetseite www.netztransparenz.de veröffentlichten Daten analysieren [8, 9]. Darüber hinaus liefert das Landesamt für Geoinformation und Landesvermessung Niedersachsen einen GIS (Geoinformationssystem)-Datensatz mit den exakten Standorten der Fermenter [10]. Es werden große Datenmengen genutzt, die mittels Python aggregiert, aufbereitet und ausgewertet werden können. Eine Auswertung mittels Tabellenkalkulationsprogramm ist bereits bei der Datenmenge für den Landkreis Osnabrück nicht mehr möglich.

Als Ergebnis entsteht ein Datensatz der bestehenden Biogasanlagen in der betrachteten Region. Neben dem Standort des Fermenters lassen sich Aussagen zu den angeschlossenen Satelliten-BHKW, zur gesamten installierten BHKW-Leistung, zur eingespeisten Strommenge und dazugehörigen EEG-Vergütung sowie zum Anteil der genutzten Wärmemenge treffen. Auch die Erstinbetriebnahme und die Substratzusammensetzung der einzelnen Fermenter werden dargestellt.

Basierend auf der umfassenden Übersicht lassen sich verschiedene Typen von Bestandsbiogasanlagen definieren, die in der weiteren Betrachtung Rückschlüsse für den Weiterbetrieb dieser Anlagentypen vereinfachen. Für den Landkreis Osnabrück wurden drei wesentliche Anlagentypen identifiziert, die sich insbesondere durch die eingebrachten Substrate, die installierte Leistung und

die Betriebsweise (flexibel oder statisch) unterscheiden. Es wurde eine NawaRo (Nachwachsende Rohstoffe)-Anlage, eine Mix-Anlage und eine Gülle-Anlage identifiziert, wie in Abbildung 3 dargestellt.

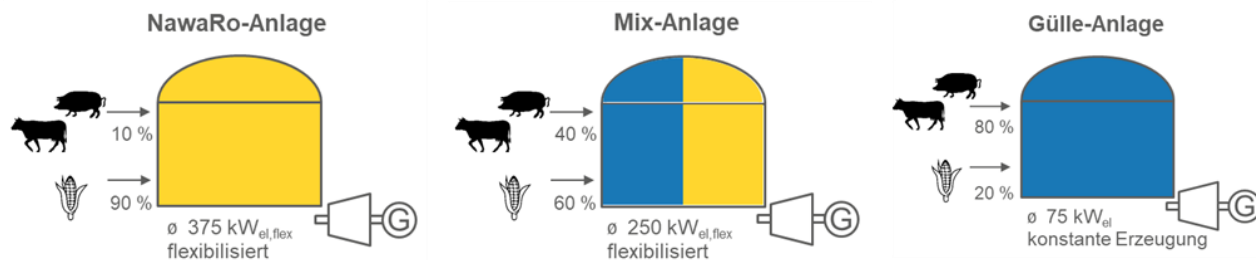


Abbildung 3: Definition der drei generischen Anlagentypen im Landkreis Osnabrück [1]

Um die regionalen Randbedingungen in der späteren Modellierung von Zukunftsszenarien einbeziehen zu können, erfolgt anschließend eine Verortung der identifizierten Anlagen als Anlagentypen in der Region (siehe Abbildung 4). Im Landkreis Osnabrück wurden 84 Fermenter mit 124 angeschlossenen Biogas-BHKW identifiziert. In der Abbildung ist darüber hinaus bereits bestehende Gasinfrastruktur als wesentliche regionale Randbedingung abgebildet.

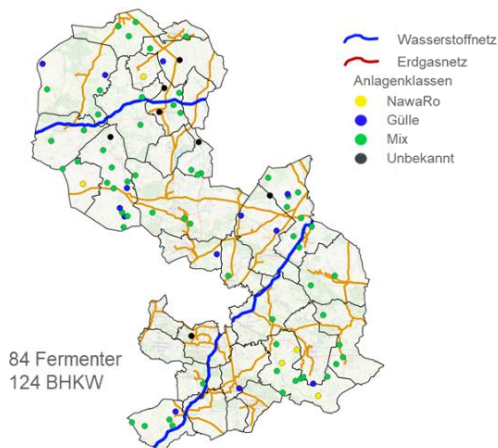


Abbildung 4: Typisierung und Verortung im Landkreis [3]

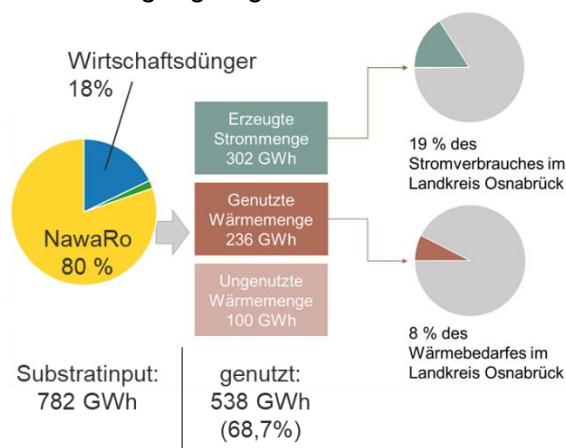


Abbildung 5: Bedeutung von Biogas für den Landkreis [3]

Zusätzlich lässt sich aus öffentlich verfügbaren Daten eine Aussage über die aktuelle Bedeutung von Biogas im betrachteten Landkreis ableiten. Die öffentlich verfügbaren Daten liefern die erzeugte und eingespeiste Strommenge sowie die genutzte Wärmemenge. Die Vergütungskategorien aus dem EEG lassen Rückschlüsse auf die eingesetzten Substrate zu. Nach Auswertung dieser Daten lässt sich Abbildung 5 erstellen, die eine Aussage über die eingesetzten Substrate und die Verwertungswege bietet.

Für die Beispielregion Landkreis Osnabrück beträgt die in Substraten gebundene Energiemenge 782 GWh, die sich auf die Substrate der Kategorien NawaRo (80 %), Wirtschaftsdünger (18 %) und kommunale Reststoffe (2 %) aufteilt. Hieraus werden 302 GWh Strom bereitgestellt (entspricht 19 % des Bedarfes des Landkreises), sowie 336 GWh Wärme erzeugt, wovon 236 GWh genutzt werden (entspricht 8 % des Bedarfes des Landkreises).

Abbildung 6 zeigt den zeitlichen Verlauf des Auslaufens der Bestandsanlagen aus der ersten EEG-Förderperiode in Deutschland und im Landkreis Osnabrück auf. Es wird deutlich, dass im Landkreis Osnabrück ein starker Zubau zwischen 2005 und 2013 stattgefunden hat. Somit betrifft das Auslaufen der Anlagen aus der Förderung den Landkreis insbesondere ab 2026, etwas später als im bundesdeutschen Schnitt.

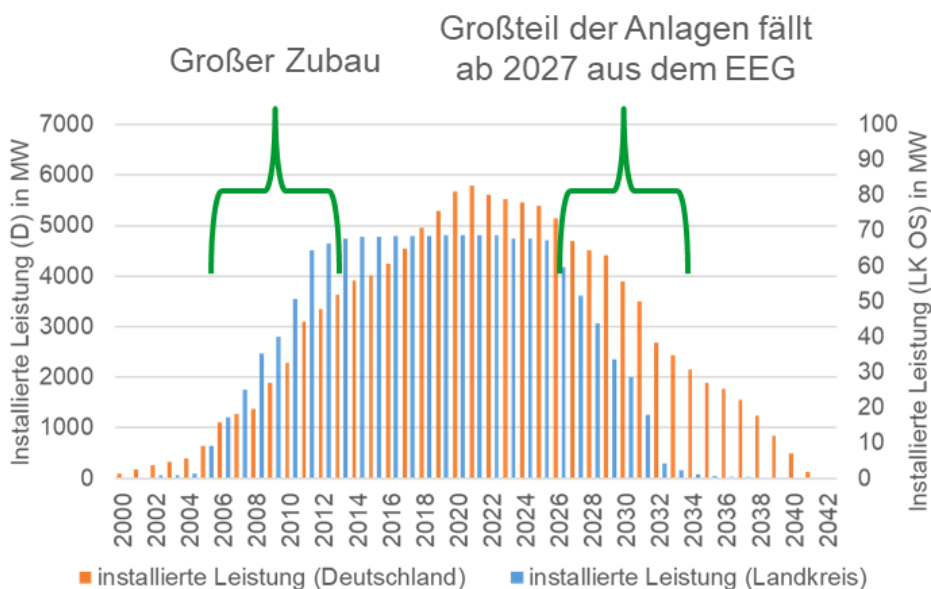


Abbildung 6: Auslaufen von Biogasbestandsanlagen aus der ersten EEG-Förderperiode [3]

Auf Basis der öffentlich verfügbaren Daten lässt sich der Bestand an Biogasanlagen ausreichend genau bestimmen. Für die weitere Potenzialermittlung liegt den Kommunen ein geodatenreferenzierter Fingerprint aller Bestandsanlagen in der Region vor.

3.2 Befragungen

Zur beispielhaften Erfassung der Biogasanlagen im Landkreis Osnabrück und zum Abgleich realer und öffentlich zugänglicher Daten wurden im Rahmen des Projektes Betreibendenbefragungen durchgeführt. Es wurden zunächst schriftliche Fragebogen an alle Anlagenbetreiber*innen im Landkreis geschickt, um die wesentlichen technischen Daten der Anlagen zu erfassen. Als die Pandemieentwicklung es ermöglicht hat, wurden anschließend ausgewählte Anlagenbetreiber*innen ausführlich befragt. Neben technischen Daten wurde ebenfalls ein halbstrukturierter Teil ergänzt, der die Einstellung der Betreibenden zu einem möglichen Post-EEG-Betrieb erfasste. Abbildung 7 zeigt die Zusammensetzung der durchgeführten Befragungen.

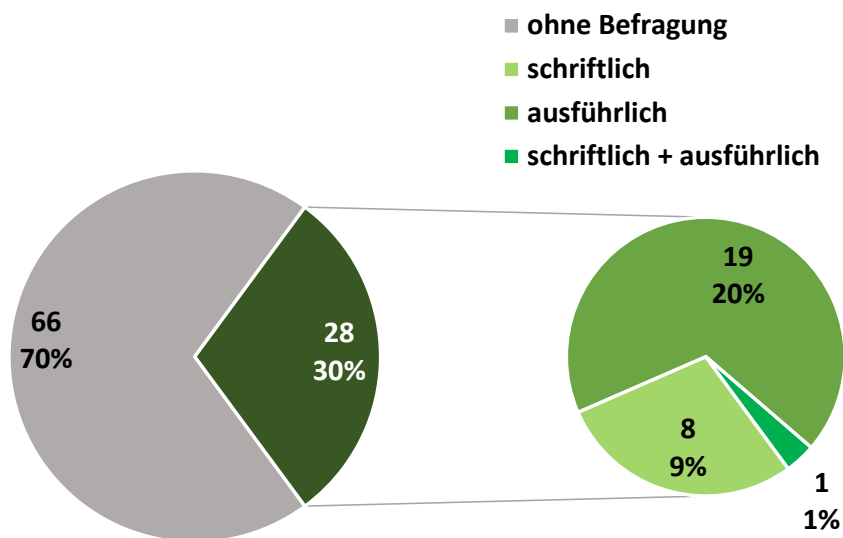


Abbildung 7: Anzahl der durchgeführten Befragungen

Ein Abgleich aus Befragung und öffentlich verfügbaren Daten hat gezeigt, dass die Betreiber*innen einige wesentlichen Daten der Anlagen sehr exakt kennen. So nennen sie sehr genau die installierten elektrischen Leistungen, auch BHKW-genau ($\sigma = \pm 3\%$, Referenz: ÜNB). Eine BHKW-genaue Zuordnung von eingespeister Strommenge und EEG-Zahlungen ist hingegen sehr ungenau (Strom: $\sigma = \pm 92\%$, EE-Zahlung: $\sigma = \pm 99\%$), wohingegen eine kumulierte Nennung dieser Daten für die gesamte Anlage deutlich bessere Ergebnisse erzielt (Strom: $\sigma = \pm 26\%$, EE-Zahlung: $\sigma = \pm 43\%$), siehe auch Abbildung 8. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass die Betreiber*innen eine sehr gute Übersicht über die wesentlichen technischen Daten ihrer Anlage besitzen, jedoch die BHKW-genaue Zuordnung der Daten teilweise schwierig ist.

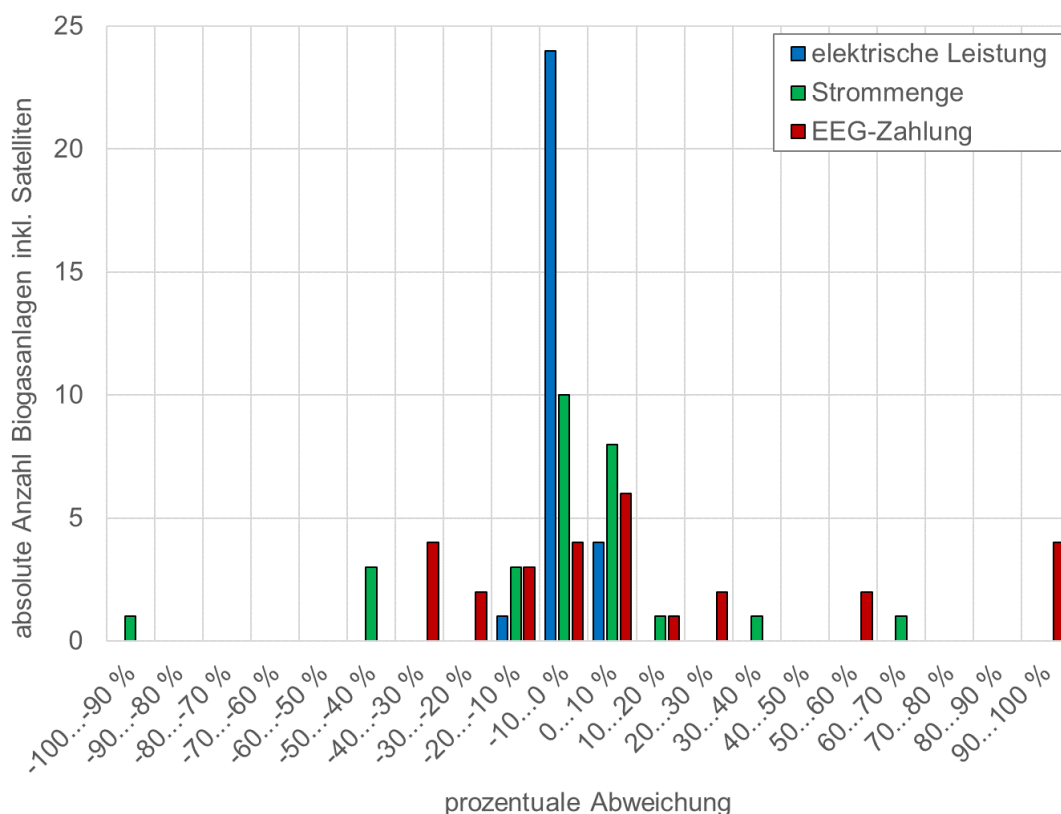


Abbildung 8: Abweichung wesentlicher technischer Daten zwischen den Angaben aus der Befragung und öffentlich zugänglichen Daten

Grundsätzlich bestand die Befragung aus zwei Teilen: einer qualitativen und einer quantitativen Befragung. Die qualitative Befragung zielte insbesondere darauf ab, Planung für den Post-EEG-Betrieb der Anlage der Betreibenden zu identifizieren. Darüber hinaus wurde nach der Bereitschaft kooperativer Geschäftsmodelle gefragt. Die 14 qualitativen Fragen wurden nach den Phasen der Akzeptanz nach Bauer und Diers entwickelt [11, 12].

