

Fokusheft im Projekt Pilot-SBG

METHANISIERUNG

Bereitstellung von erneuerbarem Methan aus Biogas und Wasserstoff

Umsetzung von Biogas zu Biomethan durch Katalysatoren oder Mikroorganismen ohne vorherige Trennung von CO_2 und CH_4

Technologische Reife und aktuelle Standorte der katalytischen und biologischen Methanisierung

Katalytische und biologische Methanisierung im technisch, ökonomisch und ökologischen Vergleich zur CO_2 -Abtrennung

INHALTSVERZEICHNIS

| | |
|---|----|
| Übersicht | 4 |
| Hintergrund | 5 |
| Zielstellung: Warum Methanisierung? | 6 |
| Entwicklungsstand der Methanisierung: Was ist heute möglich? | 7 |
| Katalytische Methanisierung | 8 |
| Biologische Methanisierung | 12 |
| CO ₂ -Abtrennung aus Biogas | 16 |
| Die Methanisierungstechnologie im Vergleich | 19 |
| Technische Bewertung | 19 |
| Ökonomische Bewertung | 24 |
| Ökologische Bewertung | 25 |
| Fazit | 26 |
| Methodenbeschreibung | 28 |
| Das Vorhaben Pilot-SBG | 30 |
| Überblick Fokushefte 2023 | 31 |
| Glossar | 34 |
| Abkürzungs- und Symbolverzeichnis | 35 |
| Abbildungsverzeichnis | 36 |
| Tabellenverzeichnis | 37 |
| Literaturverzeichnis | 38 |

IMPRESSUM

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
DE-04347 Leipzig
+49 (0)341 2434-112
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Autor:innen: Selina Nieß, Sebastian Dietrich, Marco Klemm, Hendrik Etzold, Katja Oehmichen

Datum der Veröffentlichung: 19. Oktober 2023

Zitierempfehlung: Nieß, S.; Dietrich, S.; Klemm, M.; Etzold, H.; Oehmichen, K. (2023). *Methanisierung: Bereitstellung von erneuerbarem Methan aus Biogas und Wasserstoff. Fokusheft im Projekt Pilot-SBG.* Leipzig: DBFZ. 41 S. ISBN: 978-3-946629-99-3. DOI: 10.48480/rm3g-ej31

ISBN: 978-3-946629-99-3

DOI: <https://doi.org/10.48480/rm3g-ej31>

Layout: Rico Ehrentraut, Max Hörügel

Die dieser Veröffentlichung zugrunde liegenden Arbeiten wurden im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich beim Autor.

ÜBERSICHT

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Biogas, das durch die anaerobe Vergärung von Biomassen wie biogenen Rest- und Abfallstoffen entsteht, so aufzubereiten, dass es ins Erdgasnetz eingespeist oder als Kraftstoff genutzt werden kann. Neben der heutzutage üblichen CO₂-Abtrennung kann das im Biogas vorhandenen CO₂ auch direkt, ohne eine Separation aus dem Biogas, für eine Methanisierung genutzt

werden. Für die Methanisierungsreaktion werden extern zugeführter Wasserstoff sowie ein Katalysator, der chemischen oder biologischen Ursprungs sein kann, benötigt.

In dem vorliegenden Dokument werden die beiden Methanisierungstechnologien, die katalytische und die biologische Methanisierung im Vergleich zur CO₂-Abtrennung aus dem Biogas

techno-ökonomisch bewertet und miteinander verglichen. Durch die Methanisierung kann im Vergleich zur CO₂-Abtrennung eine größere Menge an Methan als Produkt erzielt werden. Beide Methanisierungstechnologien haben ihre eigenen Vor- und Nachteile, die insbesondere von der Größe der Anlage, der Möglichkeiten zur Abwärmenutzung vor Ort und des Know-Hows der Anlagenbetreiber.

HINTERGRUND

Biogene Reststoffe und Abfälle gewinnen im Kontext von klimabedingter Energie- und Verkehrswende und einer biobasierten Wirtschaft zunehmend an Bedeutung. Die Bereitstellung von Methan aus erneuerbaren Quellen kann dabei einen wesentlichen Beitrag leisten. Neben biobasierten Technologien wie der anaeroben Fermentation und der Kombination aus Vergasung und Synthese zur Bereitstellung von Biomethan kann auch grüner Wasserstoff, basierend auf der Elektrolyse von Strom aus erneuerbaren nicht-biogenen Quellen, durch die Bindung an Kohlenstoff zu Methan reagieren. Diesen Prozess bezeichnet man als Methanisierung. In integrierten Konzepten kann so aus biogenen Rest- und Abfallstoffen über die anaerobe Fermentation Biogas produziert und in einer anschließenden oder begleitenden Methanisierung das im Biogas enthaltene CO₂ mit Wasserstoff zu Methan umgewandelt und so die Methanausbeute des Gesamtkonzeptes maximiert werden. Neben zahlreichen weiteren Nutzungsoptionen im stofflichen und energetischen Bereich wird vor allem die Nutzung als Kraftstoff in Form von komprimiertem oder verflüssigtem Methan vielfach diskutiert.

Kernthemen der Broschüre

- ▶▶▶ Umsetzung von Biogas zu Biomethan durch Katalysatoren oder Mikroorganismen ohne vorherige Trennung von CO₂ und CH₄
- ▶▶▶ Technologische Reife und aktuelle Standorte der katalytischen und biologischen Methanisierung
- ▶▶▶ Katalytische und biologische Methanisierung im technisch, ökonomisch und ökologischen Vergleich zur CO₂-Abtrennung

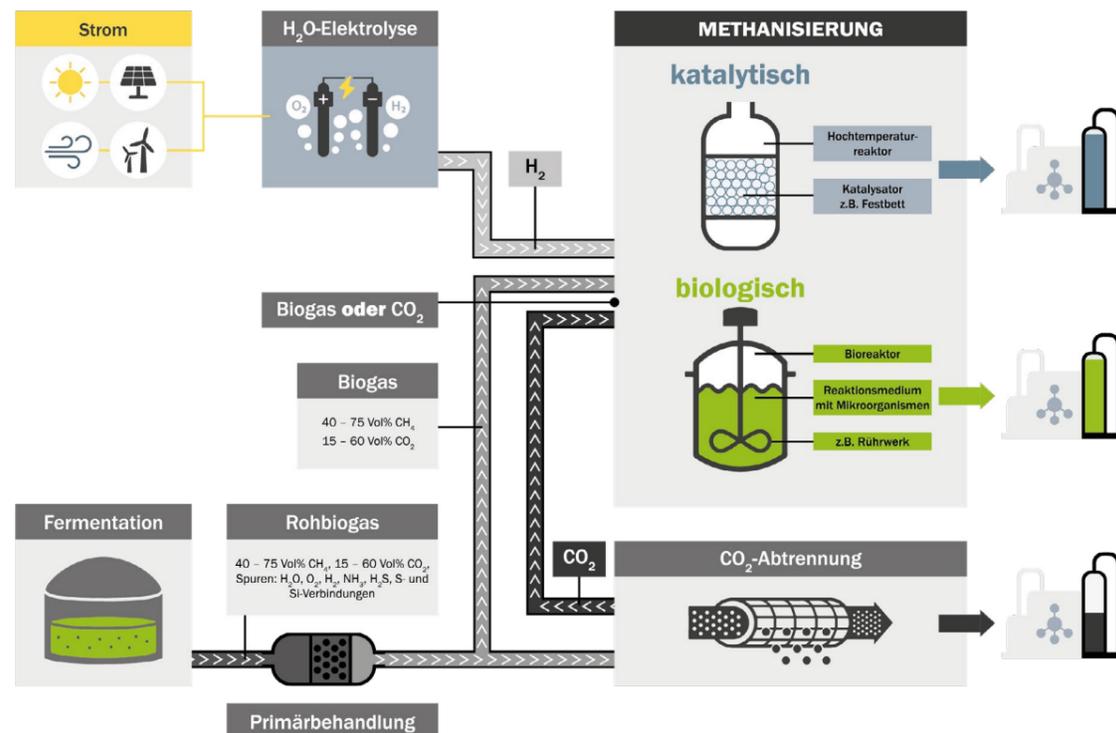


Abbildung 1: Wege der Biomethanproduktion aus der anaeroben Vergärung von Biomasse

Dieses Fokusheft soll einen Einblick in den Prozess der Methanisierung und die zur Verfügung stehenden **Methanisierungstechnologien** geben. Ziel ist darüber hinaus eine vereinfachte technische, ökonomische und ökologische Bewertung dieser Aufbereitungstechnologien für Biogas.

Im Folgenden werden die Begriffe Biomethan und Bio-SNG voneinander abgegrenzt verwendet. Biomethan bezieht sich dabei auf das Methan im Biogas, das von CO₂ befreit wurde und Bio-SNG steht für synthetisch erzeugtes Methan aus der biologisch oder thermochemisch katalysierten Reaktion von CO₂ und H₂. In der Literatur tauchen außerdem häufig noch weitere Bezeichnungen für Methan auf, unter anderem erneuerbares Methan oder strombasiertes Methan. Kommt der Kohlenstoff für die Methanisierung nicht aus einer erneuerbaren Quelle, wird auch von einem erneuerbaren Kraftstoff nicht-biologischen Ursprungs (RFNBO) gesprochen. Kurze Erläuterungen zu diesen Begriffen sind im Glossar zu finden.

Anfallende CO₂-Abgase nutzen

Das Klimagas Kohlenstoffdioxid (CO₂) ist ein häufig auftretendes Nebenprodukt in industriellen, chemischen oder biologischen Prozessen. Seine Einbindung in eine verlängerte Nutzungskaskade gewinnt aus ökologischer aber auch ökonomischer Sicht zunehmend an Bedeutung. Anstatt es in die Atmosphäre zu emittieren, kann es als Ausgangsstoff, z. B. für die Methanisierung, genutzt werden.

Als Vorstufe für die Methanisierung eignen sich insbesondere Prozesse, bei denen CO₂ in hoher Konzentration und Reinheit anfällt. Neben der Ammoniak- und Bioethanolherstellung sind vor allem Biogasprozesse sehr gut für eine anschließende Methanisierung geeignet [Fröhlich et al. 2019].