Die quantitativen Fragen erfassten diverse Daten zur Biogasanlage. Hierzu gehörten Daten zum Geschäftsmodell der Anlage, wie den produzierten Energiemengen und damit erlösten Einnahmen sowie den Verwertungspfaden der Energiemengen. Darüber hinaus enthielt der Fragebogen Informationen zu den eingesetzten Substraten und deren Vorbehandlung, zur Biogasmenge und –qualität sowie zu Gärrestanfall und –nutzung. Abschließend wurden wesentliche technische Daten der bestehenden Anlage erhoben, sowie weitere Daten, wie Betriebs- und Instandhaltungskosten.

4. Ermittlung von Potenzialen

Nachdem der Status Quo ausführlich erfasst wurde, wurden im zweiten Schritt Potenziale für eine mögliche Weiterentwicklung der lokalen Biogasbranche untersucht. Hierfür müssen verschiedene Randbedingungen einbezogen werden, die in den folgenden Unterkapiteln erläutert werden.

4.1 Identifikation von Rest- und Abfallstoffen in einer Region

Ein zentraler Fokus des Projektes war der gesteigerte Einsatz von Rest- und Abfallstoffen für den Weiterbetrieb der Biogasanlagen nach Auslaufen aus der ersten EEG-Förderperiode. Hierfür wurden zunächst mögliche Rest- und Abfallstoffe für die Vergärung in Fermentern identifiziert und in Kategorien eingeteilt. Die vier relevanten Kategorien sind landwirtschaftliche Reststoffe, kommunale Abfallstoffe, kommunale Reststoffe und gewerbliche Abfälle (vgl. Abbildung 9). Da sich das Projekt auf Bestandsanlagen fokussiert, die im Wesentlichen landwirtschaftliche ausgerichtet sind, wurde in einer Beiratssitzung die Projektausrichtung auf landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe und kommunale Abfallstoffe festgelegt. Hygienisch belastete Substrate wie gewerbliche Abfälle werden somit nicht betrachtet.

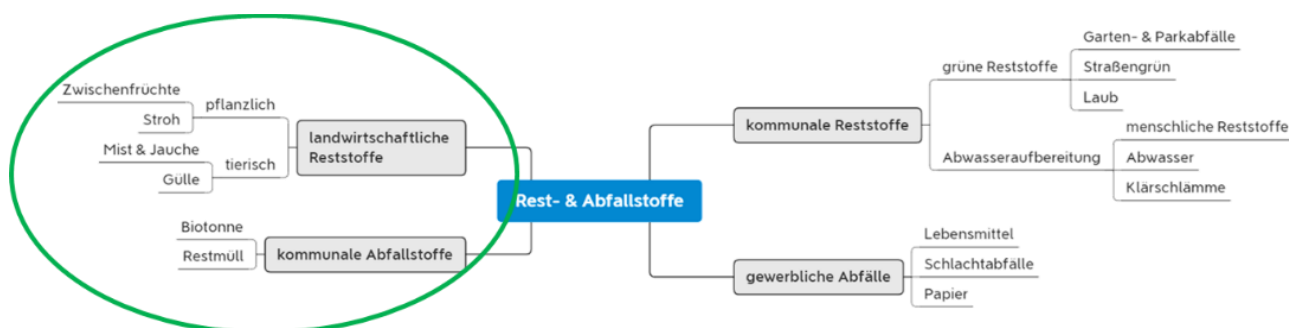


Abbildung 9: Definition und Klassifikation der im Projekt betrachteten Rest- und Abfallstoffe

Für die Identifikation der Substratverfügbarkeit zum Betrieb der Bestandsbiogasanlagen ist es erforderlich, die verschiedenen potenziellen Substrate möglichst orts aufgelöst quantifizieren zu können. Es existieren vielfältige Quellen für die Erhebung des Substratpotenzials. Zur Erhebung des Potenzials an landwirtschaftlichen Reststoffen wurden unter anderem der Nährstoffbericht Niedersachsen, das Güllekataster, die Agrarstrukturerhebung, sowie Daten des statistischen Landesamtes zu Tierbeständen, Gülleanfall und Flächennutzung herangezogen (s. Abbildung 10). Durch die Daten der Abfallwirtschaftsbetriebe ergänzt durch statistische Erhebung von Einwohnerzahl und Fläche der Gemeinden lässt sich das regional aufgelöste Potenzial an kommunalen Abfallstoffen erheben. Die so generierten Daten wurden anhand nationaler Studien validiert.

Mit der beschriebenen Methode wird zunächst das theoretische Potenzial erhoben. Durch technische und wirtschaftliche Beschränkungen zur Nutzung sowie Nutzungskonkurrenzen mit anderen Verwertungswegen verringert sich das theoretische Potenzial auf ein nutzbares Potenzial. Zur Abschätzung des Verhältnisses aus theoretischem zu nutzbarem Potenzial wurden Literaturdaten herangezogen [13, 14].

Abschließend ergibt sich ein regional nutzbares Potenzial verschiedener Rest- und Abfallstoffe für den Einsatz in Biogasanlagen.

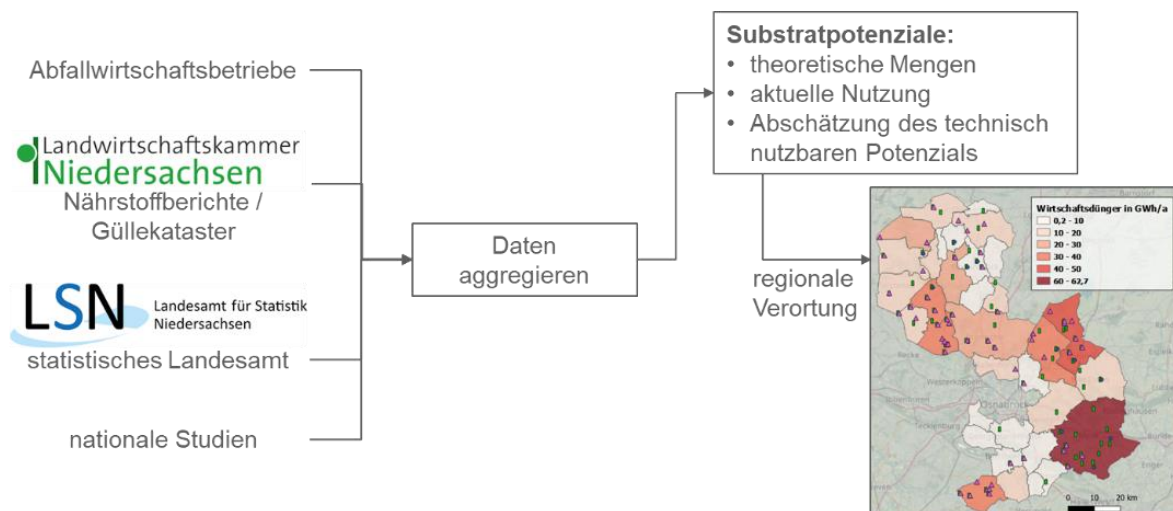


Abbildung 10: Systematik zur Identifikation und Verortung der Rest- und Abfallstoffe in einer Region [6]

4.2 Modellierung des potenziellen Biogasertrags bei zunehmendem Einsatz von Rest- und Abfallstoffen

Durch die Erhebung des Substratpotenzials in einer betrachteten Region kann der Status Quo um diese Aspekte erweitert werden. In Abbildung 11 sind die Ergebnisse für die betrachtete Beispielregion dargestellt. Die Darstellung der Daten ermöglicht es, neue Erkenntnisse über genutzte und potenzielle Substrate aufzuzeigen. So lässt sich beispielsweise darstellen welcher Anteil des im Landkreis angebauten Maises in Biogasanlagen vergoren wird. Besonders relevant bei der Betrachtung eines erhöhten Einsatzes an Rest- und Abfallstoffen ist das eingesetzte und noch verfügbare Potenzial an diesen Substraten. Wie in Abbildung 11 deutlich wird, wurde für den Landkreis Osnabrück ein theoretisches Potenzial der betrachteten Rest- und Abfallstoffe von 1.076 GWh ermittelt. Basierend auf den Studien von Brosowski et al. [13, 14] ergibt sich daraus ein technisch nutzbare Potenzial von lediglich 320 GWh, von denen aktuell 154 GWh bereits in Biogasanlagen des Landkreises vergoren wird. Es verbleibt ein ungenutztes Potenzial von 166 GWh.

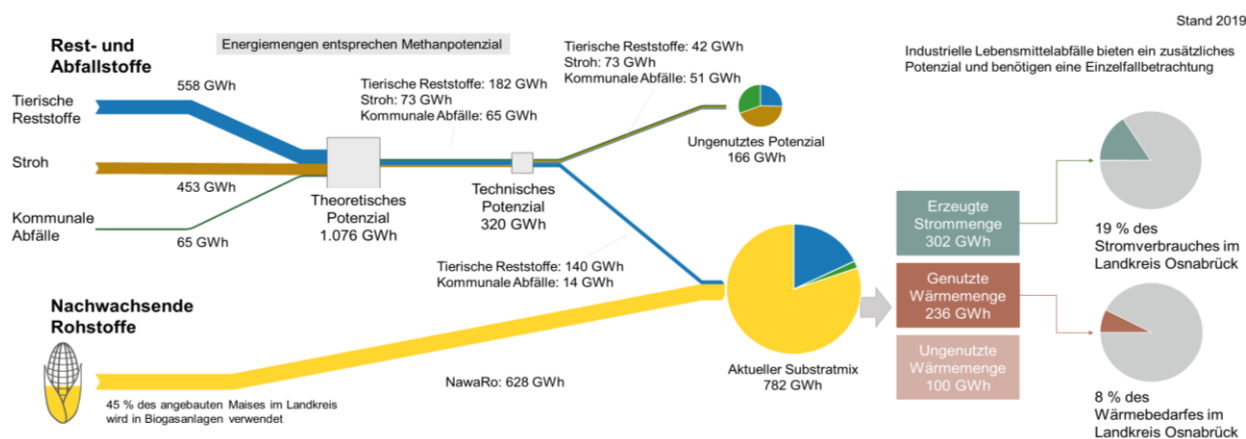


Abbildung 11: Substratverfügbarkeiten, Substratnutzung und Biogasverwertungswege im Landkreis Osnabrück [3]

Die potenzielle Umstellung der Substrate von Energiepflanzen zu Rest- und Abfallstoffen beeinflusst die erzielbaren Biogasmengen und somit auch die regionale Energiebilanz. Im Status Quo werden 302 GWh Strom durch die bestehenden Biogasanlagen bereitgestellt, wobei 80 % der Energie aus Nachwachsenden Rohstoffen und 20 % aus Rest- und Abfallstoffen, insbesondere Wirtschaftsdünger, stammen. Der Einsatz von Rest- und Abfallstoffen anstelle von Energiepflanzen führt bei fest definiertem Fermentervolumen in bestehenden Biogasanlage zu einem deutlichen

Rückgang der Biogasmenge. Dies ist auf die deutlich niedrigeren Ertragskoeffizienten von Rest- und Abfallstoffen im Vergleich zu Energiepflanzen zurückzuführen (beispielsweise 106 l CH₄/kg FM für Maissilage und 19 l CH₄/kg FM für Rindergülle [15, 16]).

In Abbildung 12 sind neben dem Status Quo zwei Szenarien für die Weiternutzung der bestehenden Fermenter im Landkreis Osnabrück mit einem erhöhten Einsatz von Rest- und Abfallstoffen dargestellt. Im ersten Szenario wird das gesamte technisch nutzbare Potenzial an Wirtschaftsdünger verwendet, wobei das verbliebene Fermentervolumen mit NawaRos aufgefüllt wird. Im Ergebnis reduziert sich die in den Bestandsanlagen erzielbare Strommenge rechnerisch um 35 %. Im zweiten Szenario wird ebenfalls das gesamte technisch nutzbare Potenzial an Wirtschaftsdünger verwendet, das Fermentervolumen aber anschließend mit Stroh aufgefüllt. Dieses Szenario führt zu einer rechnerischen Reduktion der bereitgestellten Strommenge um 68 %.

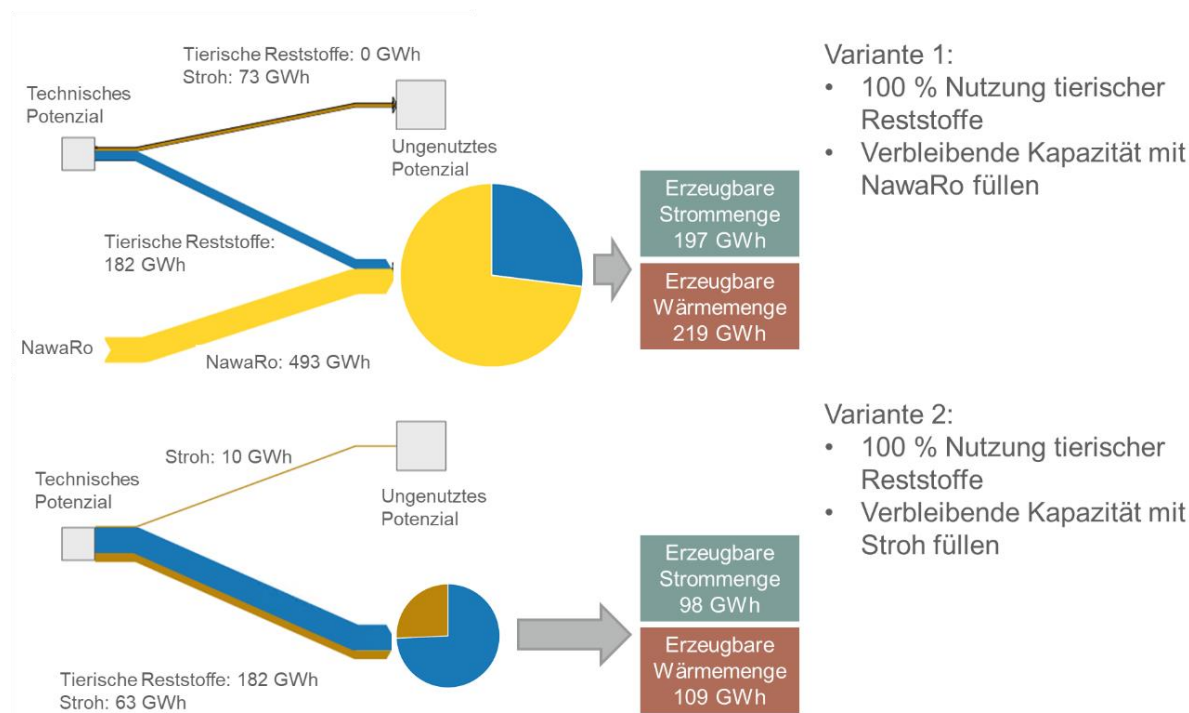


Abbildung 12: Auswirkung eines erhöhten Einsatzes verfügbarer Rest- und Abfallstoffe als Substrate in vorhandenen Fermentern im Landkreis auf die Energiebereitstellung [3]

4.3 Identifikation alternativer Geschäftsmodelle für Bestandsbiogasanlagen

Ein weiterer wesentlicher Baustein zur Weiterentwicklung einer regionalen Biogasbranche ist die Identifikation möglicher technischer Nutzungspfade, sowie der dazugehörigen Geschäftsmodelle. Die Identifikation möglicher Geschäftsmodelle für den Post-EEG-Betrieb von Bestandsanlagen beruht auf einer Literaturanalyse, einer qualitativen Befragung von Biogasanlagenbetreibenden im Landkreis Osnabrück sowie folgenden Wirtschaftlichkeitsanalysen.

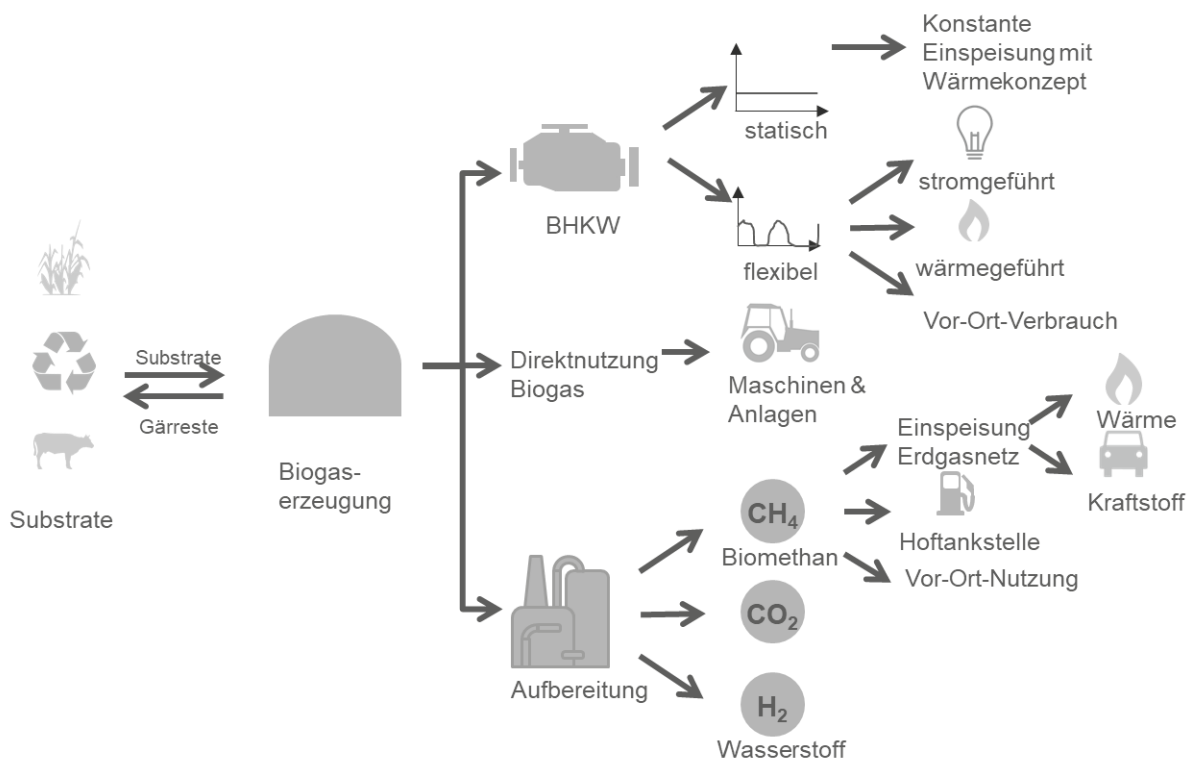


Abbildung 13: Technische Nutzungspfade und dazugehörige Geschäftsmodelle für Biogasanlagen [17]

Wie in Abbildung 13 dargestellt, wurden drei wesentliche Nutzungspfade identifiziert: Die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung im BHKW, die Direktnutzung von Biogas, sowie die Aufbereitung von Biogas zu einem höherwertigen Gas. Die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung mit statischer Energiebereitstellung ist aktuell das meistverbreitete Geschäftsmodell, da dieses durch das EEG gefördert wurde. Für einen Post-EEG-Betrieb ist jedoch die flexible Energiebereitstellung orientiert an einem Bedarf oder variablen Preis in der Regel das attraktivere Modell. Die Literaturrecherche hat gezeigt, dass die Direktnutzung von Biogas unter aktuellen deutschen Rahmenbedingungen kein belastbares Geschäftsmodell darstellt.

Die Aufbereitung von Biogas zu einem höherwertigen Gas stellt hingegen ein aktuell sehr attraktives Geschäftsmodell dar. Die Aufbereitung zu Biomethan mit anschließender Nutzung im Kraftstoffsektor ist durch die Förderung durch die RED II (Erneuerbare-Energie-Richtlinie (EU) 2018/2001) wirtschaftlich besonders für Anlagen mit einem hohen Wirtschaftsdüngeranteil interessant. Neben der Einspeisung in das Erdgasnetz mit anschließender Nutzung im Kraftstoff- oder Wärmesektor besteht die Möglichkeit des Vertriebes über eine Hoftankstelle oder der Vor-Ort-Nutzung. Bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan wird darüber hinaus CO₂ abgespalten, eine anschließende Veräußerung wäre ebenfalls ein mögliches Geschäftsmodell. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit Biogas per etablierter Technologie der Dampfreformierung zu Wasserstoff aufzubereiten. Zurzeit sind die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für diesen Verwertungspfad jedoch unattraktiv. Eine ausführliche Übersicht über die verschiedenen Verwertungspfade wurde bereits veröffentlicht [17].

Zur Umsetzung der oben genannten Geschäftsmodelle ist die Betrachtung bestimmter regionaler Randbedingungen interessant. Hierzu zählt neben der Substratverfügbarkeit insbesondere die Verfügbarkeit von Infrastruktur zum Transport der erzeugten Produkte. Bei der Umstellung auf die Produktion von Biomethan oder biogenem Wasserstoff wird das Geschäftsmodell insbesondere interessant, sobald sich eine Gasleitung in direkter Nähe der Anlage befindet.

Für einen Landkreis ist in diesem Zusammenhang interessant wie viele Biogasanlagen sich unter den regionalen Randbedingungen für eine Umwidmung zur Erzeugung von Biomethan eignen und somit mittelfristig den Sektor der Verstromung verlassen könnten. Abbildung 14 zeigt eine erste Analyse des beschriebenen Szenarios für die Beispielregion Landkreis Osnabrück. Aktuell werden in diesem Landkreis 302 GWh Strom, sowie 236 GWh Wärme durch Biogasanlagen bereitgestellt. Besonders interessant wäre ein Wechsel des Geschäftsmodells hin zu der Erzeugung von Biomethan für Anlagen, die sich in einer geringeren Entfernung (unter einem Kilometer) zu einem Gasnetz befinden. Hier sind die Investitionskosten für den Gasnetzanschluss auf 250.000 € für den Anlagenbetreiber gedeckelt (§33 Gasnetzzugangsverordnung). Sollten diese Anlagen im Landkreis Osnabrück in die Aufbereitung von Biomethan wechseln, könnte eine Energiemenge in Form von Biomethan in Höhe von 330 GWh bereitgestellt werden. Wird zusätzlich das abgespaltene CO₂ genutzt, würde sich eine Menge von 470.000 t ergeben, die in eine weitere Nutzung gehen könnte. Dies würde jedoch auch bedeuten, dass sich die regional bereitgestellte Strom- und Wärmemenge nahezu halbieren würde.

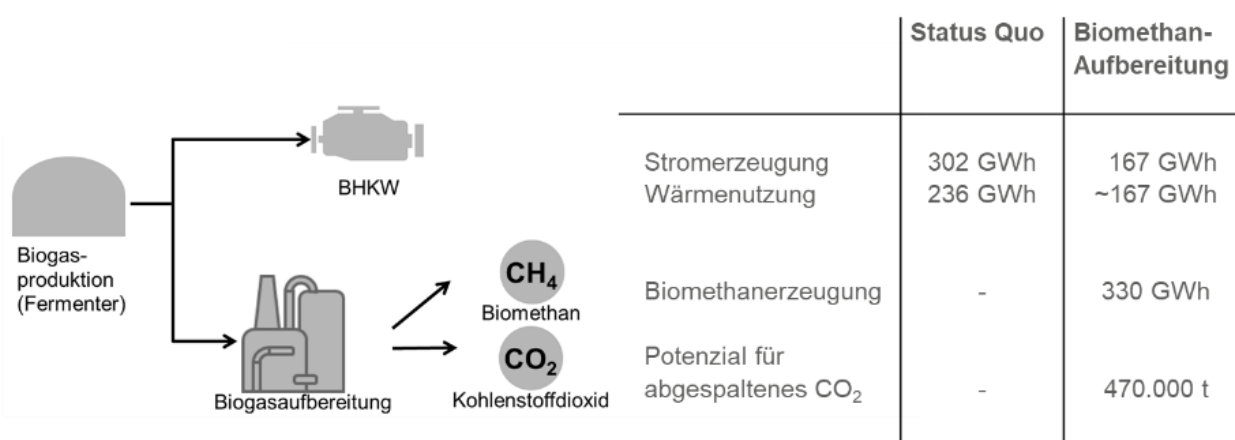


Abbildung 14: Biogas in den Sektoren Strom- und Wärmenutzung sowie Gasaufbereitung – Potenzialanalyse für den Landkreis Osnabrück unter der Annahme, dass alle Bestandsbiogasanlagen in einem Abstand < 1km vom bestehenden Gasnetz in die Biogasaufbereitung wechseln [3].

Auch das Potenzial der gemeinschaftlichen Aufbereitung in einer Region ist für einen zukünftigen Betrieb von Bedeutung. Der Zusammenschluss mehrerer Anlagen in regionaler Nähe und dem Betrieb einer gemeinschaftlichen Aufbereitungsanlage kann die spezifischen Kosten der Aufbereitung deutlich reduzieren und somit diesen Verwertungspfad für mehr Anlagen attraktiv gestalten.

Dieser Ansatz wurde für den Landkreis Osnabrück untersucht, mit dem Ziel herauszufinden, inwieweit die gemeinschaftliche Aufbereitung tatsächlich zu finanziellen Vorteilen führen kann. Untersucht wurde insbesondere, ob die verringerten spezifischen Kosten der Biomethanaufbereitung durch den Bau der Gasleitungen egalisiert werden.

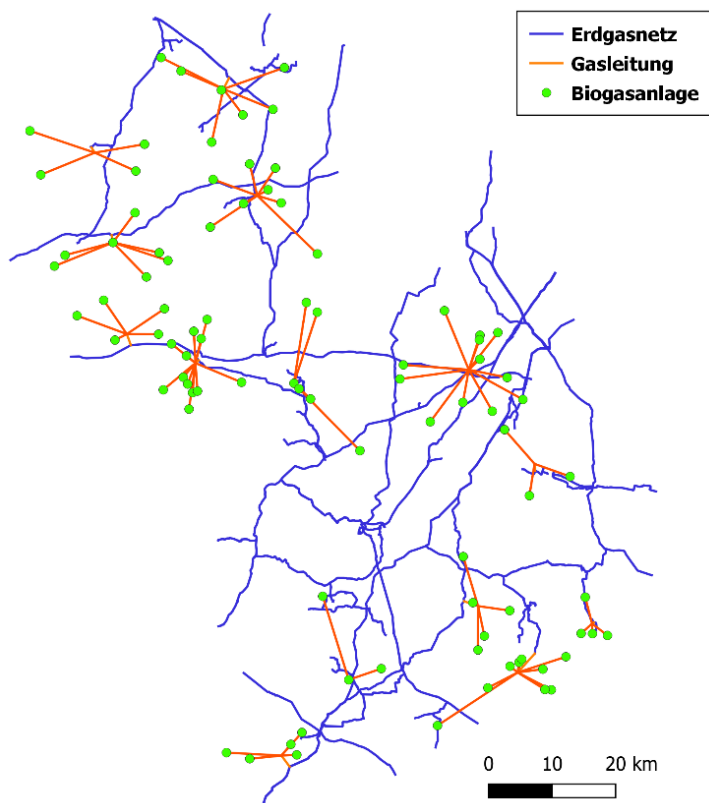


Abbildung 15: Ergebnis der Modellierung einer gemeinschaftlichen Aufbereitungsinfrastruktur im Landkreis Osnabrück [18]

Die Modellierung für den Landkreis ergab eine gemeinschaftliche Aufbereitungsinfrastruktur, bei der 14 Biogas-Cluster mit 3-12 Biogasanlagen identifiziert wurden. Im Schnitt werden $1200 \text{ m}_N^3/\text{h}$ Rohgas pro Cluster aufbereitet. Die Systemkosten gegenüber einer einzelbetrieblichen Aufbereitung konnten in Summe um 43 % reduziert werden, sodass die gemeinschaftliche Aufbereitung einen deutlichen Vorteil darstellt. Das Ergebnis ist in Abbildung 15 dargestellt.