Nutzungsmöglichkeiten von Methan

Synthetisch erzeugtes Methan aus Biomasse (Bio-SNG) kann als Substitut für fossiles Erdgas im Bereich der energetischen Nutzung als Kraft- und Brennstoff zur Erzeugung von Strom und Wärme oder Mobilität sowie im Bereich der stofflichen Nutzung beispielsweise als Ausgangsstoff für chemische Produkte genutzt werden. Methan ist außerdem ein geeigneter Speicher, wenn Energie aus Überschussstrom nicht direkt genutzt werden kann. Durch Power-to-Gas (PTG) Prozesse wie die Methanisierung wird die elektrische Energie in Form von chemischen Bindungen in den Molekülen gespeichert und wird erst durch die Nutzung des Methans wieder verfügbar.

ZIELSTELLUNG: WARUM METHANISIERUNG?

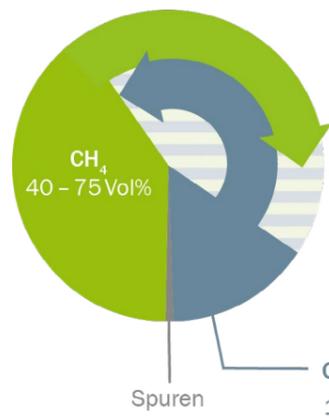
Das Ziel der Methanisierung ist es, die verwendete Kohlenstoffquelle möglichst vollständig energetisch oder stofflich nutzbar zu machen. Um ins Erdgasnetz eingespeist oder

als Kraftstoff genutzt werden zu können, muss das erzeugte Methan in den meisten Fällen aufgereinigt werden, um bestimmten Gasqualitäten zu entsprechen.

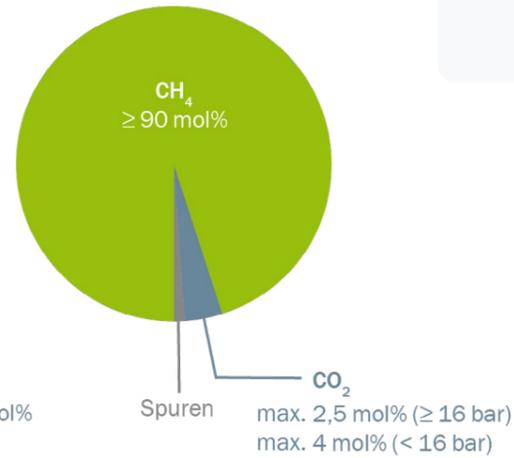
►► Weitere Informationen zu spezifischen Kraftstoffanforderungen sind im Fokusheft Verflüssigung zu finden.



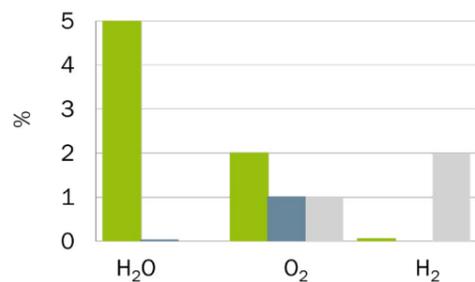
Biogas



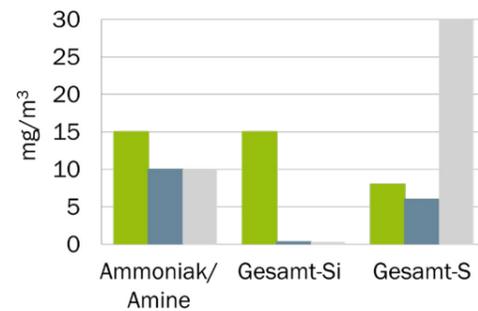
Einspeisebedingungen



Hauptspurenbestandteile



Nebenspurenbestandteile



■ Biogas ■ Einspeisebedingungen ■ Kraftstoffbedingungen

Abbildung 2: typische Biogaszusammensetzung [Nieß et al. 2022] und Ober- und Untergrenzen zur Gaszusammensetzung für die Einspeisung (DVGW G 260 (A)) und für die Nutzung als Kraftstoff (DIN EN 16723-2)



ENTWICKLUNGSSTAND DER METHANISIERUNG: WAS IST HEUTE MÖGLICH?

Welche Methanisierungstechnologien gibt es?

Die Methanisierung kann **thermokatalytisch** mithilfe geeigneter Katalysatoren oder **biologisch** durch die Stoffwechselprozesse von speziellen Mikroorganismen erfolgen. Neben diesen beiden bis zum Demonstrationsmaßstab mit technologischen Reifegraden (Technology Readiness Level, TRL, s. Kapitel 6.1) 7-8 entwickelten Methoden gibt es eine dritte Methanisierungstechnologie, die sich noch im Labormaßstab befindet: die **bioelektrochemische** Methanisierung [Geppert et al. 2016]. Diese Technologie wird im Folgenden aus Gründen der Vergleichbarkeit, vor allem der schlechteren Datenlage und des deutlich geringeren TRL zwischen 2-3 nicht für den Anwendungsfall betrachtet. Die

TRL der anderen beiden Methoden beziehen sich auf die Verwendung von Reingasen. Bei der Verwendung von Biogas besteht noch weitergehender Forschungsbedarf.

Was sind Ausgangsstoffe für die Methanisierung?

Sowohl die katalytische als auch die biologische Methanisierung kann neben reinem CO oder CO₂ auch Biogas als Kohlenstoffquelle nutzen. Das Besondere am Biogas ist die heterogene Zusammensetzung aus den Hauptbestandteilen CH₄ und je nach Einsatzsubstrat unterschiedlichen Nebenbestandteilen wie Schwefelwasserstoff, Ammoniak oder Siloxanen, die für Katalysatoren und Anlagenteile schädlich sein können (Abbildung 2).

Wie kann biogenes Methan alternativ gewonnen werden?

Um Biomethan als Produkt zu erhalten, ist es bereits im kommerziellen Maßstab etabliert, das CO₂ sowie die weiteren Nebenprodukte aus dem Biogas abzutrennen. In diesem Fall wird der im CO₂ gebundene Kohlenstoff bisher jedoch meistens nicht genutzt und das CO₂ aufgrund seiner mangelnden Reinheit in die Atmosphäre abgegeben.

Katalytische Methanisierung

Welche Reaktionen laufen ab?

Bei der katalytischen Biogasmethanisierung reagieren CO_2 und H_2 an einem Katalysator zu CH_4 und H_2O (Gl. 1). Die Gesamtreaktion setzt sich aus zwei Teilschritten, der reversen Wassergas-Shift-Reaktion (Gl. 2) und der CO-Methanisierung (Gl. 3) zusammen [Rönsch et al. 2016]. Alle Reaktionen sind Gleichgewichtsreaktionen und lassen sich gezielt durch die Auswahl geeigneter Reaktionsbedingungen in Richtung der Produkte verschieben.

Welche Katalysatoren sind geeignet?

Für die Methanisierung werden meistens **Trägerkatalysatoren** eingesetzt, bei denen das aktive Metall zur besseren Verteilung und Erhöhung der aktiven Oberfläche auf ein Trägermaterial aufgebracht ist (Abbildung 3). Auf dem Markt sind unterschiedliche Katalysatoren von verschiedenen Firmen kommerziell verfügbar. Viele kommerzielle Methanisierungskatalysatoren basieren auf **Nickel**, aufgrund seiner hohen Aktivi-

tät, Selektivität, sowie dem günstigen Rohstoffpreis im Vergleich zu Edelmetallen wie Ruthenium, Rhodium oder Palladium, die ebenfalls die Methanisierungsreaktion katalysieren [Li et al. 2018]. Als Trägermaterial werden Metalloxide wie Al_2O_3 , SiO_2 oder TiO_2 mit möglichst ausgeprägte Porenstrukturen, die eine hohe Oberfläche erzeugen, verwendet [Li et al. 2018]. Zur Verbesserung der thermischen Stabilität oder um die Verteilung des aktiven Metalls auf dem Trägerma-

terial zu verbessern, können dem Katalysator bei der Herstellung **Promotoren** (Metalle, die einen Einfluss auf strukturelle oder elektronische Eigenschaften des aktiven Metalls ausüben) zugegeben werden. Diese können zu einer verbesserten Stabilität und höherer Aktivität des Katalysators führen [Nieß et al. 2022].

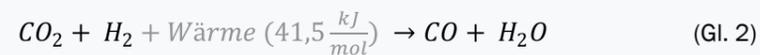


Abbildung 3: Aussehen und Aufbau eines Trägerkatalysators

© 2023 DBFZ



© 2023 DBFZ

Wie kann die Methanausbeute erhöht werden?

Da die Gesamtreaktion exotherm ist, wird die Methanproduktion durch **niedrige Temperaturen** verbessert. Allerdings wird für die Katalysatoren eine Aktivierungsenergie in Form von Wärme benötigt, weshalb bei der katalytischen Methanisierung ein Kompromiss zwischen zu hohen und zu niedrigen Temperaturen gefunden werden muss. Üblicherweise findet die CO_2 -Methanisierung bei $300 - 550 \text{ °C}$ statt [Bär et al. 2015]. Auch der Druck beeinflusst das Reaktionsgleichgewicht, da es durch die Reaktion von fünf Molekülen zu drei Molekülen (Gl. 1) zu einer Volumenreduktion des Gases kommt. Daher verschieben **hohe Drücke** das Reaktionsgleichgewicht in Richtung des Methans.

In der Praxis werden meist Drücke über 10 bar eingesetzt [Bär et al. 2015]. Ein weiterer Faktor, der im Fall der Biogasmethanisierung das Gleichgewicht der Reaktion beeinflussen kann, ist der **hohe Anteil an CH_4** , der im Eduktgas vorhanden ist. Nach dem Prinzip des kleinsten Zwangs von Le Chatelier bedeutet ein hoher Anteil des Produktes, dass das Gleichgewicht in Richtung der Edukte verschoben wird. Allerdings

führt der hohe Methananteil als Inertgas, das nicht an der exothermen Reaktion teilnimmt in diesem Fall auch zu einer besseren Temperaturverteilung im Reaktor, wodurch das Reaktionsgleichgewicht wie oben beschrieben in Richtung des Methans verschoben wird.

Welche Aufgaben haben Reaktoren für die Methanisierung?