Als wesentliche Randbedingung für das Geschäftsmodell der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan wird eine Infrastruktur zur Distribution des Biomethans benötigt. Hier ist eine regionale Bereitstellung über Gasleitungen oder eine Hoftankstelle denkbar. Öfter diskutiert wird jedoch die Möglichkeit Biomethan in das Erdgasnetz einzuspeisen und bilanziell an anderer Stelle zu nutzen. Hierfür ist die Anbindung an ein Erdgasnetz essentiell.

Im Energiesystem der Zukunft wird es einen anhaltenden Bedarf an gasbasierten Energieträgern geben, dieser wird sich jedoch zunehmen auf die Deckung durch Wasserstoff verlagern. Somit ist es sinnvoll für Wasserstoff eine flächendeckende Verteilinfrastruktur bereitzustellen. Diese Umstellung ist in der Planung, so existieren bereits konkrete Pläne für ein Wasserstoffnetz in 2030 [19], das zu wesentlichen Teilen aus umgewidmeten Erdgasleitungen bestehen soll, siehe Abbildung 16. Somit wird sich die Möglichkeit der Verteilung von Biomethan über die Gasinfrastruktur verschlechtern, neue Distributionswege werden benötigt. Es wird eine parallele Infrastruktur oder alternativ eine regionale Strategie für den weiteren Einsatz von Biomethan benötigt. Langfristig sollte Biomethan v.a. für methanbasierte Anwendungen genutzt werden, die nicht elektrifiziert werden können. Eine Erzeugung von biogenem Wasserstoff mittels Dampfreformierung wird aktuell politisch nicht gefördert. Die detaillierte Betrachtung dieser Thematik wurde im Rahmen des Projektes veröffentlicht [20, 21].

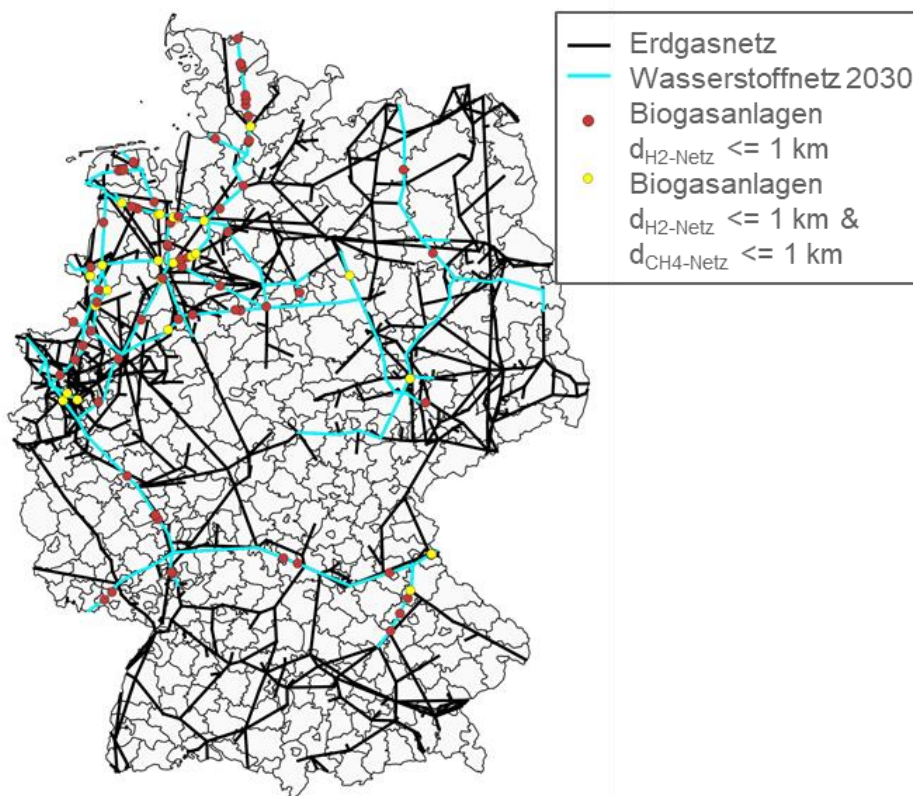


Abbildung 16: Nutzungskonkurrenz im Gasnetz zwischen Biomethan und Wasserstoff [16]

4.4 Potenziale verschiedener Geschäftsmodelle aus Betreiber-sicht

Die qualitative Betreiberbefragung zielte darauf ab, zu erfahren, wie die Anlagenbetreiber die Zukunft ihrer Anlage und die Zukunft der Branche einschätzen. Bei der Bewertung der verschiedenen Nutzungspfade wurde der Nutzung von Biogas als Strom am meisten Potenzial zugeordnet, gefolgt von der Nutzung der Wärme. Auch das Potenzial für die Nutzung als Biomethan oder Wasserstoff wurden gleichermaßen als groß bewertet. Zum Zeitpunkt der Befragung hatte ein Drittel der Befragten bereits ein Konzept für den Weiterbetrieb, ein weiteres Drittel war in der Planung für ein Konzept. Als Konzept wurde insbesondere die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme genannt. Um dieses Konzept umzusetzen wurden als Maßnahme vorrangig die Flexibilisierung der Anlage durch Erweiterung des Gasspeichers, Installation eines weiteren BHKW und eines Wärmespeichers genannt. Darüber hinaus zielt die Hälfte der Betreiber*innen darauf ab den Anteil an NawaRo am Substratmix zu verringern, insbesondere zur Kostenreduktion und um den Maisdeckel einzuhalten.

Darüber hinaus wurden Treiber und Hemmnisse für einen einzelbetrieblichen Post-EEG-Betrieb sowie für einen kooperativen Post-EEG-Betrieb identifiziert. Treiber für einzelbetriebliche Geschäftsmodelle sind insbesondere positive Renditeerwartungen, Planungssicherheit bei langfristigen Verträgen, sowie die soziale Verantwortung Teil der Energiewende zu sein. Hemmnisse sind andererseits fehlende Kenntnisse über potenzielle neue Märkte oder neue Technologien, gestiegene Produktionskosten z.B. für Substrate, hohe Investitionskosten für einen Weiterbetrieb sowie unklare Rahmenbedingungen durch Unsicherheiten bezüglich der Energiemärkte und der Gesetzgebung.

Die Treiber und Hemmnisse für kooperative Post-EEG-Geschäftsmodelle wurden noch einmal intensiver untersucht und lassen sich nach der PESTLE-Methode in verschiedene Kategorien unterscheiden. Diese sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Treiber und Hemmnisse für einen kooperativen Post-EEG-Betrieb [19]

	Treiber	Hemmnisse
Politisch	<ul style="list-style-type: none"> • Förderung der erneuerbaren Energien: Verringerung der Abhängigkeit von fossilen (russischen) Brennstoffen 	<ul style="list-style-type: none"> • Mangelnde politische Unterstützung • Konkurrenz zu anderen erneuerbaren Energien
Ökonomisch	<ul style="list-style-type: none"> • Erwartung von Synergieeffekten (Informationsaustausch, Risikoteilung, Skaleneffekte) • Planungssicherheit (feste Liefer- oder Abnahmeverträge) • Zugang zu neuen Märkten (nicht zugänglich für einzelbetriebliche Geschäftsmodelle) • Kosteneinsparungen durch gemeinsame Nutzung von Infrastruktur, Technologie • Positive Renditeerwartung 	<ul style="list-style-type: none"> • Ungewissheit über die zukünftige Entwicklung der Energiemärkte • Unstimmigkeiten zwischen den Kooperationspartnern • Mangelnde Flexibilität durch längerfristige vertragliche Verpflichtungen • Verteilung der Gewinne
Sozio-kulturell	<ul style="list-style-type: none"> • Motivierendes, innovatives Umfeld • Senkt die Barrieren für die Teilnahme an neuen Märkten • Zielgerichtete Partnerschaften • Bessere Nutzung von Kapazitäten und Stärken • Stärkung der regionalen Wertschöpfung 	<ul style="list-style-type: none"> • Zusammenarbeit mit dem derzeitigen Wettbewerber • Kulturelle Unterschiede und mangelndes Vertrauen • Akzeptanz in der Öffentlichkeit (z.B. Überproduktion von Mais)
Technologisch	<ul style="list-style-type: none"> • Größenvorteile (Effizienz) • Verfügbare, ausgereifte Technologie • Speicherbares, transportierbares Gas • Gut ausgebaute Infrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> • Unterschiedliche Technologie, die schwer zu kombinieren ist • Datenschutz
Ökologisch	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Anlageneffizienz • Verringerung der Treibhausgasemissionen • Förderung der Kreislaufwirtschaft durch Verwertung von organischen Abfällen und landwirtschaftlichen Reststoffen • Verbesserung der Bodenqualität (Gärrest als Dünger) 	<ul style="list-style-type: none"> • Konkurrenz um landwirtschaftliche Flächen • Nutzung von Monokulturen • Emissionen aus Pflanzenanbau • Umweltverschmutzung durch den Transport der Substrate
Rechtlich		<ul style="list-style-type: none"> • Gesetzliche Anforderungen und Vorschriften • Schlechtes regulatorisches Umfeld, z. B. lange Genehmigungsverfahren

Als ein zentrales Hemmnis wurde Unsicherheit identifiziert. Um dieses zu umgehen braucht es klare politische Rahmenbedingungen und langfristige Verträge. Um soziale Unstimmigkeiten zwischen den Kooperationspartnern zu verringern, kann ein zentraler Partner eingebunden werden,

der Verträge mit den einzelnen Akteuren abschließen kann, sodass keine Unstimmigkeit untereinander um beispielsweise Aufteilung der Erlöse entstehen. Die Erwartung von Synergieeffekten sowie von einer positiven Rendite sollten genutzt werden, um eine Kooperation zu initialisieren. Eine wesentliche Aktivität in dieser Phase ist Kommunikation der Vorteilhaftigkeit einer Kooperation, die durch motivierende Initiatoren geschehen sollte.

Die Erkenntnisse zu den qualitativen Betreiberbefragungen wurden auf der Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien [22] sowie auf der International Conference on New Pathways for a Just and Inclusive Energy Transition an der Universität Groningen [23] vorgestellt.

4.5 Ökobilanzen von Biogasanlagen

Neben der technischen, wirtschaftlichen und sozialen Bewertung von potenziellen Geschäftsmodellen gibt es darüber hinaus die Möglichkeit verschiedene Verwertungspfade ökologisch zu bewerten. Der CO₂-Fußabdruck der Energiebereitstellung gewinnt vor dem Hintergrund einer treibhausgasneutralen Energieversorgung der Zukunft zunehmend an Interesse. Im Rahmen des Projektes wurden Ökobilanzen für landwirtschaftlich genutzte Biogasanlagen erstellt und analysiert. Hierfür wurde die Software Umberto® mit der zugrundeliegenden Ökobilanz-Datenbank ecoinvent® genutzt. Das Ziel der Betrachtung ist eine transparente Darstellung des Einflusses von Gutschriften, Allokations- und Substitutionsansätzen auf den CO₂-Fußabdruck. Es wurden die Umweltauswirkungen bei der gekoppelten Gewinnung von Strom, Wärme und Nährstoffen aus Gärresten betrachtet, als funktionelle Einheit wird eine Kilowattstunde Strom (1 kWh_{el}) gewählt.