Reaktoren, die für die thermokatalytische Methanisierung eingesetzt werden, müssen vor allem zwei Aufgaben erfüllen. Erstens müssen sie so konstruiert sein, dass ein guter Kontakt zwischen Gas und Katalysator bei der gewünschten Verweilzeit gewährleistet ist. Zweitens muss die Reaktionswärme vom Katalysator weggeführt werden. Dafür gibt es zwei Möglichkeiten:

1. bei einem **adiabaten Reaktor** wird die erzeugte Reaktionswärme nicht über die Reaktorwand abgeführt. Stattdessen erwärmt sie das Gasgemisch und wird mit diesem abtransportiert. Dadurch sind sehr einfache und preiswerte Reaktoren möglich. Allerdings verschieben höhere Temperaturen das Gleichgewicht einer exothermen Reaktion in Richtung der Edukte, sodass der Umsatz

sinkt. Diesem Effekt kann bei adiabaten Reaktoren durch die Nutzung mehrerer Reaktorstufen und durch Zwischenkühlung entgegengewirkt werden.

2. Bei **isothermen Reaktoren** wird die gesamte Reaktionswärme über eine Kühlung aus dem Reaktor abgeführt. Somit kann der gesamte Reaktor bei idealen Temperaturen betrieben werden. Dadurch sind sehr gute Umsätze erreichbar. Allerdings ist der Aufbau durch die Kühleinrichtungen deutlich komplizierter als der eines adiabaten Reaktors [Schmidt et al. 2018].

Die abgeführte Reaktionswärme kann im Sinne der Wärmerückgewinnung genutzt werden, um andere Prozessschritte in der Prozesskette zu erwärmen. Für den genauen Einsatzzweck spielt die Temperatur der Abwärme eine entscheidende Rolle.

Welche Reaktortypen werden eingesetzt?

Für die Methanisierung sind unter anderem Festbettreaktoren, strukturierte Reaktoren und Wirbelschichtreaktoren im Einsatz [Kopyscinski et al. 2010]. Weitere vielversprechende Konzepte, wie der Drei-Phasen-Reaktor sind in Entwicklung oder werden schon im Technikumsmaßstab getestet. In **Festbettreaktoren** befindet sich der Katalysator als Schüttgut im Reaktor. Adiabate Reaktoren können recht einfach gebaut sein und sind fast immer als Festbettreaktoren ausgeführt. Für einen gekühlten (isothermen) Festbettreaktor ist hingegen ein komplexerer Aufbau, etwa als Rohrbündel, erforderlich, da die Wärmeabfuhr durch die pro Wandfläche mögliche Wärmeleitung limitiert ist. Die Kühlung erfolgt dann durch Dampferzeugung oder mittels Kühlmedien wie Salzschnmelzen.

Strukturierte Reaktoren sind Sonderbauformen von Festbettreaktoren, bei denen durch eine Strukturierung der Wände oder durch Einbauten die Wärmeübertragerfläche stark vergrößert ist. Dadurch wird eine gute Kühlung gewährleistet. Üblicherweise ist der Katalysator als Beschichtung auf die inneren Oberflächen aufgebracht [Bajohr et al. 2014].

In **Wirbelschichtreaktoren** werden Katalysatorpartikel durch den Gasstrom in der Schwebe gehalten und dabei ständig durchmischt [Schild-

hauer und Biollaz 2016]. Damit können Temperatur- und Konzentrationsspitzen vermieden werden. Zudem ist ein sehr guter Wärmeübergang an den Wänden möglich. Eine nahezu isotherme Betriebsweise ist damit realisierbar. Ein Nachteil ist der Abrieb des Katalysators durch die Bewegung der Katalysarteilchen, was zu einem ständigen Katalysatorverlust führt.

Wo befinden sich aktuelle Anlagen und Akteure?

Repräsentative Testanlagen für die katalytische Methanisierung mit CO₂ aus Biogas befinden sich in Deutschland, Dänemark und Spanien Abbildung 4 [Erler et al. 2019].

- Die weltweit erste Anlage, die im industriellen Maßstab CO₂ aus Biogas für die katalytische Methanisierung nutzt, ist die 2013 gebaute Anlage in Werlte. (Größe der Elektrolyse: 6 MW_{el}, 1300 m³/h, SNG: 350 m³/h (STP) [IEA Bioenergy Dezember 2021].
- In Falkenhagen wurde eine bestehende Wasserstoffherstellungsanlage im Jahr 2018 um eine Methanisierungseinheit ergänzt. Als CO₂-Quelle dient eine Bioethanolanlage. Seit 2019 wird das erzeugte SNG (bis zu 1400 m³

pro Tag) in das Erdgasnetz eingespeist [Stähr et al. 2019].

- Eine Demonstrationsanlage in Karlsruhe verbindet ein Methanisierungsmodul mit einem Hochtemperaturelektrolysemodul und erreicht dabei einen Wirkungsgrad von 76% [KIT 2018].
- Eine 10 m³/h (STP) große Demoanlage zur Biogasaufwertung in Foulum (DK) wurde über mehr als 2200 Betriebsstunden für Forschungszwecke betrieben. Dabei wurde ein Produktgas mit >97% Methan erzeugt [EUDP 2018].
- In einer Demoanlage in Lemvig (DK) konnten im Zuge des MeGastoRe Projektes bis zu 24 m³ SNG pro Tag erzeugt werden. In der Anlage wurde das Biogas ohne vorherige Abtrennung des CO₂ direkt methanisiert [Aarhus University 2015].
- In Jerez de la Frontera (ES) wurde ein Mikrokanalreaktor aus der Laboranwendung auf eine 15 kW Pilotanlage hochskaliert und konnte mit realem Biogas ähnliche Ergebnisse wie im Labormaßstab erreichen [Pérez et al. 2019].

katalytisch

Dänemark

Foulum:
El upgraded Biogas (Haldor Topsøe A/S)

Lemvig:
MeGa-stoRE (Aarhus University)

Deutschland

Werlte:
Audi E-Gas (KIWI AG)

Falkenhagen:
Store&Go (KIT)

Werlte:
Audi E-Gas (KIWI AG)

Spanien

Jerez de la Frontera:
RENOVAGAS (Enagas)



biologisch

Dänemark

Kopenhagen:
BioCat (Electrochaea GmbH)

Deutschland

Allendorf:
BioPower2Gas (microbEnergy GmbH)

Altenstadt:
Abfallbiogasanlage MicroPyros BioEnerTec GmbH)

Pirmasens:
Bioraffinerie (PFI Biotechnology)

Österreich

Pilsbach:
USC-FlexStore (RAG Austria AG)

Schweiz

Solothurn:
Store&Go (Electrochaea GmbH)

© 2023 DBFZ

Abbildung 4: Standorte von Projekten und Firmen, die Biogas für die katalytische Methanisierung (links) und für die biologische Methanisierung (rechts) nutzen.

Biologische Methanisierung

Wie läuft die Reaktion ab?

Bei der biologischen Methanisierung werden Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff von Mikroorganismen durch hydrogenotrophe Methanogenese in Methan umgewandelt. Analog zur katalytischen Methanisierung erfolgt die Reaktion entsprechend Gleichung 1. Die Mikroorganismen, genauer **hydrogenotrophe methanogene Archaeen**, fungieren hierbei als **biologische Katalysatoren**. Archaeen werden dabei als Reinkulturen oder als spezifisch abgestimmte Mischkulturen eingesetzt. Weiterhin können natürlich Mischkulturen aus Bakterien und Archaeen (Biozönose) aus Biogasanlagen eingesetzt werden [Bär und Graf 2020; Bär et al. 2015].

Welche Prozessbedingungen sind notwendig?

Der Prozess kann, abhängig von den Mikroorganismen, unter mesophilen (35 – 40 °C) oder thermophilen (40 – 70 °C) Bedingungen [Kretzschmar 2017] sowie pH-Werten von 6 – 9 ablaufen [Bär und Graf 2020]. Durch die geringen Temperaturen bestehen im Gegensatz zur katalytischen Methanisierung **keine Gleichgewichtslimitierungen**. Je nach Reaktortyp findet die Reaktion drucklos oder bei bis zu 10 bar statt [Bär et al. 2015]. Eine sehr große Herausforderung besteht darin, die Eduktgase den Mikroorganismen in der Flüssigphase bereitzustellen. Hierbei stellt insbesondere die um den Faktor 25 geringere Löslichkeit von H_2 gegenüber CO_2 eine Prozesslimitierung dar und erfordert spezielle Reaktoren,

die eine starke Durchmischung der Gas- und Flüssigphase sicherstellen. Ein erhöhter Prozessdruck steigert die Löslichkeit der Eduktgase und ermöglicht somit gesteigerte Umsätze. Da die biologische Methanisierung deutlich langsamer als die katalytische Methanisierung abläuft, können gute Methanausbeuten jedoch nur bei um Faktor 10 – 100 kleineren Raumbelastungen und dementsprechend größeren Reaktoren erreicht werden [Bär et al. 2015]. Im Gegensatz zu den Katalysatoren

der thermochemischen Methanisierung besitzen die beteiligten Mikroorganismen eine vergleichsweise **hohe Schwefeltoleranz**.

Eine vollständige Abtrennung von Schwefelwasserstoff und Ammoniak ist daher nicht notwendig und teilweise sogar nachteilig für die Mikroorganismen [Bär und Graf 2020]. Es ist jedoch zu beachten, dass z. B. bei der Biomethaneinspeisung oder der Nutzung im Kraftstoffsektor maximale

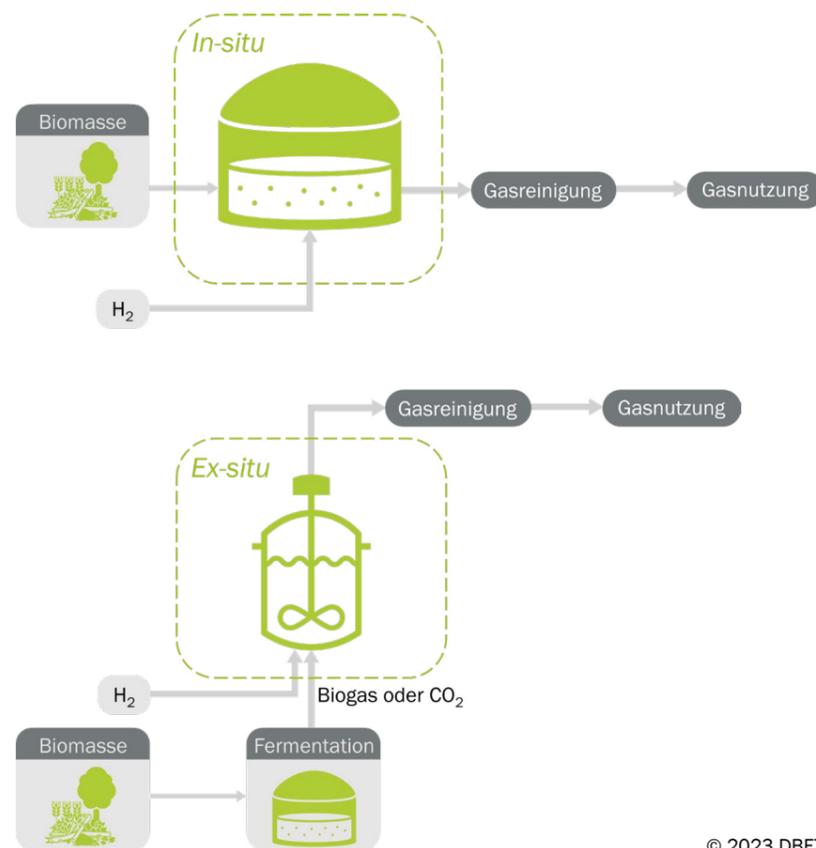


Abbildung 5: Allgemeine Prozessketten für die in-situ und ex-situ biologische Methanisierung

© 2023 DBFZ

Schwefel- oder Ammoniakkonzentrationen definiert sind, die eine intensive Gasreinigung nach der biologischen Methanisierung erfordern. Der technische Aufwand wird somit möglicherweise nur in der Prozesskette verschoben anstatt zu entfallen.

In-situ vs. Ex-situ – Was kann was?

Bei der biologischen Methanisierung von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid wird zwischen *in-situ* Methanisierung, integriert in den Fermenter des Biogasprozesses, und *ex-situ* Methanisierung in einem externen Reaktor unterschieden. Die sich dabei ergebenden Prozessketten sind in Abbildung 5 dargestellt.

Die **in-situ Methanisierung** besitzt den großen Vorteil, dass kein zusätzlicher Reaktor notwendig ist und die biologische Methanisierung parallel zur anaeroben Vergärung der Biomasse im gleichen Fermenter stattfinden kann. Dieser wird dafür mit einem Gasverteiler am Fermenterboden zur Wasserstoffeinbringung ausgestattet oder es wird auf bestehende Gasrezirkulationssysteme zurückgegriffen. Bei der Integration der *in-situ* Methanisierung in bestehende Biogasanlagen muss auf bestehende Technik zurückgegriffen werden, in der Regel sind dies Rührkesselreaktoren in denen mit erhöhter Rührleistung oder Gaszirkulation die Wasserstoffblasen zerteilt werden. Nachteile der *in-situ* Met-

hanisierung sind jedoch, dass übliche Biogasfermenter weder für Wasserstoff (Leckagen) noch für Überdrücke (schlechter Gas-Flüssig-Stofftransport) ausgelegt sind und der Wasserstoff den Prozess des gleichzeitig stattfindenden Biomasseabbaus (Acido- und Acetogenese) negativ beeinflussen kann. Entscheidend für den Kontakt von Wasserstoff mit der Flüssigphase ist die Verweilzeit der aufsteigenden Blasen im Reaktor, welche abhängig von der Reaktorhöhe, der Blasengröße und der Viskosität des Fermenterinhalt ist. Die bei konventionellen Biogasanlagen übliche Höhe von 5 – 8 m begrenzt den Umsatz laut Modellergebnissen auf 55 – 75% [Bär und Graf 2020]. Die biologische *in-situ* Methanisierung ist in der Lage die Methanausbeute aus der Biomasse zu erhöhen, aber nicht direkt einspeisefähiges Biomethan zu erzeugen. Trotz gesteigertem Methangehalt im Produktgas bleibt zur Netzeinspeisung eine CO_2 -Abscheidung, wenn auch mit potentiell minimiertem Aufwand, eine Entschwefelung sowie eine Trocknung des Gases erforderlich.

Die **ex-situ Methanisierung** wird der anaeroben Vergärung nachgeschaltet und läuft in einem separaten Reaktor ab. In diesem können die Prozessbedingungen speziell auf die methanisierenden Archaeen abgestimmt werden, da keine parallele Biogasbildung aus Biomasse stattfindet. Vor allem ein Betrieb unter erhöhtem Druck mit gesteigerter Methanbildungsrate

und/oder erhöhten Raumgeschwindigkeiten ist in einem eigens dafür vorgesehenen Reaktor einfacher möglich. Alle zuvor erwähnten Reaktortypen sind hierfür geeignet. Die *ex-situ* Methanisierung kann mit Rohbiogas oder nach einer Abscheidung nur mit CO_2 , ohne die Methankomponente des Biogases, betrieben werden. Die Verwendung von reinem CO_2 aus Biogas ermöglicht durch die Verringerung des Eduktgasstroms kleinere Reaktoren und erhöht die Flexibilität der Gesamtanlage, die durch die vorhandene CO_2 -Abtrennung auch ohne biologische Methanisierung einspeisefähiges Bio-SNG erzeugen kann. In Zeiten niedriger Strombezugspreise und somit günstiger Wasserstoffproduktion kann die biologische Methanisierung dann gezielt als flexible PTG-Anlage betrieben werden und steigert so die eingespeiste Methanmenge. Bei einer Methanisierung mit dem im Biogas enthaltenen Methan kann jedoch bei nahezu vollständigem Umsatz eine CO_2 -Abtrennung vor der Einspeisung komplett entfallen. Neben der Methanisierung von Biogas ist grundsätzlich auch ein Betrieb mit jeder anderen CO_2 -Quelle möglich.

Welche Reaktortypen werden eingesetzt?

Um eine gute Durchmischung von Gas- und Flüssigphase zu ermöglichen, werden bei der biologischen Methanisierung im Wesentlichen drei Reaktortypen eingesetzt (Abbildung 6).

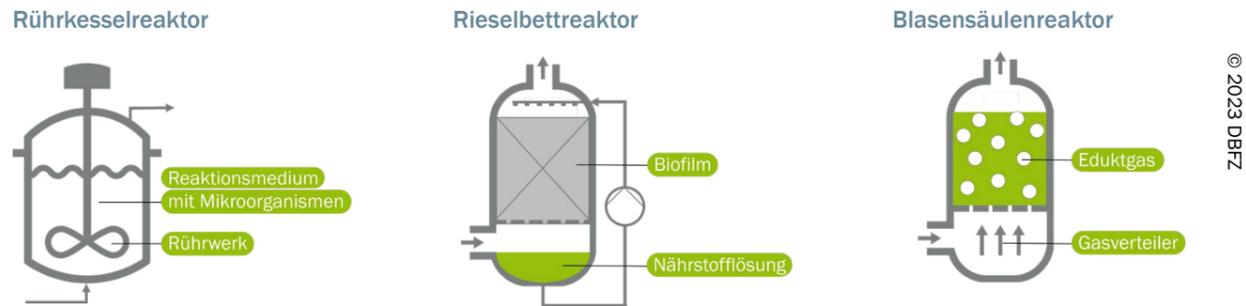


Abbildung 6: Schematische Darstellung eines Rührkessel-, Rieselbett- und Blasensäulenreaktors

Rührkesselreaktoren entsprechen gängigen Fermentern in Biogasanlagen, benötigen jedoch einen im Vergleich zum Biogasprozess deutlich erhöhten Rühraufwand, um die über einen Gasverteiler im Reaktorboden eingebrachten Wasserstoffblasen zu verteilen und zu zerteilen. Mit steigender Rührerdrehzahl wird der Stofftransport von der Gas- zur Flüssigphase erhöht. Der gesteigerte Strombedarf des Rührens beträgt bis zu 16% des Energiegehalts der Eduktgase (bezogen auf den unteren Heizwert) [Bär und Graf 2020]. Ein weiteres Problem von Rührkesselreaktoren ist die hohe Rückvermischung, wodurch H_2 in das Produktgas gelangt und hohe Umsätze erschwert werden [Bär und Graf 2020].

Blasensäulenreaktoren verfügen über einen Gasverteiler am Boden des Reaktors, aus dem die Eduktgase in kleinen Blasen austreten und durch die Flüssigphase nach oben steigen. Mit steigender Reaktorhöhe wird H_2 für die Reaktion verbraucht, wodurch ein hoher Stofftransport und somit eine hohe Konzentrationsdifferenz zwischen Reaktoreingang und -ausgang erreicht wird [Bär und Graf 2020]. Ein effektiver Gasverteiler sorgt für eine gute Durchmischung der Flüssigphase, wodurch auf einen zusätzlichen Rührer verzichtet werden kann.

Rieselbettreaktoren besitzen eine Schüttung aus Füllkörpern mit Mikroorganismen (Biofilm) im Reaktorraum, über die kontinuierlich die wässrige Nährstofflösung „gerieselt“ wird. Die Eduktgase durchströmen den Reaktor von unten nach oben (Gegenstrom) oder von oben nach unten (Gleichstrom). Durch diese Funktionsweise wird ohne Rührer, dafür per Pumpe, eine große Kontaktfläche zwischen Gas- und Flüssigphase sichergestellt.



Abbildung 7: Biologische Methanisierung im Store&Go-Projekt

Aktuelle Anlagen und Akteure

Anlagenbetreiber oder Forschungsvorhaben zur biologischen Methanisierung finden sich vor allem in Zentraleuropa (Abbildung 4).

- In **Kopenhagen (DK)** und in **Solothurn (CH)** werden gerührte Blasensäulenreaktoren (*ex-situ*) zur Biogasmethanisierung (SNG: $19 - 58 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$ (STP)) bzw. zur Methanisierung von CO_2 aus einer Abwasseranlage (SNG: $30 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$ (STP)) betrieben [Bär und Graf 2020]. Es werden ohne nachfolgende Aufbereitungsschritte Reinheiten $> 97\%$ CH_4 erreicht [Calbry-Muzyka et al. 2019].
- Eine weitere Demonstrationsanlage mit einem gerührten Blasensäulenreaktor zur biologischen *ex-situ* Methanisierung befindet sich in **Allendorf** (SNG: $15 - 55 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$ (STP)) und weist eine Betriebsdauer von $> 8000 \text{ h}$ auf [Heller 2017]. Je nach Anforderung können hier bis zu $100 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$ (STP) aufbereitetes Methan mit einer Reinheit von

bis zu 99% erreicht werden [microbEnergy GmbH 2020].