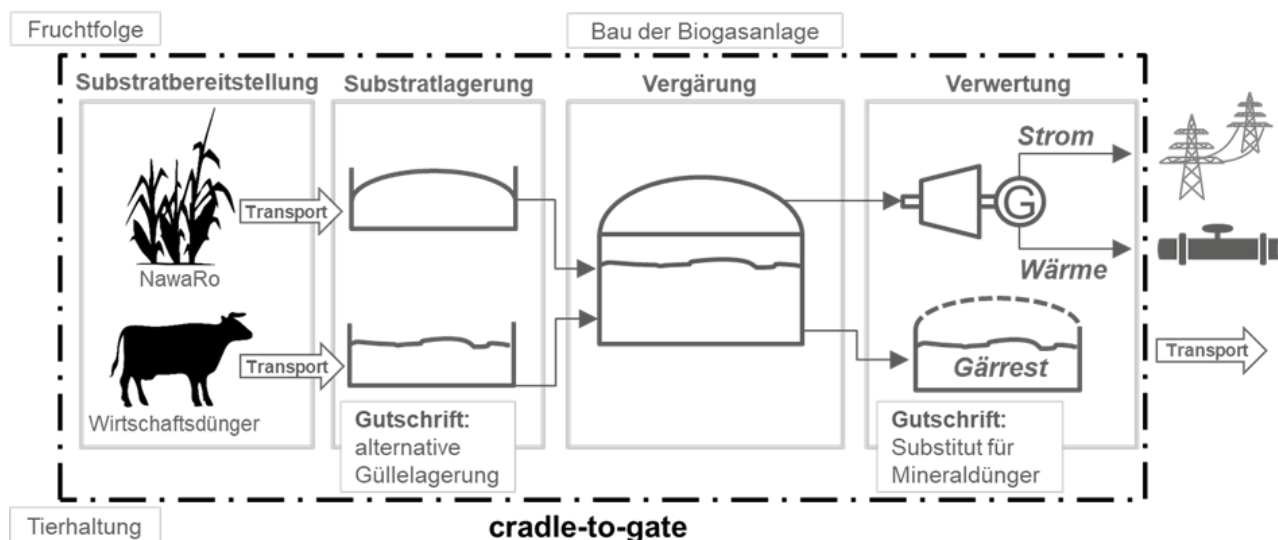
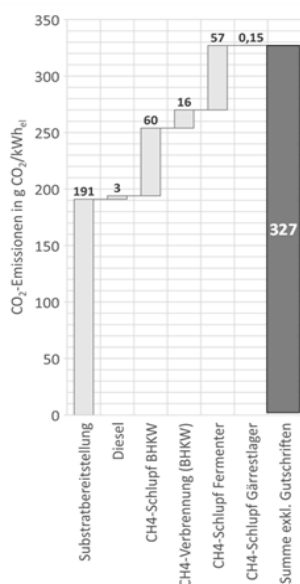


Abbildung 17: Bilanzrahmen der Biogasanlage [1]

Für die betrachtete Anlage wurden die folgenden Annahmen getroffen. Der Substratmix enthält nachwachsende Rohstoffe (Mais, Gras und Grünroggen als Silage) und Wirtschaftsdünger im Verhältnis 55 Masseprozent zu 45 Masseprozent. Das BHKW hat eine installierte elektrische Leistung von 520 kW_{el}. Als Ökobilanzrahmen wird cradle-to-gate gewählt, also die Betrachtung des Lebensweges bis zu den erzeugten Produkten. Nicht berücksichtigt werden die Distribution der Produkte, die Emissionen aus der Tierhaltung, aus der Fruchtfolge des Ackerbaus und aus dem Bau der Anlage. Betrachtet werden die Transportwege der Substrate, der Methanschluß und die Eigenenergiebedarfe der Anlage. Die Ökobilanz wird in die Abschnitte Substratbereitstellung, Substratlagerung, Vergärung und Verwertung des Biogases unterteilt. Der Bilanzrahmen der Anlage wird in Abbildung 17 dargestellt.



Die Bilanzierung der beschriebenen Anlage hat Emissionen in Höhe von 327 g CO₂/kWh Strom ergeben. Die Zusammensetzung der Emissionen ist in Abbildung 18 dargestellt. Der wesentliche Anteil der Emissionen (58 %) entfällt auf die Substratbereitstellung.

Neben der Aufteilung auf die Abschnitte der Ökobilanz wurden die Einflüsse von Gutschriften und Allokationen untersucht. Bei einer Berücksichtigung von Substitution aus vermiedenen Emissionen, ergibt die Bilanzierung eine Einsparung von 128 g CO₂/ kWh_{el} durch Verwendung von Wirtschaftsdüngern und 66 g CO₂/kWh_{el} durch die Substitution von Mineraldüngern. Bei einer Beachtung beider Gutschriften ergibt sich somit eine Reduktion der Emissionen von 327 g CO₂/ kWh_{el} auf 133 g CO₂/ kWh_{el}.

Wird darüber hinaus ein Wärmekonzept in die Betrachtung einbezogen, lassen sich die Emissionen nach dem Exergie-Allokationsansatz auf die Energieträger Strom und Wärme aufteilen. Ohne die Berücksichtigung der oben beschriebenen Gutschriften führt die Allokation zu einer Zuteilung von 268 g CO₂/ kWh_{el} für Strom und 59 g CO₂/ kWh_{th} für Wärme. Mit der Berücksichtigung von Gutschriften ergeben sich Emissionen von 109 g CO₂/ kWh_{el} für Strom und 24 g CO₂/ kWh_{th} für Wärme.

Abbildung 18: Ergebnis der Ökobilanz [1, 2]

Folgende Erkenntnisse ergeben sich darüber hinaus aus der Bilanzierung. 58 % der Emissionen ergeben sich durch die NawaRo-Bereitstellung, der wesentliche Faktor hierbei ist die Felddüngung während der Dieselbedarf nur eine untergeordnete Rolle spielt. Ein angenommener Methanschlupf von 1 % erzeugt 36 % der Emissionen, es wird also empfohlen die Leckagen möglichst vollständig zu beseitigen. Darüber hinaus minimiert ein erhöhter Wirtschaftsdünger-Anteil die Emissionen, eine Anpassung des Substratmixes führt also zu geringeren Emissionen.

Die Ökobilanzierung wurde auf dem 15. Biogasinnovationskongress und der FNR/KTBL-Tagung „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ präsentiert [1, 2].

5. Entwicklung regionaler Optionen

5.1 Einzelbetriebliche Geschäftsmodelloptimierung

Für die Betrachtung und Bewertung verschiedener Post-EEG-Geschäftsmodelle für definierte Anlagen wurde ein Python-basiertes Optimierungsmodell erstellt. Das Optimierungsmodell kann für verschiedene Fragestellungen genutzt werden, dazu gehört eine einzelbetriebliche Betrachtung mit Einbeziehung lokaler Randbedingungen und Betrachtung verschiedener Verwertungswege auf unterschiedlichen Märkten. Auch Cluster bestehend aus mehreren Anlagen oder eine ganze Region mit Betrachtung der regionalen Randbedingungen lassen sich modellieren (siehe folgende Kapitel).

Das Modell bezieht neben den regionalen Randbedingungen wie Substratverfügbarkeit, vorhandene Gasnetzinfrastruktur, Wärmesenken und Anlagenpositionen ebenfalls die Möglichkeit des Zusammenschlusses mehrerer Anlagen über Rohgasleitungen für die Umsetzung gemeinschaftlicher Geschäftsmodelle ein. Es werden verschiedene Absatzmärkte und Geschäftsmodelle betrachtet, hierzu zählen der Stromverkauf über die EPEX-Spot oder das EEG, der Wärmeverkauf, der Rohbiogasverkauf oder der Verkauf von Biomethan mit zusätzlichen Erlösen über die RED II. Auch der Betriebsstandort kann einbezogen werden- Hierzu werden der lokale Strom- und Wärmebedarf, mögliche Substrate und das Potenzial des Baus von PV-Anlagen eingebunden. Verschiedene zeitlich aufgelöste Profile werden hinterlegt, wie die Bedarfe, eine mögliche PV-Stromerzeugung oder die Umgebungstemperatur. Mit diesen Informationen kann ein stundengenau mathematisches Modell betrieben werden, das die Markterlöse, die Betriebskosten und die Investitionskosten einbezieht mit dem Ziel den Gewinn zu maximieren.

Zunächst wurde das Modell genutzt, um in einer einzelbetrieblichen Betrachtung zu erörtern, welche Verwertungswege und Geschäftsmodelle unter verschiedenen Marktsituationen wirtschaftlich darstellbar sind. Die Zielfunktion des Modells zielt auf die optimale Konfiguration der möglichen Komponenten ab und nutzt die Energiemengen mit dem Ziel den Gewinn folgendermaßen zu optimieren:

$$\max \left(\sum_i \left(-C_i^{Inv} + \sum_{t=1}^{8.760h} \left(-C_i^{Var}(t) + R_{el}(t) + R_{th}(t) + R_{CH_4}(t) \right) \right) \right)$$

Hierfür wird stundengenau modelliert, dabei werden diverse Energie- und Stoffbilanzen optimiert. Die Rahmenbedingungen des Modells nutzen den bestehenden Fermenter und den entsprechenden Gasspeicher, der anlagengenau festgelegt werden kann. Alle übrigen Komponenten, sowie ein größerer Gasspeicher sind mit Investitionskosten hinterlegt und können zugebaut und entsprechend des Bedarfes dimensioniert werden.

Darüber hinaus zielt das Modell darauf ab, zunächst alle Eigenbedarfe im Bereich Strom und Wärme zu decken. Dazu zählen einerseits die Eigenbedarfe der Anlagenkomponenten und andererseits Energiebedarfe in angeschlossenen Haushalten und landwirtschaftlichen Betrieben. Diese werden dem Modell in der Regel in stündlicher Auflösung vorgegeben. Die verbliebenen Energiemengen können Erlöse an teilweise volatilen Energiemärkten erzielen. Möglichkeiten sind die Veräußerung von Strom, Wärme, Biogas und Biomethan. Die Preise auf den verschiedenen Energiemärkten können stufenweise variiert werden, um die Sensitivität der Ergebnisse zu evaluieren. Darüber hinaus kann das Modell den Substratinput optimieren, also die Mengen an verschiedenen NawaRo und Wirtschaftsdüngern optimal auslegen. Die Systematik der Modellierung ist in Abbildung 19 dargestellt. Die Systematik der Modellierung und erste Ergebnisse wurden im Rahmen der 13. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien im Februar 2023 vorgestellt [24].

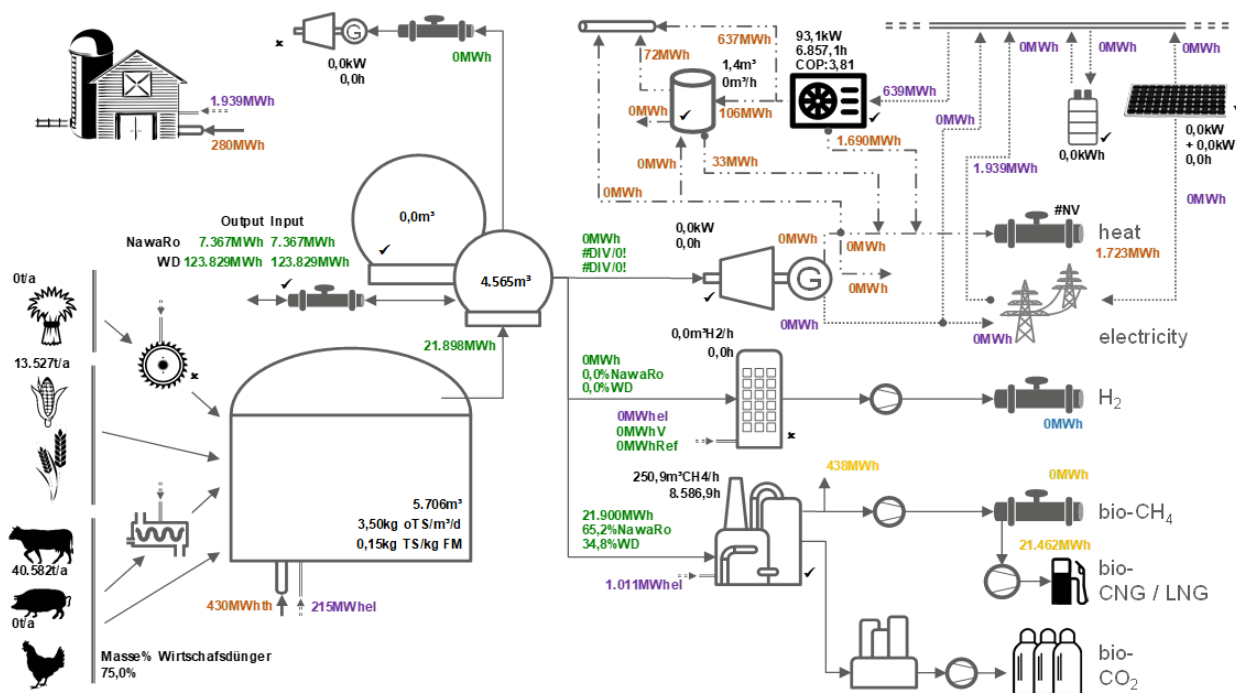


Abbildung 19: Einzelbetriebliches Biogasmodell inklusive der betrachteten Komponenten [24, 3]

Die zentralen Ergebnisse der Modellierung einer generischen Anlage mit 1100 kW_{el} sind in Abbildung 19 dargestellt. Diese zeigt die Nutzung der Biogasmengen unter unterschiedlichen Marktbedingungen. Dargestellt sind die Einflussfaktoren von dem Biomethanpreis in Euro pro Kilowattstunde auf der Ordinate und die THG (Treibhausgas)-Quotenerlöse bei Veräußerung von Biomethan im Verkehrssektor in Euro pro Tonne eingesparten Kohlenstoffdioxid auf der Abszisse. Es wird deutlich, dass bei einer Kombination aus niedrigen Biomethanpreisen und niedrigen THG-Quotenerlösen das Biogas zur Verstromung im BHKW genutzt wird. Steigt der THG-Quotenerlös, wird das Biogas aufbereitet und im Verkehrssektor veräußert. Steigt darüber hinaus der Preis für das Biomethan, wird es vorwiegend aus NawaRo erzeugt, sodass eine größere Energiemenge veräußert werden kann. Im vorliegenden Szenario ist der THG-Quotenerlös also ab 10 Cent pro Kilowattstunde Biomethan nicht mehr entscheidend für den Verwertungsweg, es wird immer die Nutzung im Verkehrssektor bevorzugt.