- Anfang 2019 wurde ein Prototyp zur biologischen Methanisierung an einer Abfallbiogasanlage in **Altenstadt**, Oberbayern, in Betrieb genommen, der $30 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$ Biogas verarbeitet und Methan in Erdgasqualität produziert (250 kW Gesamtleistung, davon 200 kW Elektrolyse). Es soll nachgewiesen werden, dass die biologische Methanisierung eine Alternative zur bewährten aber schon älteren Druckwasserwäsche sein kann. Die Prozessabwärme wird in einem Pufferspeicher gespeichert [Neumann 2019].
- Im Energiepark **Pirmasens-Winzel** wird eine Pilotanlage zur Biogasaufbereitung mit einer biologischen Methanisierung betrieben. Das Nährmedium und Wasser werden durch ein Recyclingsystem über Keramikfilter und Membrandestillation zur Nährmedienaufbereitung zurückgewonnen

und das Produktgas vor der Netzeinspeisung entschwefelt und getrocknet. In zwei Kolonnen mit jeweils 40 m^3 werden somit $100 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$ (STP) Methan erzeugt. Der Betriebsdruck beträgt 7 bar [PFI Biotechnology 2023].

- In **Pilsbach (AT)** wurde eine Technologie entwickelt, die durch eine biologische Methanisierung in ausgeförderten Erdgaslagerstätten die saisonale großvolumige Speicherung von Energie ermöglicht [USC-Flex-Store 2021]. Bei zunehmender Elektrifizierung des Wärmesektors kann im Sommer produzierter Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) zur Bereitstellung eines Erdgassubstituts für die Wintersaison genutzt werden. Aktuell arbeitet ein Konsortium verschiedener österreichischer und schweizerischer Partner an der weiteren Erforschung dieser Geo-Methanisierung [ERA-Net 2019] und führt Feldversuche durch.

CO₂-Abtrennung aus Biogas

Aktueller Stand der Technik bei der Produktion von Biomethan ist die Aufbereitung des Biogases durch die Abtrennung von CO₂, um im verbleibenden Produktgas die erforderliche **Einspeisequalität für das Erdgasnetz** zu erreichen. Diese Qualität wird im Wesentlichen durch den erforderlichen Brennwert und den Wobbe-Index des einzuspeisenden Gases, die durch (DVGW G 260 (A)) und den lokalen Netzbetreiber festgelegt werden, definiert. Eine CO₂ Abtrennung kann jedoch auch nach einer Methanisierung erforderlich sein, wenn keine entsprechenden Umsätze erreicht werden.

Für eine Abtrennung von CO₂ sind vier Verfahren besonders verbreitet und repräsentieren 85% des Marktes der Biogasaufbereitung: Membrantrennverfahren, Druckwasserwäsche oder Gaswäschen mit chemischen Absorbentien sowie Druckwechseladsorption [Ardolino et al. 2021]. Weniger verbreitet sind physikalische Wäschen sowie die kryogene Abtrennung von Biogas. Alle Verfahren zur CO₂-Abscheidung werden je nach Biogasbeschaffenheit und Biomethannutzung üblicherweise mit einer Grob- und Feinentschwefelung sowie einer Gastrocknung kombiniert. Die verschiedenen Trennverfahren werden im Folgenden beschrieben.

Membrantrennverfahren können Gase durch verschiedene Trennprinzipien aufgrund unterschiedlicher Stoffeigenschaften voneinander trennen. Am häufigsten basieren die Trennverfahren auf unterschiedlichen Lösungs- und Diffusionsverhalten sowie kinetischen Durchmessern der einzelnen Gaskomponenten. Eine moderne Membran für die Tren-

nung von CO₂ aus Biogas basiert auf den besseren Löslichkeits- und Diffusionseigenschaften von CO₂ im verwendeten Membranmaterial [FNR 2016]. Die am häufigsten verwendeten Membranmaterialien sind anorganische und Polymermembranen, die kommerziell in Form von Hohlfaserbündeln eingesetzt werden [Baena-Moreno et al. 2020]. Solche Membranen sind sehr permeabel für CO₂, H₂O und NH₃, weniger permeabel für O₂ sowie H₂S und kaum permeabel für CH₄ und N₂ [Ardolino et al. 2021]. H₂O und H₂S sollten jedoch vor der Membranstufe aus dem Biogasstrom entfernt werden, da sie die Leistungsfähigkeit der Membran auf Dauer negativ beeinträchtigen können. Die Reinheit des Produktgases kann erhöht werden, indem mehrere Membranmodule mit ihrer jeweiligen Trennaufgabe in Reihe verschaltet werden. Um die erforderliche Methankonzentration zur Netzeinspeisung in Deutschland zu erreichen, sind bis zu drei Membranstufen erforderlich [Edel und Kühnel 2019].

In speziell für die gewünschte Trennaufgabe gefertigten porösen, keramischen Membranen sorgen unterschiedliche kinetische Durchmesser dafür, dass nur Moleküle mit kleineren Durchmessern als die entsprechende makroskopische Porengröße der Membran diese passieren können. Solche Membranen zeichnen sich durch sehr gute Trenneigenschaften sowie durch gute thermische und chemische Stabilität aus [Baena-Moreno et al. 2020]. Zur klassischen Biogasaufbereitung sind keramische und Molekularsiebmembranen aus

Kohlenstoff wegen ihrer hohen Kosten und ungenügender mechanischer Stabilität jedoch nicht verbreitet. Polymermembranen sind hingegen wegen ihrer geringen Fertigungskosten, guten Druckstabilität sowie einfacher Fertigung der Module weiter verbreitet [Baena-Moreno et al. 2020]. Der Methanschluß wird mit bis zu 3 vol.-% angegeben, weshalb mehrstufige Membranmodule empfehlenswert sind [Edel und Kühnel 2019]. In einer dreistufigen Polymermembran ist eine hohe CO₂-Abtrennung von 98% bei sehr geringem Methanschluß (etwa 0,69%) erreichbar [Ardolino et al. 2021].

Bei **Gaswäschen** wird der CO₂-enthaltende Gasstrom von unten in einen mit Packungsmaterial gefüllten Behälter (Waschkolonne) geleitet. Durch den Kontakt mit einem flüssigen Waschmittel wird CO₂ darin selektiv absorbiert und durch eine chemische Reaktion gebunden. Die Oberfläche zwischen Gas und Waschmittel wird durch das Packungsmaterial erhöht und somit der Stoffaustausch erleichtert. Die Reinheit des Produktgases kann durch eine Verlängerung der Kolonne je nach Bedarf gesteigert werden. Abhängig vom Anwendungsgebiet haben die verwendeten Waschmittel verschiedene Zusammensetzungen.

Die **Druckwasserwäsche (DWW)** ist die technisch einfachste Gaswäsche und nutzt Wasser als Waschmittel, denn CO₂ ist in Wasser bei 25 °C etwa 26-mal besser löslich als CH₄. Durch niedrige Temperaturen und hohe Drücke (bis zu 10 bar) verstärkt sich dieser Effekt [Ardolino et al. 2021]. Auch geringe Mengen von H₂S und

NH₃ können bei der DWW aus dem Gasstrom entfernt werden [Edel und Kühnel 2019]. Das beladene Wasser enthält zunächst etwa 5 – 6 % CH₄, das in einer Flash-Kolonne durch plötzliche Druckabsenkung abgetrennt und recycelt wird, bevor das gelöste CO₂ in einer Strippkolonne aus dem Prozesswasser entfernt wird. Anschließend kann das Wasser neu beladen werden. Am Ende des Prozesses können CO₂-Abtrennraten von 98% erreicht werden, wobei der Methanschluß mit 1 – 2% jedoch vergleichsweise hoch ausfällt [Ardolino et al. 2021].

Aufgrund der einfachen Technik und der geringen Kosten wurde überwiegend die DWW in den ersten Biomethananlagen eingesetzt und war 2017 mit 35% die vorherrschende Technologie [Edel und Kühnel 2019]. Dies wandelt sich jedoch durch die Weiterentwicklung anderer Trennverfahren [Baena-Moreno et al. 2020]. Bei der **Gaswäsche mit chemischen Absorbentien** werden höherwertige Waschmittel, z. B. auf Basis von Aminen, genutzt. Diese sind selektiver als Wasser und können dadurch verglichen mit einer DWW die gleiche Trennleistung in kleineren Modulen (geringere Investitionskosten) und bei niedrigeren Prozessdrücken (geringerer Strombedarf für Verdichtung) erreichen [Ardolino et al. 2021]. Zur Regeneration der Aminlösung bei Temperaturen von 110 – 160 °C besteht jedoch ein gewisser thermischer Energiebedarf. Eine vorherige Feinentschwefelung des Biogases ist ebenfalls notwendig [Edel und Kühnel 2019]. Eine chemische Gaswäsche bietet sich daher vor al-

lem an, wenn lokal Prozesswärme zur Verfügung steht. Zu bedenken ist der Umgang mit möglicherweise karzinogenen Aminlösungen. Außerdem lässt sich der technisch anspruchsvolle Prozess für kleine Anlagengröße nicht beliebig herunterskalieren [Baena-Moreno et al. 2020]. Ein Vorteil der chemischen Wäsche besteht in der Option das CO₂ in einem nachgeschalteten Prozess hochrein zu desorbieren und wieder in nachgeschalteten Prozessen verwenden zu können. Verglichen mit anderen Gaswäschen sowie Membrantrennverfahren lassen sich mit chemischen Wäschen die höchsten CO₂-Abtrennraten bei dem zugleich geringsten Methanschluß (0,1 bis 0,04%) realisieren [Ardolino et al. 2021].

Bei der **Druckwechseladsorption** (engl. pressure swing adsorption, **PSA**) wird die Druckabhängigkeit der Adsorption zur Trennung verschiedener Gaskomponenten genutzt. Sie kommt dann zum Einsatz, wenn die Desorptionsenergie gering und die Konzentration der abzutrennenden Stoffkomponente hoch ist. Die eingesetzten porösen Adsorbentien sind selektiv für einige der Gaskomponenten (schwere Komponenten). Die leichten Komponenten passieren das Bett und reichern sich an, bis das Bett des Adsorbers gesättigt ist.