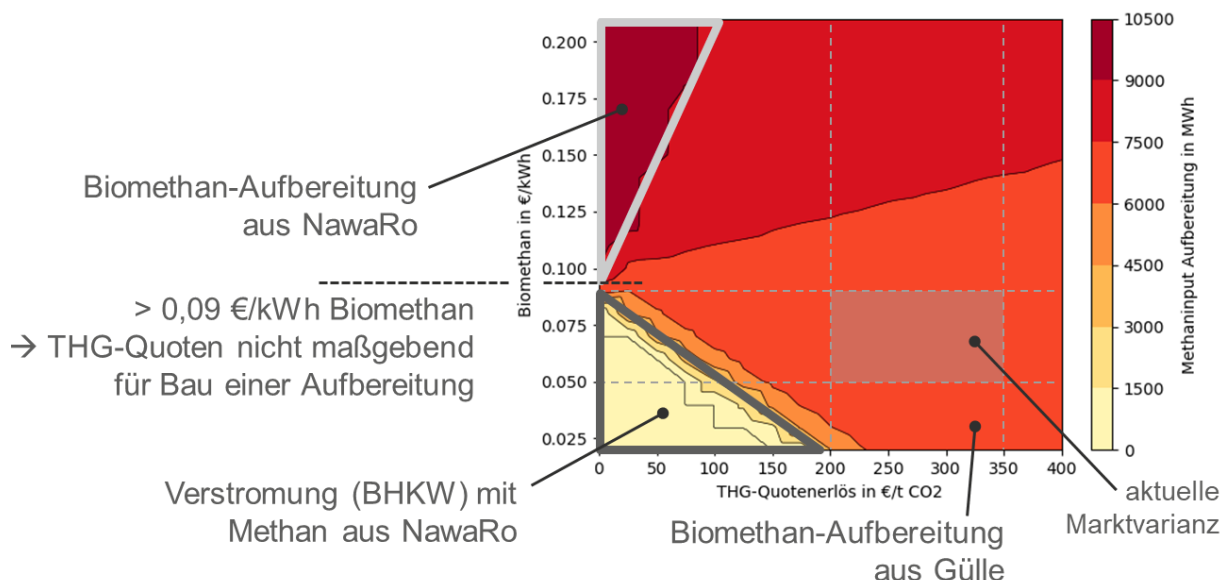


Abbildung 20: Ergebnisse der einzelbetrieblichen Modellierung unter verschiedenen Marktpreisen für Biomethan und THG-Quotenerlösen für eine generische Biogasanlage mit 1100 kW_{el} installierter Leistung bei einem Strompreis von 0,038 €/kWh_{el} und einem Wärmepreis von 0,05 €/kWh_{th}. [3, 24]

Neben der ersten Anwendung auf eine generische Anlage, wurde das Modell für die Untersuchung einer Fallstudie genutzt. In diesem Zusammenhang wurden die möglichen Post-EEG-Geschäftsmodelle einer bestehenden Biogasanlage im Landkreis Osnabrück modelliert. Die Anlage wird in Zusammenhang mit einem Milchviehbetrieb mit Hähnchenmast betrieben. Die Biogasanlage stammt aus 2009 und hat eine installierte elektrische Leistung von 1.150 kW. Es werden jährlich 4.775 MWh Strom erzeugt, die Anlage wird mit 4.150 Volllaststunden betrieben und ist zweifach überbaut. Die Anlage hat mit 85 % Wirtschaftsdünger einen vergleichsweise hohen Anteil an Rest- und Abfallstoffen. Weitere Randbedingungen sind ein Strom- und Wärmebedarf aus Hof und Ställen, die mit dem realen Lastprofil in die Modellierung einbezogen werden.

Es wurden drei mögliche Absatzwege für das Biogas identifiziert: Der Verkauf von Rohbiogas an einen nahegelegenen Industriestandort, der das Biogas für die Produktion als Energieträger nutzen kann; die Aufbereitung zu Biomethan und die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz mit Vermarktung im Kraftstoffsektor und die Weiterführung der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung mit Ausweitung des Nahwärmenetzes. Somit ergeben sich drei zentrale Einflussfaktoren, die jeweils variiert wurden. Diese sind die Rohgaserlöse, die Biomethanerlöse, sowie die Stromerlöse.

Die Modellierung ergab, dass der Verkauf von Biogas an einen nahegelegenen Industriestandort bei hohen Rohgaserlösen von 20 Cent pro Kilowattstunde Biogas ein sehr interessantes Geschäftsmodell darstellt. Die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan mit Vermarktung im Kraftstoffsektor lässt sich ebenfalls durch hohe Biomethan- und THG-Quoten-Erlöse sehr gut wirtschaftlich darstellen. In diesem Fall werden die Substrate vollständig auf Rest- und Abfallstoffe umgestellt, um die Erlöse aus den THG-Quoten zu maximieren. Das dritte Szenario „hohe Strompreise“ führt dazu, dass die Modellierung zwei Verwertungspfade vorschlägt: der Anteil des Biogases, der aus NawaRo produziert wird, wird im BHKW genutzt, der restliche Teil wird jedoch weiterhin im Kraftstoffsektor mit hohen THG-Erlösen vermarktet.

Aus der einzelbetrieblichen Modellierung lassen sich einige zentrale Schlüsse ziehen:

Für Bestandsbiogasanlagen gibt es derzeit verschiedene Geschäftsmodelle, die einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb ermöglichen. Dabei sind die Ergebnisse stark von den derzeit schwer vorhersehbaren Marktbedingungen, insbesondere Energiepreisen und THG-Quoten, abhängig. Aufgrund

der höheren Biogasausbeuten ist der Anlagenbetrieb mit NawaRo-Einsatz i.d.R. wirtschaftlich interessanter als der Betrieb mit Abfall- und Reststoffen.

Einen Anreiz für die Nutzung der begrenzt verfügbaren Rest- und Abfallstoffpotenziale wird vorwiegend durch die THG-Quote im Kraftstoffsektor erzeugt. Hier wird durch einen erhöhten Einsatz von Wirtschaftsdünger ein erhöhter Erlös erzielt. Einen ähnlichen Anreiz gibt es in anderen Verwertungspfaden nicht. Die Gasaufbereitung und -nutzung im Verkehrssektor kann durch die THG-Quoten derzeit hohe Erlöse bringen, bietet aber langfristig Unsicherheit.

Die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung mit flexiblem Stromverkauf und einem relevanten Wärmekonzept beispielsweise im Rahmen kommunaler Nahwärmekonzepte kann ebenfalls zu einem wirtschaftlichen Geschäftsmodell führen. Derzeit ist für dieses Konzept vor allem die Biogaserzeugung auf Basis von NawaRo interessant, um die erzeugte Energiemenge zu maximieren. Die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen benötigt hier ein neues Anreizsystem.

5.2 Modellierung eines Biogasclusters

Als zweite Fallstudie wurde ein Cluster von Biogasanlagen modelliert. Grundlage bildete dasselbe Tool wie in der einzelbetrieblichen Betrachtung, ergänzt um einige regionale Aspekte. So wurde die vorhandene Gasnetzinfrastruktur zur Distribution einbezogen. Zum Einspeisen von Erdgas ist es notwendig den entsprechenden Anschluss zu errichten. Auch lokale Wärmesenken wurden identifiziert und als Möglichkeit zur Veräußerung von Wärme in die Modellierung einbezogen, hierfür besteht die Möglichkeit Wärmenetze zu errichten. Darüber hinaus können Rohgasleitungen zwischen den Anlagen errichtet werden, um Biogas miteinander auszutauschen und für gemeinschaftliche Geschäftsmodelle zu nutzen. Für diese drei neuen Möglichkeiten wurden entsprechende Investitionskosten integriert.

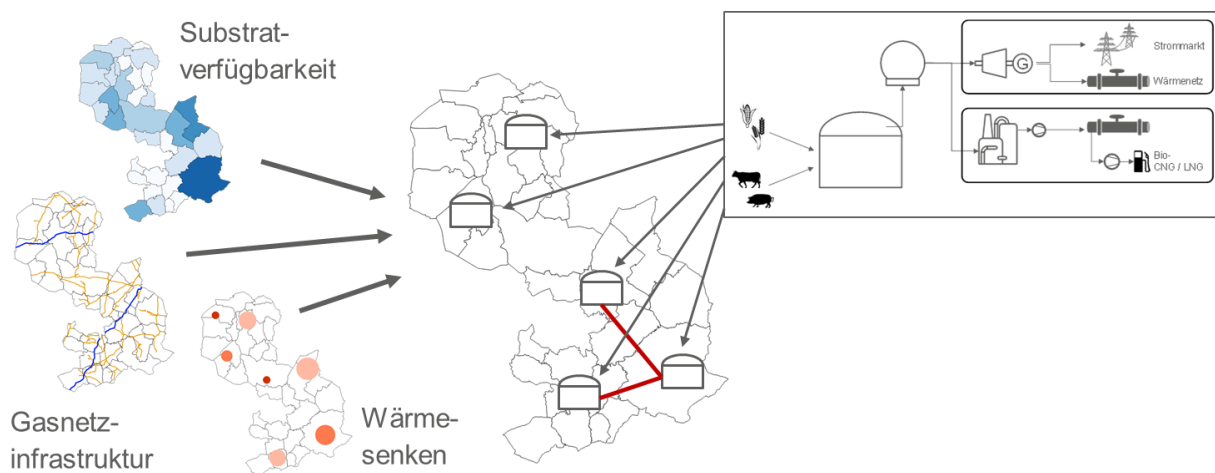


Abbildung 21: Systematik der Clustermodellierung [3]

In der Modellierung wurden die 24 Biogasanlagen im Südkreis mit den entsprechenden Randbedingungen, wie Fermentergrößen, berücksichtigt. Es wurden zwei Varianten betrachtet, zunächst die Entwicklung der Biogasanlagen bei ausschließlicher Betrachtung der Möglichkeit der Veräußerung von Strom und Wärme. Erst im zweiten Schritt wurde den Anlagen ermöglicht ebenfalls Biomethan im Kraftstoffsektor zu verkaufen.

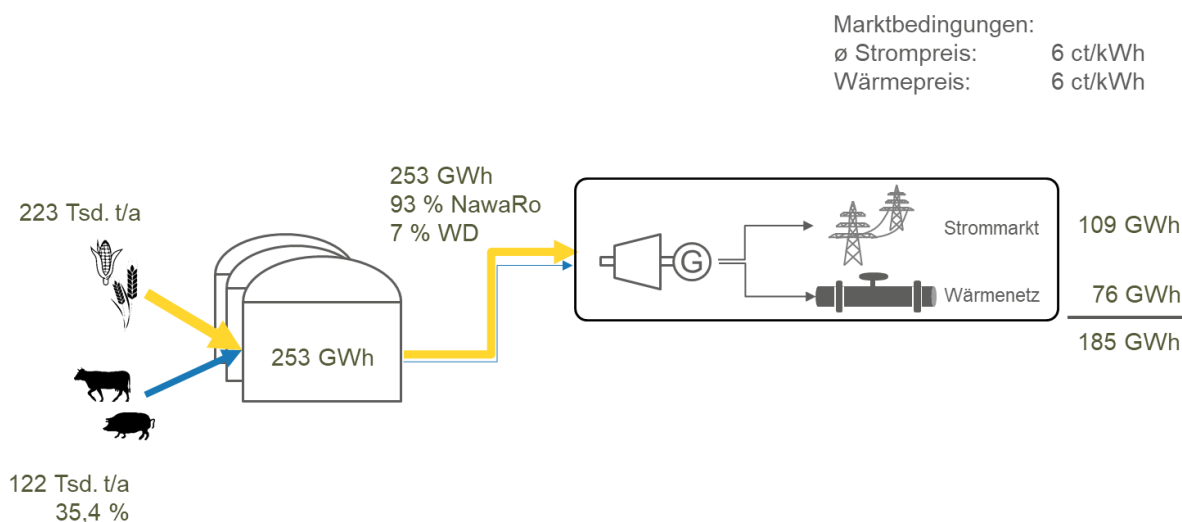


Abbildung 22: Ergebnisse der Clusterbetrachtung „24 Biogasanlagen im Südkreis Osnabrück“ bei Teilnahme im volatilen Strom- und Wärmemarkt durch Kraft-Wärme-Kopplung [3]

Abbildung 22 zeigt das Optimierungsergebnis der ersten Modellierung des betrachteten Clusters. Es wurde ein Masseanteil von 35,4 % Wirtschaftsdünger zur Biogaserzeugung genutzt. Die insgesamt 335.000 Tonnen Substrat erzeugen 253 GWh Biogas, wobei lediglich 7 % der Energiemenge aus Wirtschaftsdünger stammt. Das Modell errechnet eine Produktion von 109 GWh Strom und 76 GWh Wärme. Bereits in dieser Betrachtung werden Anlagen über Rohgasleitungen zusammengeschlossen, um gemeinschaftlich Wärme bereitzustellen. Auch Wärmenetze zur Veräußerung von der erzeugten Wärme wurden errichtet.

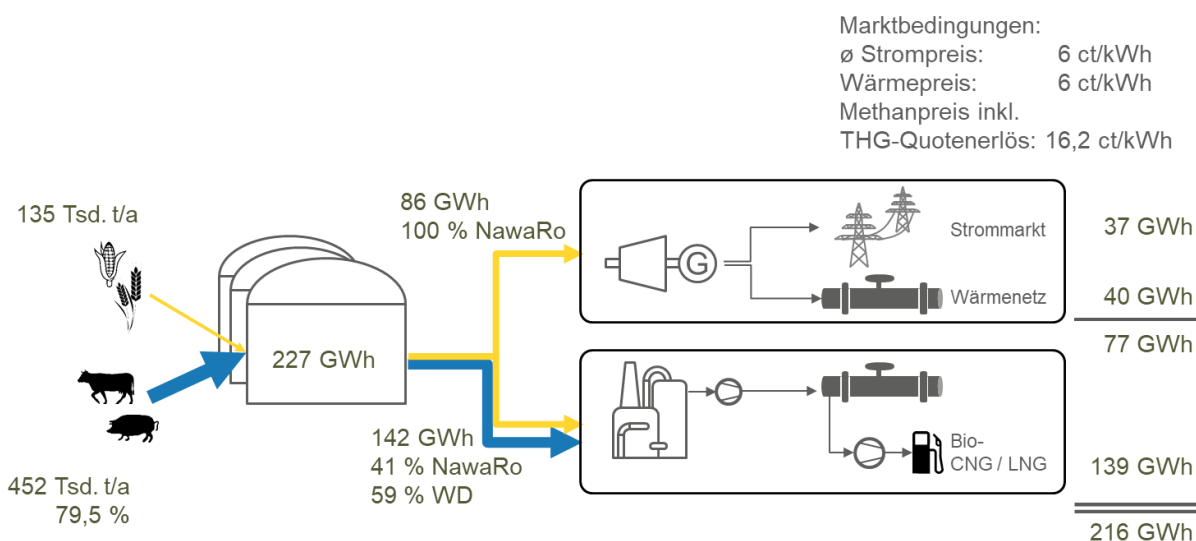


Abbildung 23: Ergebnisse der Clusterbetrachtung „24 Biogasanlagen im Südkreis Osnabrück“ mit Kraft-Wärme-Kopplung und Aufbereitung von Biogas zu Biomethan bzw. CNG/LNG zur Nutzung im Kraftstoffsektor [3]

Die zweite Variante der Modellierung zeigt den Einfluss des Kraftstoffsektors auf die Verwertungswege. Der Anteil von Wirtschaftsdünger im Substratmix erhöht sich auf knapp 80 Masseprozent. In Summe werden mit 587.000 Tonnen deutlich mehr Substrate eingesetzt. Durch die geringeren Biogasausbeuten des Wirtschaftsdüngers wird jedoch mit 227 GWh eine leicht reduzierte Energiemenge bereitgestellt. Das Biogas teilt sich auf beide Verwertungswege auf. In der KWK-Anwendung wird lediglich Biogas auf Basis von NawaRo genutzt. Es werden 37 GWh Strom und 40 GWh Wärme erzeugt. Der Wärmenutzungsgrad erhöht sich im Gegensatz zur ersten Modellierung. Im

Kraftstoffsektor wird eine Mischung aus NawaRo- und Wirtschaftsdünger-Biogas genutzt. In Summe werden 139 GWh Biomethan im Kraftstoffsektor veräußert. Auch in dieser Modellierung werden Anlagen über Rohgasleitungen miteinander verbunden. Zur Veräußerung des Biomethans werden Gasnetzanschlüsse installiert, zur Verteilung der Wärme Wärmenetze.