Anschließend wird der Gasstrom auf einen parallelen zweiten Adsorber geleitet und die leichten Komponenten können aus dem ersten Adsorber als Reingas entnommen werden. Daraufhin wird der Druck im ersten Adsorber abgesenkt wodurch die schweren Komponenten als Off-Gas

entnommen werden und den Adsorber für eine erneute Beladung regenerieren [Kohl und Nielsen 1997]. Durch eine Verschaltung mehrerer Adsorptionseinheiten ist eine kontinuierliche Gasaufbereitung möglich.

Bei der Biogasaufbereitung dienen vor allem Aktivkohlen und Zeolithe als Molekularsieve, in deren Poren CO₂ (kleineres Molekül) bei etwa 4 bar adsorbiert und CH₄ ungehindert durch das Adsorberbett strömt. Zum Schutz des Adsorptionsmaterials ist eine vorherige Entschwefelung und Entfeuchtung des Biogases notwendig [Artz et al. 2018; Ardolino et al. 2021]. Verglichen mit anderen Trennverfahren entfernt die PSA zwar 98,5% CO₂ aus dem Biogasstrom, weist aber mit 2 – 3% den höchsten Methanschluß auf [Ardolino et al. 2021; Edel und Kühnel 2019].

Andere Trennverfahren wie **physikalische Wäschen mit Polyglykolen** und **kryogene Trennverfahren** sind kaum verbreitet und haben einen sehr geringen Marktanteil von jeweils 1% [Soto et al. 2022]. Physikalische Wäschen nutzen eine im Vergleich zu Wasser höhere Löslichkeit von CO₂ in organischen Lösungen und bieten somit gewisse Vorteile gegenüber der DWW. Nachteile sind, dass entsprechende Lösungen wie Polyglykole ökologisch bedenklicher und teurer als Wasser sind [Baena-Moreno et al. 2020]. Außerdem wird für die Regeneration der Waschlösung Wärme benötigt [Edel und Kühnel 2019]. Die kryogene Abtrennung von CO₂ nutzt die unterschiedlichen Kondensationstemperaturen von CH₄ und CO₂. Der zur Kühlung des Gaststroms

notwenige hohe Energiebedarf führt zu hohen Betriebskosten, ermöglicht jedoch sehr hohe Trennleistungen mit sehr geringem Methanschlupf und ist vor allem sinnvoll, wenn hochreines CO₂ bspw. für den Lebensmittelsektor benötigt wird. Der hohe Energiebedarf kann durch eine Kombination der kryogenen CO₂-Abtrennung mit einer vorgeschalteten Membranabtrennung minimiert werden [Edel und Kühnel 2019].

Über die letzten Jahre ist die Verwendung von Membranen zur Gastrennung stark gestiegen und stellte im Jahr 2021 in Europa mit 39% die meistgenutzte Technologie zur Biogasaufbereitung dar (gefolgt von DWW mit 22%, chemischen Gaswäschen mit 18% und PSA mit 12%) [EBA 2021]. Im Vergleich dieser Technologien schneidet die Membran-

abtrennung für Biogasmengen von 500 m³ h⁻¹ sowohl bei den Lebenszykluskosten als auch bei einer Lebenszyklusanalyse der Umweltauswirkungen am besten ab [Ardolino et al. 2021]. Allerdings sind die Vorteile der Membrantechnologie in diesen Kategorien gering und hängen auch vom Einspeisedruck in das Gasnetz ab. Da die Gaswäschen und die PSA mit deutlich geringerem Druck (1–4 bar) arbeiten als die Gastrennung über Membranen (14 bar), sollten lokale Begebenheiten jeweils bei der Entscheidung über ein Trennverfahren berücksichtigt werden [Ardolino et al. 2021; Beil et al. 2019]. Detailliert zeichnet sich die Biogasaufbereitung mit Membranen durch niedrige Betriebskosten und vor allem für kleine Biogasanlagengrößen unter 200 m³ h⁻¹ durch geringere spezifische Investitionskosten aus.

Bei größeren Anlagen unterscheiden sich die Investitionskosten technologieübergreifend hingegen nur geringfügig [Baena-Moreno et al. 2020]. Chemische Wäschen und PSA sind hinsichtlich ihrer Investitionskosten für kleine Anlagen vergleichsweise teuer, wohingegen sich vor allem die Druckwechseladsorption durch geringe spezifische Aufbereitungskosten für große Anlagen (≥ 1000 m³ h⁻¹) auszeichnet [Beil et al. 2019]. Membrantrennverfahren weisen eine sehr gute Skalierbarkeit auf, bieten in kleinen bis mittleren Anlagen Vorteile gegenüber den anderen Technologien auf und sind auch bei größeren Anlagen wettbewerbsfähig. Sie werden daher als Referenz für die Biomethanproduktion durch CO₂-Abtrennung aus Biogas betrachtet.

Abbildung 8: CO₂-Abtrennung aus Biogas durch gebündelte Hohlfasermembranen



©SEPIURAN® Green by Evonik

DIE METHANISIERUNGSTECHNOLOGIE IM VERGLEICH

Technische Bewertung

Die Einordnung der Methanisierungstechnologien nach ihren technologischen Reifegraden ist in Abbildung 9 dargestellt. Sowohl die katalytische als auch die biologische Methanisierung werden im Demonstrationsmaßstab angewandt. Der TRL der Methanisierung ist jedoch stark vom verwendeten Reaktortyp abhängig.

In Tabelle 1 sind die Vor- und Nachteile von katalytischer Methanisierung, biologischer Methanisierung und der Biogasaufwertung durch CO₂-Abscheidung aufgelistet. Der Vergleich bezieht sich auf die am weitest verbreiteten Technologien der katalytischen und biologischen Methanisierung, nämlich auf Festbettreaktoren für die katalytische und eine ex-situ Prozessführung mit einem Rieselbettreaktor für die biologische Methanisierung. Im Vergleich zu den Methanisierungstechnologien wird eine CO₂-Abscheidung durch Membranseparation mit Polymermembran in einer mehrstufigen Konfiguration

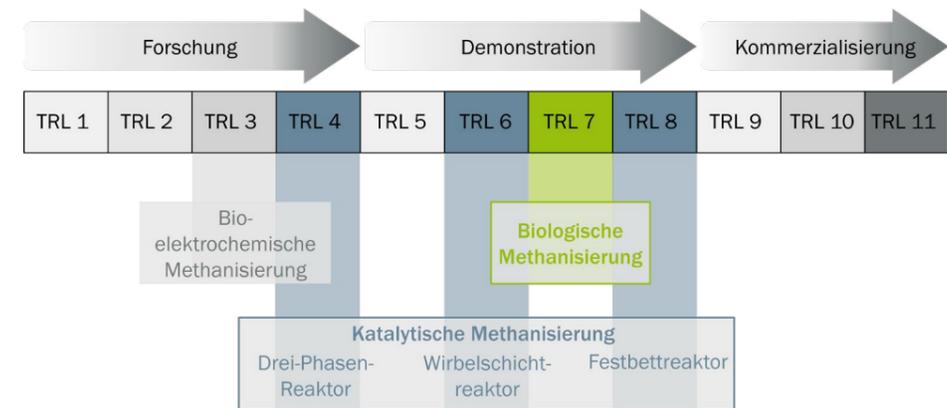
betrachtet, da dies eine vielversprechende Methode darstellt, die aktuell immer häufiger für die Biogasaufwertung verwendet wird. Die entsprechenden Massen- und Energiebilanzen sind in Abbildung 10 bis Abbildung 12 dargestellt.

Im Vergleich der Technologien wird deutlich, dass die katalytische und die biologische Methanisierung gleichermaßen Vor- und Nachteile besitzen. Ein klarer Faktor, der zur Entscheidung für eine katalytische oder biologische Methanisierung beitragen kann, ist die Größenordnung des zu verwertenden Stoffstromes.

Für große Anlagen (> 100 MW) ist die katalytische Methanisierung besser geeignet, da sich hohe Raumgeschwindigkeiten realisieren lassen [Kretzschmar 2017]. Wird Biogas als Ausgangsstoff verwendet, muss das Gas jedoch vor der Methanisierung intensiv aufgereinigt werden, damit es nicht zur Vergiftung des Kata-

lysatoren kommt. Um den Aufreinigungsschritt zu sparen, könnten auch Abgasströme aus industriellen Prozessen genutzt werden, die bereits eine hohe Reinheit an CO₂ aufweisen, wie zum Beispiel aus der Bioethanolherstellung, Ammoniakproduktion oder Ethylenoxidherstellung.

Die biologische Methanisierung ist eher für kleine Anlagen mit niedrigeren Durchsätzen (< 10 MW) geeignet, da die benötigten Reaktoren sonst sehr groß werden würden [Kretzschmar 2017]. An Biogasanlagen ergibt sich durch die biologische Methanisierung der Vorteil, dass die Betreiber aufgrund der ähnlichen Prozessführung an der Biogasanlage mit den biologischen Prozessen bereits vertraut sind.



© 2023 DBFZ

Abbildung 9: Technologische Reifegrade der Methanisierungstechnologien nach [Schmidt et al. 2018] und [Kretzschmar 2017].

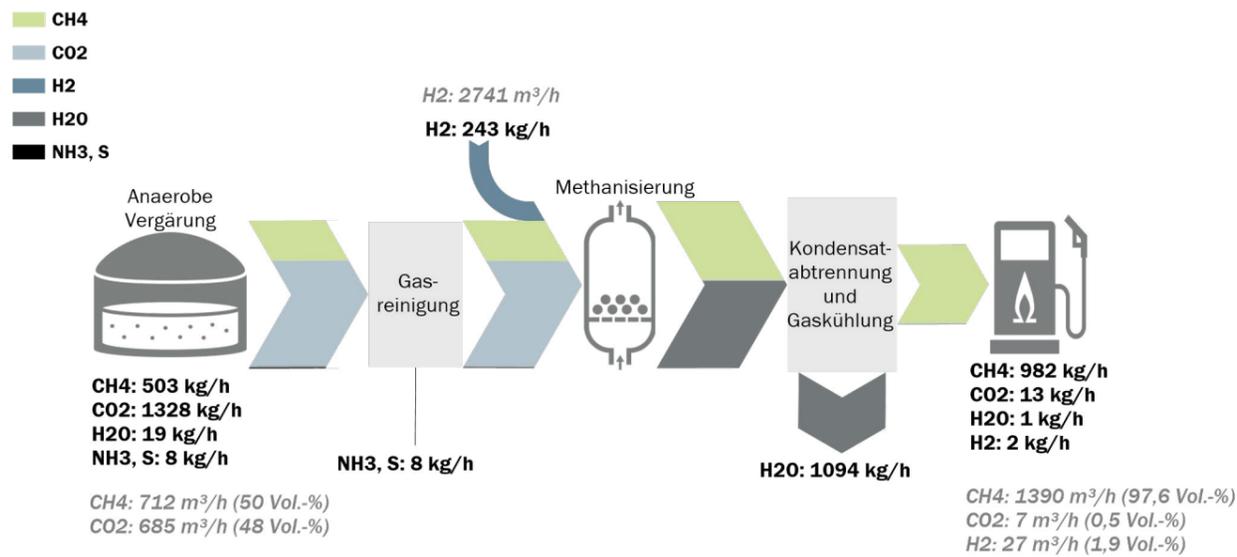


Abbildung 10: Massenströme der katalytischen Methanisierung vom Biogas zu Biomethan für den Verkehr, entspricht mit minimalen Abweichungen den Massenströmen der biologischen Methanisierung

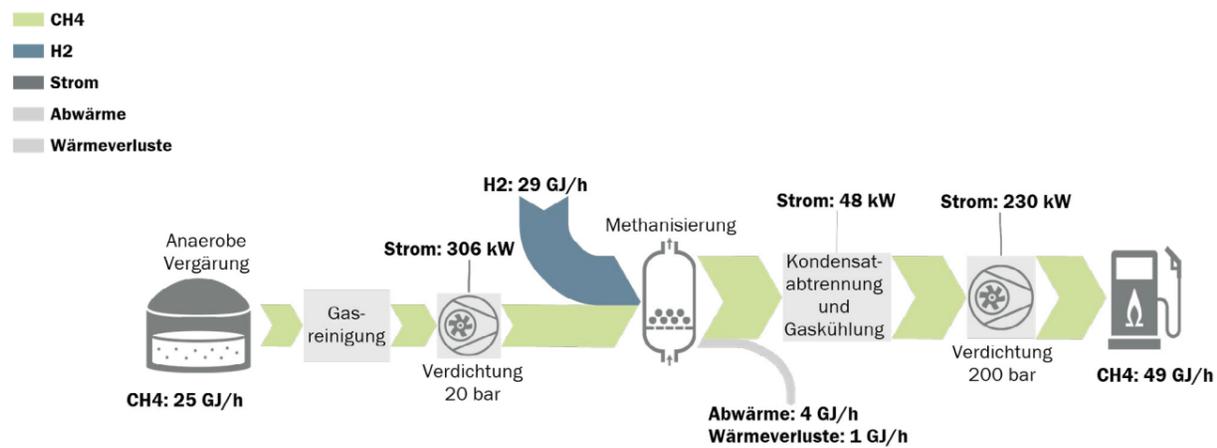


Abbildung 11: Energieströme der katalytischen Methanisierung. Die biologische Methanisierung unterscheidet sich im Wesentlichen durch den Strombedarf für den Reaktor. Ein Rieselbettreaktor für die betrachtete Anlagengröße würde etwa 420 kW verbrauchen.

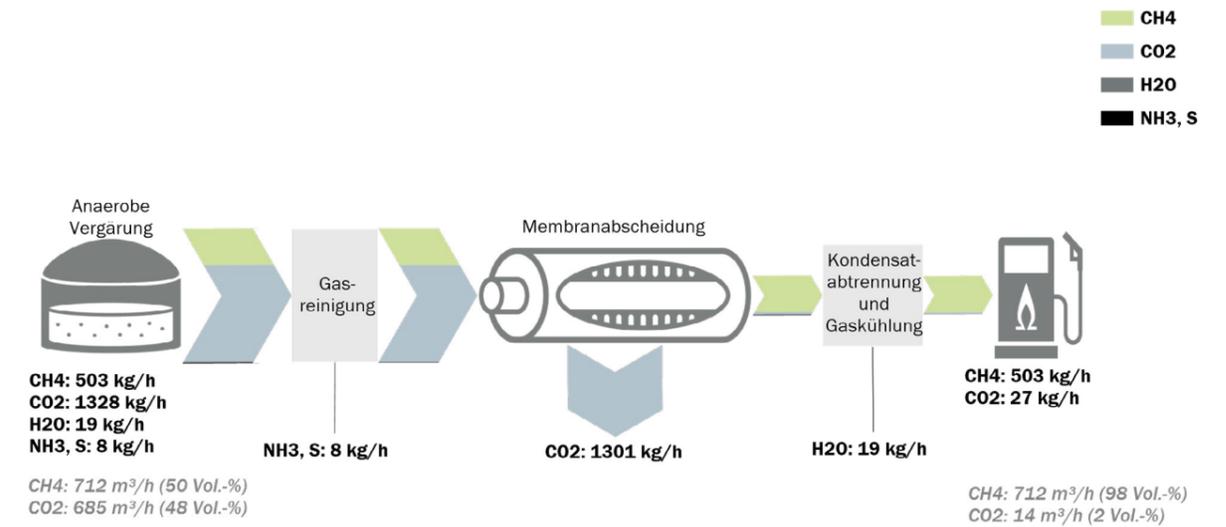


Abbildung 12: Massenströme der Biomethanaufbereitung per Membranabscheidung

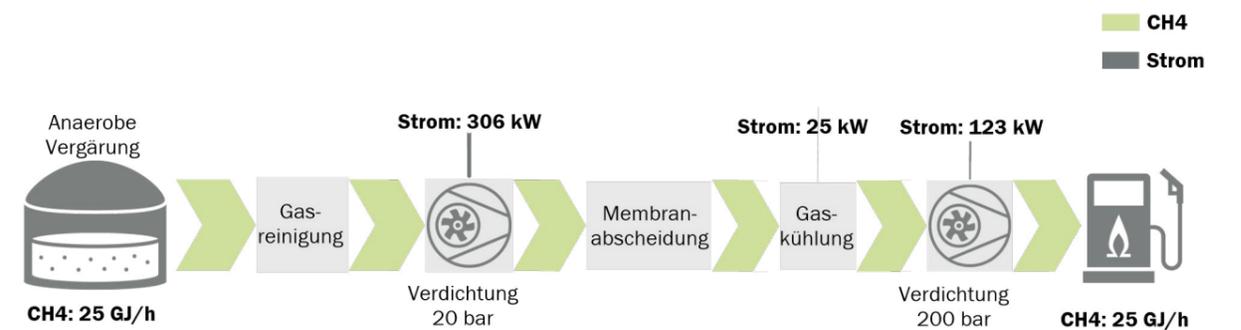


Abbildung 13: Energieströme der Biomethanaufbereitung

Tabelle 1: Vergleich von Vorteilen + und Nachteilen - der Standardtechnologien der katalytischen und biologischen Methanisierung und der CO₂-Abtrennung. Datenbasis Bewertung: [Burkhardt et al. 2017], [Bär et al. 2015], [Calbry-Muzyka und Schildhauer 2020], [Kretschmar 2017], [Soto et al. 2022].

| Kriterien technische Bewertung | Katalytische Methanisierung (Festbettreaktor) | Biologische Methanisierung (ex-situ) | CO ₂ -Abtrennung (Membranverfahren) |
|------------------------------------|--|---|--|
| Forschungs- und Entwicklungsbedarf | <ul style="list-style-type: none"> ○ Festbettreaktor: Verbesserung der Wärmeabfuhr ○ Wirbelschichtreaktor: Entwicklung neuer Katalysatoren ○ Dreiphasenreaktor: Verbesserung der Temperaturstabilität des Wärmeträgerfluids | <ul style="list-style-type: none"> ○ Verbesserung des Stofftransports von H₂ in die Flüssigphase ○ Großserientaugliche Produktionskonzepte | <ul style="list-style-type: none"> ○ Weitere Membranmaterialien mit verbesserten Gas-separationseigenschaften wie Permeabilität, Selektivität, Stabilität |
| Prozessparameter | <ul style="list-style-type: none"> + Abwärmenutzung auf höherem Temperaturniveau möglich (extern oder für Biogas-erzeugung) + Hohe Raumgeschwindigkeiten (bis zu 5.000 h⁻¹) realisierbar bzw. kleine Reaktoren möglich - Energieaufwand nötig für hohe Drücke und für Erwärmung zum Anfahren des Prozesses | <ul style="list-style-type: none"> + läuft bereits bei leicht erhöhter Temperatur ab - Abwärmenutzung nur bspw. für Vorheizprozesse möglich - Stofftransportlimitierung von H₂ in Flüssigphase und geringe Reaktionsgeschwindigkeit bedingt große Reaktoren und ggf. hohen Energieaufwand für Rührwerk | <ul style="list-style-type: none"> - Energieaufwand nötig zur Verdichtung auf hohe Drücke (6 – 20 bar) |
| Verbrauchsmaterial | <ul style="list-style-type: none"> - Katalysatoren müssen nach Verbrauch entsorgt werden | <ul style="list-style-type: none"> + Als Abfall fällt nur biologisches Material an - Abwasser kann nicht in anderen Prozessen genutzt werden, da es Mikroorganismen und Nährstoffzusätze enthält | <ul style="list-style-type: none"> - Membranen als Verbrauchsmaterial |
| Komplexität | <ul style="list-style-type: none"> - Komplexer Aufbau: Ein oder mehrere externe Reaktoren, Kondensations-schritt für Wasserabtrennung, ggf. Rezirkulation von Produktgas - Biogasfeinreinigung vor Katalyse notwendig | <ul style="list-style-type: none"> + Weniger komplex: nur ein zusätzlicher Reaktor + Biologischer Prozess: ähnlich wie im Biogasfermenter + Keine Feinreinigung des Biogases vor Katalyse notwendig | <ul style="list-style-type: none"> + Nur eine Prozessstufe; allgemein werden multi-stage Konfigurationen mit mehreren (2 – 4) Membranen verwendet |

| Kriterien technische Bewertung | Katalytische Methanisierung (Festbettreaktor) | Biologische Methanisierung (ex-situ) | CO ₂ -Abtrennung (Membranverfahren) |
|--------------------------------|---|--|---|
| Effizienz | <ul style="list-style-type: none"> + Effizienz des Gesamtprozesses kann durch die Abwärmenutzung gesteigert werden + Katalysator und Adsorptionseinheit werden so aufeinander abgestimmt, dass ein Wechsel nur etwa 1 x jährlich notwendig ist | <ul style="list-style-type: none"> - Effizienzsteigerung der H₂-Einbringung in Flüssigphase ist laufendes Forschungsthema - Reaktionswärme maximal für Niedertemperaturprozesse nutzbar | <ul style="list-style-type: none"> + Außer Verdichtungsarbeit kein externer Energiebedarf + Membranen haben eine Lebenszeit von 5 – 10 Jahren + Erzielt Methankonzentrationen von 97 – 98 % im Biomethan mit Methan-ausbeute von über 98 % - Möglicher Methanschlupf durch Membran (bis zu 3 vol.-% CH₄ bei einstufigen Membranen) |
| Flexibilität | <ul style="list-style-type: none"> + Schwankende Durchsätze werden toleriert, da das Syntheseprodukt in einem recht großen Arbeitsbereich nur geringfügig von Verweilzeit abhängt + Längere Stillstände möglich - Eingangsgas muss von Katalysatorgiften befreit sein | <ul style="list-style-type: none"> + Schwankende Eingangsgaszusammensetzungen inkl. Katalysatorgiften stellen (in Grenzen) kein Problem dar - Lange Stillstandzeiten führen zum Absterben der Mikroorganismen | <ul style="list-style-type: none"> + Für verschiedene Größenordnungen des Eingangstromes geeignet |