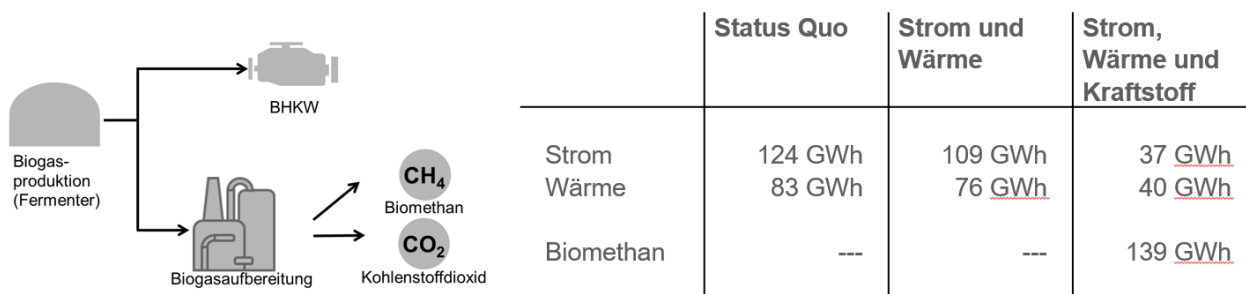


Abbildung 24: Nutzung der Energiemengen in der Clusterbetrachtung „24 Biogasanlagen im Südkreis Osnabrück“ in den modellierten Szenarien [3]

Es wird deutlich, dass der Kraftstoffsektor für viele Anlagen, insbesondere die Anlagen mit der Möglichkeit Wirtschaftsdünger als Substrat einzusetzen, der wirtschaftlichste Absatzweg ist. Aufgrund der Skaleneffekte der Biogasaufbereitungstechnologie ist ein Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen mit einer gemeinsamen Aufbereitungsanlage besonders interessant.

Es ist davon auszugehen, dass sich die Biogasmenge, die zur Wärmebereitstellung genutzt werden kann, zukünftig reduziert. Somit sind Biogasanlagen in kommunalen Wärmeplanungen keine Selbstläufer. Es besteht ein Zielkonflikt zwischen dem betriebswirtschaftlichen Optimum und der regionalen Einbindung der Anlagen.

Falls die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen im Wärmesektor gewünscht ist, braucht es hierfür Anreize. Ohne diese ist die Bereitstellung von Wärme insbesondere durch die Nutzung von NawaRo interessant, da somit höhere Energiemengen bereitgestellt werden können.

6. Ergebnisverwertung

Die Forschungsergebnisse, die im Rahmen des Projektes generiert wurden, konnten an diversen Stellen veröffentlicht und mit dem entsprechenden Fachpublikum diskutiert werden. **Vier Publikationen** sind im Rahmen des Projektes bisher in Fachjournals erschienen, drei davon in Peer-reviewed-journals:

- Mertins, A.; Heiker, M.; Rosenberger, S.; Wawer, T. (2023) Competition in the conversion of the gas grid: Is the future of biogas biomethane or hydrogen? *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.270>
- Mertins, A., Heiker, M., Wawer, T., Rosenberger, S. (2023) Die Rolle von Biomethan im zukünftigen deutschen Gasnetz. *DVGW energie | wasser-praxis* 4/2023, 30 – 34.
- Mertins, A. und Wawer, T. (2022) How to use biogas? A systematic review of biogas utilization pathways and business models. *Bioresour. Bioprocess.* 9, 59. <https://doi.org/10.1186/s40643-022-00545-z>
- Heiker, M.; Kraume, M.; Mertins, A.; Wawer, T.; Rosenberger, S. (2021) "Biogas Plants in Renewable Energy Systems—A Systematic Review of Modeling Approaches of Biogas Production" *Appl. Sci.* 11, no. 8: 3361. <https://doi.org/10.3390/app11083361>

Weitere Publikationen sind im Rahmen der Dissertationen von Anica Mertins und Mathias Heiker geplant.

Mit dem Ziel der Diskussion der Ergebnisse mit einem Fachpublikum, wurden darüber hinaus verschiedene Konferenzen besucht. Hier wurden die Ergebnisse präsentiert und in der Regel im Rahmen der Konferenzbände publiziert. Insgesamt wurden **sechszehn Konferenzbeiträge** erarbeitet:

- Mertins, A., Heiker, M., Wawer, T., Rosenberger, S. (2023) Die Rolle von Biomethan im zukünftigen Erdgasnetz. KTBL/FNR-Kongress "Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven" 11.-12.09.2023
- Heiker, M., Milne, F., Mertins, A., Wawer, T., Rosenberger, S. (2023) Ökobilanzen von Biogasanlagen. KTBL/FNR-Kongress "Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven" 11.-12.09.2023
- Heiker, M., Mertins, A., Wawer, T., Rosenberger, S. (2023) Perspektiven von Biogasnutzungspfaden am Beispiel einer Fallstudie. KTBL/FNR-Kongress "Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven" 11.-12.09.2023
- Mertins, A., Heiker, M., Wawer, T., Große-Kracht, I., Witte, A., Rosenberger, S. (2023) Entwicklung einer regionalen Strategie zur Weiterentwicklung der Biogasbranche. KTBL/FNR-Kongress "Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven" 11.-12.09.2023
- Mertins, A., Heiker, M., Rosenberger, S., Wawer, T. (2023) Drivers and barriers for the development of cooperative business models in the biogas sector for the transformation of the energy system. ICNP2023 20.-21.06.2023
- Mertins, A., Heiker, M., Rosenberger, S., Wawer, T. (2023) Regionale Strategieentwicklung für Biogasanlagen am Beispiel des Landkreises Osnabrück. Proceedings 16. Biogasinnovationskongress 24.-25.05.2023
- Heiker, M., Mertins, A., Wawer, T., Rosenberger, S. (2023) Biogas: Strom oder Treibstoff? Modellgestützte Gegenüberstellung von Geschäftsmodellen. Proceedings 13. IEWT 2023 15.-17.02.2023
- Mertins, A., Heiker, M., Rosenberger, S., Wawer, T. (2023) Treiber und Hemmnisse von Post-EEG-Geschäftsmodellen für Biogasanlagen. Proceedings 13. IEWT 2023 15.-17.02.2023

- Mertins, A. (2022) Green hydrogen - Future production opportunities from biogas plants in Germany, 18th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEM54602.2022.992099
- Heiker, M., Mertins, A., Wawer, T., Rosenberger, S. (2022) Ökobilanzen von Biogasanlagen – eine systematische Sensitivitätsanalyse der Einflüsse aus Gutschriften und Substitutionen. Proceedings 15. Biogasinnovationskongress 11.-12.05.2022
- Mertins, A., Heiker, M., Rosenberger, S., Wawer, T. (2022) Die Rolle von Biomethan im zukünftigen deutschen Gasnetz. Proceedings 15. Biogasinnovationskongress 11.-12.05.2022
- Heiker, M.; Stroink, A.; Mertins, A.; Wawer, T.; Rosenberger, S. (2022). Produktionspotenziale für grünen Wasserstoff an geplanten H₂-Pipelines. Proceedings 17. Symposium Energieinnovationen, 16.-18.02.2022
- Mertins, A.; Heiker, M.; Stroink, A.; Rosenberger, S.; Wawer, T. (2022). Nutzungskonkurrenzen zwischen Biomethan und Wasserstoff im zukünftigen deutschen Energiesystem. Proceedings 17. Symposium Energieinnovationen, 16.-18.02.2022
- Heiker, M., Mertins, A., Wawer, T., Rosenberger, S. (2022) Erneuerbare Energien – Open-Data-Analyse des status quo regionaler Energiesysteme am Beispiel von Biomasse. Proceedings 5. Regenerative Energietechnik-Konferenz Nordhausen 10.-11.02.2022
- Mertins, A.; Wawer, T. (2021). Exploiting Potenzial for economies of scale in biogas purification infrastructure. In Energy, COVID, and Climate Change, 1st IAEE Online Conference, 07.-09.06.2021. International Association for Energy Economics.
- Rosenberger, S., Wawer, T., Mertins, A., Heiker, M. (2020) Regionalperspektive Biogas – Entwicklung von Handlungsoptionen für den Post-EEG-Betrieb. Proceedings 13. Biogasinnovationskongress 24.-25.11.2020.

Darüber hinaus wurde das Projektteam für verschiedene Vorträge angefragt, die innerhalb des Projektes erforscht wurden. Somit wurden zusätzlich **8 Vorträge** gehalten:

- Agro Idea Sprout, 24.08.2023, Biogas im Energiesystem: Strom, Wärme oder Kraftstoff?
- Arbeitskreis Biogas, 06. Juni 2023, Die Rolle von Biomethan im zukünftigen deutschen Gasnetz
- Biogastagung Verden, 22.02.2023, Die Rolle von Biomethan im zukünftigen deutschen Gasnetz
- OLEC Energy Week, 11.10.2022, Klimaneutrale Gasversorgung von morgen
- 22. NRW Biogastagung, 19.10.2021, Regionalperspektive Biogas. Gemeinsame Aufbereitung von Biogas
- Webinarreihe Zukunft Biogas, 29.09.2021, Regionalperspektive Biogas. Bündelung Rohgas – gemeinsame Biomethanaufbereitung
- OLEC Dialog, 17.09.2020, Regionalanalyse und Entwicklung von Geschäftsmodellen für einen Post-EEG-Betrieb von Biogasanlagen auf Basis von Rest- und Abfallstoffen
- Bioökonomie Arbeitskreis Landkreis Osnabrück, 03.09.2020, Regionalanalyse und Entwicklung von Geschäftsmodellen für einen Post-EEG-Betrieb von Biogasanlagen auf Basis von Rest- und Abfallstoffen

Ein wesentlicher Bestandteil der Projektarbeit war die Diskussion der Ergebnisse mit Expert*innen innerhalb des Projektkonsortiums. Hierfür haben **4 Treffen mit dem Beitrag** stattgefunden, die durch einen bilateralen Austausch zu bestimmten Themen ergänzt wurden. Abschließend wurde ein **Fachtag** organisiert, an dem diverse Akteure aus der Biogaslandschaft sowie Vertreter*innen der Kommunen des Landkreises Osnabrück teilgenommen haben.

- 09.06.2020 digitale Beiratssitzung
- 31.08.2020 Beiratsarbeitstreffen
- 01.07.2021 Beiratssitzung
- 29.06.2022 Beiratssitzung
- 02.06.2023 Abschlusspräsentation bei der DBU
- 22.08.2023 Fachtag zur Übergabe der Projektergebnisse an den Landkreis Osnabrück und seine Kommunen

Aufgrund des hohen Interesses der Fachöffentlichkeit an den im Projekt entwickelten Methoden sind die folgenden wirtschaftlichen Verwertungen im Anschluss an das Projekt geplant:

- Bereitstellung von Biogasdatensätzen für Kommunen als Basis für die kommunale Wärmeplanung. Dies kann als Dienstleistung für Kommunen oder im Unterauftrag für Planungsbüros erfolgen. In beide Richtungen finden derzeit Sondierungsgespräche statt.
- Modellierung von Einzelbiogasanlagen und Biogasanlagenclustern zur Geschäftsmodelloptimierung als Dienstleistung für Anlagenbetreibende. Hierfür liegen die ersten Anfragen vor.

Der Wissensgewinn aus dem Projekt „Regionalanalyse Biogas“ fließt darüber hinaus in die Beantwortung von Folgeprojekten ein. Ein Antrag zur Biogasaufbereitung ist beim FNR bereits eingereicht, ein Interreg-Forschungsantrag zum Nährstoffmanagement in Biogasanlagen ist zurzeit in Arbeit.

III. Literaturverzeichnis

1. Heiker M, Mertins A, Wawer T et al. (2022) Ökobilanzen von Biogasanlagen – eine systematische Sensitivitäts-analyse der Einflüsse aus Gutschriften und Substitutionen. Proceedings 15. Biogasinnovationskongress 11.-12.05.2022
2. Heiker M, Milne F, Mertins A et al. (eds) (2023) Ökobilanz von Biogasanlagen
3. Mertins A, Heiker M, Rosenberger S et al. (2023) Regionale Strategieentwicklung für Biogasanlagen am Beispiel des Landkreises Osnabrück. Proceedings 16. Biogasinnovationskongress
4. Daniel-Gromke J, Rensberg N, Denysenko V et al. (2020) Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht
5. Heiker M, Mertins A, Wawer T et al. (2022) Erneuerbare Energien – OpenData-Analyse des status quo regionaler Energiesysteme am Beispiel von Biomasse. Proceedings 5. Regenerative Energietechnik-Konferenz Nordhausen 10.-11.02.2022
6. Heiker M, Mertins A, Wawer T et al. (eds) (2022) OpenData-Analyse des status quo regionaler Energiesysteme am Beispiel von Biomasse
7. Bundesnetzagentur (2022) Marktstammdatenregister. Erweiterte Einheitenübersicht. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/ErweiterteOeffentlicheEinheitenuebersicht>. Accessed 16 Dec 2022
8. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH (2019) Netztransparenz - EEG Bewegungsdaten. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>. Accessed 17 Jan 2022
9. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH (2019) Netztransparenz - EEG Anlagenstammdaten. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>. Accessed 17 Jan 2022
10. Landesamt für Geoinformation und Landesvermessung Niedersachsen (LGLN) (2023) Digitales Landschaftsmodell (Basis-DLM). <https://opengeodata.lgln.niedersachsen.de/#bdlm>. Accessed 11 Jul 2023
11. Bauer HH, Reichard T, Neumann MM (2005) Bestimmungsfaktoren der konsumentenseitigen Akzeptanz von Mobile Marketing. *der markt* 44: 59–71
12. Diers T (2020) Erarbeitung des Akzeptanzmodells. In: Diers T (ed) Akzeptanz von Chatbots im Consumer-Marketing. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, pp 23–42
13. Brosowski A, Adler P, Erdmann G et al. (2015) Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen. Status Quo in Deutschland. Schriftenreihe nachwachsende Rohstoffe, vol 36. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow-Prüzen
14. Brosowski A, Thrän D, Mantau U et al. (2016) A review of biomass potential and current utilisation – Status quo for 93 biogenic wastes and residues in Germany. *Biomass and Bioenergy* 95: 257–272. doi: 10.1016/j.biombioe.2016.10.017
15. Mähner P (2007) Kinetik der Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen und Gülle. Humboldt-Universität zu Berlin, Landwirtschaftlich-Gärtnerische Fakultät
16. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (ed) (2016) Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung, 7. Auflage, Rostock
17. Mertins A, Wawer T (2022) How to use biogas?: A systematic review of biogas utilization pathways and business models. *Bioresour Bioprocess* 9(1). doi: 10.1186/s40643-022-00545-z
18. Mertins A, Wawer T (eds) (2021) Exploiting potential for economies of scale in biogas purification infrastructure

19. FNB Gas (2023) Hydrogen Network 2030: towards a climate-neutral Germany. <https://fnb-gas.de/en/hydrogen-network/hydrogen-network-2030-towards-a-climate-neutral-germany/>. Accessed 20 Mar 2023
20. Mertins A, Heiker M, Rosenberger S et al. (2023) Competition in the conversion of the gas grid: Is the future of biogas biomethane or hydrogen? *International Journal of Hydrogen Energy*
21. Mertins A, Heiker M, Stroink A et al. (2022) Nutzungskonkurrenzen zwischen Biomethan und Wasserstoff im zukünftigen deutschen Energiesystem. In: *Proceedings 17. Symposium Energieinnovation, 16.-18.02.2022, Graz/Austria*
22. Anica Mertins (2023) Treiber und Hemmnisse von Post-EEG-Geschäftsmodellen für Biogasanlagen. In:
23. Mertins A, Heiker M, Rosenberger S et al. Drivers and barriers for the development of cooperative business models in the biogas sector for the transformation of the energy system. *ICNP2023 20.-21.06.2023*
24. Heiker M, Mertins A, Wawer T et al. (2023) Biogas: Strom oder Treibstoff? Modellgestützte Gegenüberstellung von Geschäftsmodellen. *Proceedings 13. IEWT 2023 15.-17.02.2023*

A. Allgemeine Angaben

Ansprechpartner/in ¹ : Name	
Telefonnummer	
eMail-Adresse	
Anschrift	
Anschrift der Biogasanlage / des Fermenters	
Rechtsform	

¹ für Rückfragen

B. Qualitative Befragung

POST-EEG

- B.1. Wie beeinflusst das Auslaufen des EEG den Betrieb der Biogasanlagen in der Region?**
- B.2. Was denken Sie, welche Faktoren sorgen für einen Erfolg beim Weiterbetrieb der Anlagen nach dem Auslaufen aus dem EEG?**
- B.3. Haben Sie ein Konzept für den Weiterbetrieb Ihrer Anlage nach dem Auslaufen aus dem EEG? Wie würden Sie Ihre Anlage nach dem Auslaufen des EEG weiterbetreiben?**
- ja, und zwar _____
- nein
- unsicher
- B.4. Was müssten Sie an Ihrer Anlage verändern, damit sie für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb genutzt werden kann?**
- B.5. Welche Bestrebungen gibt es, die Substratzusammensetzung zu verändern? Aus welchem Grund?**
- B.6. Welche Veränderungen an der Biogasanlage müssten Sie vornehmen, um alternative Substrate verwenden zu können?**
- B.7. Angenommen der Einsatz von NawaRos würde in der Zukunft reduziert werden. Wie würden die Substratflächen alternativ genutzt werden?**

Kooperative Geschäftsmodelle

- B.8. Welche Beispiele für eine langfristige Zusammenarbeit zwischen Biogasanlagenbetreibern und anderen Akteuren kennen Sie?**
- B.9. Welche Vor- und Nachteile verbinden Sie mit langfristiger Zusammenarbeit?**
- B.10. Mit welchen Akteuren würden Sie nach Auslaufen des EEG gerne zusammenarbeiten?**
- B.11. Wie könnte eine langfristige Zusammenarbeit mit anderen Akteuren konkret für Ihre Anlage aussehen?**
- B.12. Welche Erfahrungen haben Sie mit Kooperationen gemacht (evtl. auch außerhalb der Biogasanlage)?**

B.13. Wie wird Ihrer Meinung nach die Zukunft der Biogastechnologie aussehen?

B.14. Welches Potenzial sehen Sie in 10 Jahren für folgende Biogasabsatzmärkte?

	kein Potential	geringes Potential	großes Potential	sehr großes Potential	keine Einschätzung möglich
Strom	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Wärme	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Biogas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Erdgas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Wasserstoff	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gärprodukte	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

C. Quantitative Befragung

C.1. Allgemeine Angaben

Wie wird die Anlage betrieben?

- Einzelbetreiber
- Betreibergesellschaft

Wie ist die Anlage genehmigt?

- BauGB
- BImSchG

Wie ist die Art der Anlagenvergütung?

- EEG-Einspeisevergütung
- Direktvermarktung (Marktprämie)

C.2. Daten der Biogasanlage für 2020 – Strom / EEG

Standort des BHKWs		Satelliten-BHKW					
BHKW	Nr.	1	2	3	4	5	6
		Bezeichnung					
	flexibilisiert (j/n)						
elektrische Leistung	kW						
eingespeiste Strommenge	kWh						
EEG-Zahlung	€ in 2020						
Wirkungsgrad	% elektrisch						
	% thermisch						
Stromkennzahl							
Inbetriebnahmedatum							
Ende der EEG-Förderung							

C.3. Wie setzt sich die Vergütung in Cent / kWh zusammen?

Grundvergütung	KWK	Gülle	NaWaRo	Technik/Innovation	Emissionsminderung	Landschaftspflege	Einsatzstoff-Vergütungsklasse I/II	Gesamt

C.4. Daten der Biogasanlage für 2020 – Wärme

BHKW	Nr.	1	2	3	4	5	6
Art / Konzept der Wärmenutzung	Biogasanlage	Eigennutzung*	Verkauf				
Erlös aus Wärmeverkauf	€/ kWh						
zusätzliche ungenutzte Wärmepotential	Art	kWh / Jahr					

* inkl. Betriebsverbund

C.5. Daten des Betriebsverbundes (Stand: 2020)

Biogasanlage (Fermenter und Technik)		landwirtschaftlicher Betrieb	Wohngebäude	Sonstige:
Stromverbrauch	kWh			
Wärmeverbrauch	kWh oder Liter Heizöl oder			
	m ³ Erdgas			
Kraftstoffverbrauch in Liter / Jahr	Verwendung			

Regionalperspektive Biogas
– Betreiberbefragung –

C.6. Welche Inputsubstrate nutzen Sie aktuell in Ihrer Biogasanlage?

Substrat ⁽¹⁾	Menge	zeitlicher Einsatz	Preis ⁽³⁾	eigene Erzeugung	Ø Distanz der Anlieferung
	t FM ⁽²⁾ / Jahr	Monate	€ / t FM ⁽²⁾	%	km
Wirtschaftsdünger	Rindergülle				
	Rindermist				
	Schweinegülle				
	Schweinemist				
	Hühnermist				
	Pferdemist				
NawaRo	Mais-CCM				
	Körnermais				
	Getreidekorn				
	Futtermüll				
	Zuckerrübenblatt				
	Silage				
	Mais-Ganzpflanze <input type="checkbox"/>				
	Getreide-Ganzpflanze <input type="checkbox"/>				
	Grünroggen <input type="checkbox"/>				
	Gras <input type="checkbox"/>				
Futtermüll <input type="checkbox"/>					
Zuckerrübe <input type="checkbox"/>					
Sonstige	Festphase der Gülle				

⁽¹⁾ Bitte alle Inputsubstrate angeben, auch Wirtschaftsdünger (Gülle/Mist), Frischwasser etc.

⁽²⁾ FM: Frischmasse

⁽³⁾ Bitte die durchschnittlichen Gesamtkosten des Substrates angeben (inkl. Anbau, Transport, Lagerung etc.)

C.7. Welche weiteren Substrate sind in Ihrer mittelbaren Umgebung verfügbar?

Substrat	anfallende Menge	außerhalb der Biogasanlage genutzte Menge	Nutzungsweise außerhalb der Biogasanlage	positive / negative Erfahrungen in Nutzung in Biogasanlage	Ø Distanz der Anlieferung km
	t FM ⁽¹⁾ / Jahr	t FM ⁽¹⁾ / Jahr			
Wirtschaftsdünger					
pflanzliche Rest-/ Abfallstoffe	Stroh ² : _____				
Sonstige					

⁽¹⁾ FM: Frischmasse

⁽²⁾ Typ des Strohs (Mais, Getreide, Raps, ...)

C.8. Welche Substratvorbehandlung nutzen Sie bereits?

Wird Substrat physikalisch, chemisch oder biologisch vorbehandelt?	<input type="checkbox"/> ja	<input type="checkbox"/> nein
Typ / Art der Vorbehandlung(en)		
Ziel der Vorbehandlung	<input type="checkbox"/> Steigerung Methanausbeute	
	<input type="checkbox"/> Steigerung Abbaugeschwindigkeit	
	<input type="checkbox"/> Verwendung besonderer Substrate	
	<input type="checkbox"/> Hygienisierung	

C.9. Wie sind Biogasmenge, -qualität und Speichergößen?

Gasqualität	% CH ₄ (Methan)	
Gasmenge	m ³ in 2020	
Gasspeicher	m ³ in Fermenter	
	m ³ in Nachgärer + Gärrestlager	
	m ³ in weitere Speicher	
Welche Gasreinigung / -aufbereitung vorhanden?		
Wärmespeicher	Speichergöße in m ³	
	Speichermedium	

C.10. Wieviel Gärrest fällt an und wie wird er aufbereitet?

Gesamt-Menge	t in 2020	
Laboranalysen vorhanden?		<input type="checkbox"/>

Wird Gärrest aufbereitet?		<input type="checkbox"/>
aufbereitete Gärrestmenge	t in 2020	
eigene Aufbereitungsanlage		<input type="checkbox"/>
Dienstleister		<input type="checkbox"/>
Laboranalysen vorhanden?		<input type="checkbox"/>

Technik der Gärrestaufbereitung	mechanisch	Pressschnecke	<input type="checkbox"/>
		Dekanter	<input type="checkbox"/>
		Bandfilterpresse	<input type="checkbox"/>
	thermisch	Bandtrockner	<input type="checkbox"/>
		Trommeltrockner	<input type="checkbox"/>
		solare Trocknung	<input type="checkbox"/>
		Eindampfung	<input type="checkbox"/>
	Abwasser	Anbindung an Kläranlage	<input type="checkbox"/>
		Membranverfahren	<input type="checkbox"/>
	weitere		

C.11. Wie ist die Gärrestverwertung?

	Kosten in € / Jahr	Kommentar
Lagerung		
Transport		
Ausbringung		
Aufbereitung		
Sonstiges		

C.12. Wie weit wird der Gärrest im Durchschnitt gefahren? _____ km

C.13. Welche Eigenschaften besitzen Fermenter, Nachgärer und Gärrestlager?

	Fermenter		Nachgärer			Gärrestlager		
	Behälter-Nr.:		1	2	3	1	2	3
Baujahr								
Durchmesser	m							
Höhe	m							
Füllvolumen oder	m ³							
Füllhöhe	m							
Raumbelastung	$\frac{\text{kg oTS}^*}{\text{m}^3 \cdot \text{d}}$							
hydraulische Verweilzeit	Tage							
Temperatur	°C							
pH-Wert	-							

(*) Kilogramm organische Trockensubstanz je Kubikmeter und Tag

C.14. Welche Rührwerke verwenden Sie in den jeweiligen Einbauorten?

Rührwerks-Nr.		1	2	3	4	5	6	7	8
Einbauort	Fermenter	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Nachgärer	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Gärrestlager	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Anzahl gleicher Rührwerke									
Typ	Propeller	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Stabmixer	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Paddel	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Langachs	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Zentral	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Hydraulisch	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Variante	Schnellläufer	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Langsamläufer	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ausrichtung	Horizontal	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Vertikal	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
verstellbar?		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
elektrische Leistung	kW								
Betriebsdauer	Stunden am Tag								
Umbaumöglichkeit vorhanden?		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Regionalperspektive Biogas – Betreiberbefragung –

C.15. Wie hoch sind jährliche Kosten für den Betrieb der Biogasanlage?

	Biogasanlage (Fermenter, Technikgebäude, etc.)	Stromerzeugung (BHKW)
Personal (inkl. Betriebsleiter)		
Versicherungen		
Maschinen		
Betriebsstoffe		
Laboranalysen		
Wartungsverträge		
Externe Dienstleistungen		
Sonstige		

C.16. Gibt es technische Besonderheiten der Anlage, die bisher nicht abgefragt wurden?

Beschreibung	Zweck / Ziel	Baujahr	Kosten

Regionalperspektive Biogas – Betreiberbefragung –

C.17. Wie hoch sind die Kosten für Instandsetzung / Sanierung?

Z.B. Sanierung der Lagerstätten, Leckagenbeseitigung, weiteres Gärrestlager, etc. für einen:

	Substrat-lagerflächen	Fermenter	Gärrestlager	BHKWs	Sonstige
Betrieb bis zum Ende der EEG-Laufzeit?					
Weiterbetrieb von fünf Jahren nach Ende der EEG-Laufzeit?					
dauerhaften Weiterbetrieb?					

C.18. Wie hoch schätzen Sie die Einnahmen für Rohbiogas, die Sie für einen rentablen Weiterbetrieb der Anlage benötigen?

_____ € / m_N³