Ökonomische Bewertung

In Abbildung 14 sind die resultierenden Gesteungskosten des gesamten Produktstroms der katalytischen Methanisierung ($0,133 \text{ EUR kWh}_{\text{CH}_4}^{-1}$) gegenüber der biologischen Methanisierung ($0,142 \text{ EUR kWh}_{\text{CH}_4}^{-1}$) dargestellt. Die Methodik für die Berechnung ist in „Methodenbeschreibung“ auf Seite 28 erläutert. Die CO_2 -Abtrennung mittels Membran ist im Vergleich die günstigste Technologie zur Biomethanaufbereitung. Für beide Methanisierungstechnologien sind ca. 50% der Kosten auf den Verbrauch von Wasserstoff zurückzuführen. Mehr als ein Drittel der Kosten entfällt auf den Biogaseinkauf. Der unterschiedliche Kostenanteil des Biogases zwischen Methanisierung und Membran ergibt sich aus dem nahezu verdoppelten Produktoutput bei der Methanisierung. Eine Sensitivitätsbetrachtung des Wasserstoffpreises für die Methanisierung ist in Abbildung 15 dargestellt.

Bei der Methanisierung von Biogas kann zwischen zwei Produkten unterschieden werden: zum einen aufgereinigtes Biomethan aus dem Rohbiogas und zum anderen Bio-SNG, das aus dem CO_2 -Strom gewonnen wurde. Darauf aufbauend ist auch eine entsprechende Kostenaufteilung möglich. Für den Anteil an Biomethan im Biogas werden dafür die Biogaskosten sowie der Anteil der Methanisierungskosten berücksichtigt, der bei der CO_2 -Abtrennung angefallen wäre ($0,013 \text{ EUR/kWh}_{\text{CH}_4}$). Die restlichen Kosten der Methanisierung werden dem synthetischen Anteil

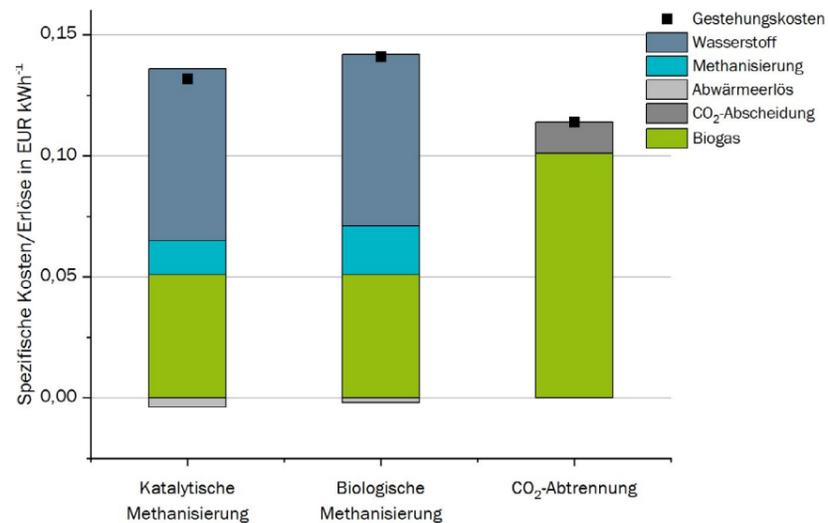


Abbildung 14: Spezifische Gesteungskosten Biomethan bzw. Bio-SNG

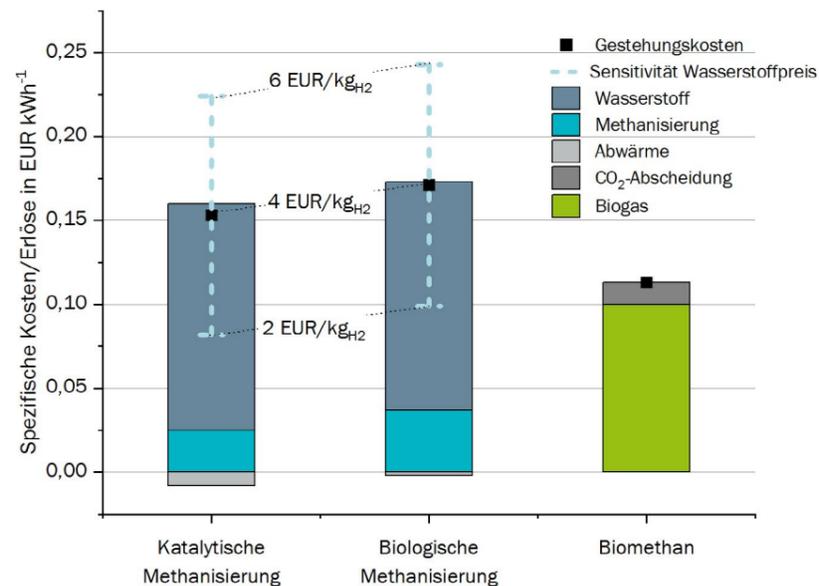


Abbildung 15: Gesteungskosten erneuerbares Methan und Biomethan mit Sensitivitätsbetrachtung des Wasserstoffpreises

des Produktstroms zugeordnet. Bei dieser Kostenallokation wird der Biomethananteil aus dem Biogas aller drei Pfade für ca. $0,113 \text{ EUR/kWh}_{\text{CH}_4}$ bereitgestellt. Die Kosten für das Bio-SNG steigen dadurch auf

$0,153 \text{ EUR/kWh}_{\text{CH}_4}$ (katalytisch) bzw. $0,17 \text{ EUR/kWh}_{\text{CH}_4}$ (biologisch). Diese Unterscheidung ist im Zusammenhang unterschiedlicher Erlöse für beide Produktströme sinnvoll.

Für beide Methanisierungstechnologien ist deutlich zu erkennen, dass ein großer Anteil der Kosten auf die Bereitstellung des Wasserstoffs entfällt. Da die Kosten für die Wasserstoffbereitstellung noch mit großer Unsicherheit verbunden sind, ist eine Sensitivitätsbetrachtung im Rahmen von $\pm 50\%$ durchgeführt worden. Im günstigsten Fall ($2 \text{ EUR kg}_{\text{H}_2}^{-1}$) sinken die Gesteungskosten von Bio-SNG auf

ca. $0,08 - 0,1 \text{ EUR kWh}_{\text{CH}_4}^{-1}$. Kann Wasserstoff nur zu deutlich höheren Kosten ($6 \text{ EUR kg}_{\text{H}_2}^{-1}$) bereitgestellt werden, steigen die Methankosten auf $0,22 \text{ EUR kWh}_{\text{CH}_4}^{-1}$ (katalytisch) bzw. $0,24 \text{ EUR kWh}_{\text{CH}_4}^{-1}$ (biologisch). Eine Veränderung der Investitionshöhe in der Bandbreite nach dena, siehe Methodenbeschreibung, wirkt sich bei beiden Technologien lediglich im Bereich $-0,008 \text{ EUR kWh}^{-1}$ und $+0,014 \text{ EUR kWh}^{-1}$ aus.

Ökologische Bewertung

Die in Abbildung 16 dargestellten spezifischen Gesamtemissionen ergeben sich als Saldo aus den verursachten Emissionen (auf der positiven y-Achse abgetragen) und den Emissions-Gutschriften (GS) für z. B. extern genutzte Prozesswärme (auf der negativen y-Achse abgetragen). Die Methodik für die Berechnung ist in „Methodenbeschreibung“ auf Seite 28 erläutert. Neben der Biogasproduktion nimmt innerhalb der Methanisierungstechnologien der Prozess der Methanisierung den höchsten Anteil an den Gesamtemissionen ein. Dies ist in erster Linie auf den Strombedarf und die Verwendung von Netzstrom zurückzuführen. Ein höherer Anteil EE-Strom im Strommix würde zu einer deutlichen Reduktion der mit der Methanisierung verbundenen Treibhausgas- (THG) Emissionen führen. Im Gegensatz zum Methanisierungsprozess wurde für die Wasserstoffproduktion der ausschließliche Einsatz von EE-Strom angenommen, daraus resultieren die vergleichsweise geringen Emissionen. Die Gutschriften für die extern nutzbare Wärme des Methanisierungsprozesses ergeben sich aus der Annahme,

dass die externe Nutzung konventionelle Fernwärme ersetzt. Analog zum bereits besprochenen Netzstrombezug reagieren die vermiedenen Emissionen entsprechend sensitiv auf gewählten Emissionsfaktor für Fernwärme. Im Vergleich der Gesamtemissionen (Saldo aus Emissionen und Gutschriften) liegen die Emissionen der drei be-

trachteten Konzepte im ähnlichen Wertebereich. Das Konzept mit CO_2 -Abtrennung ist insgesamt durch den geringeren Produktoutput mit höheren THG-Emissionen verbunden. Eine Nutzung des abgeschiedenen CO_2 könnte sich hier positiv auf die THG-Bilanz auswirken.

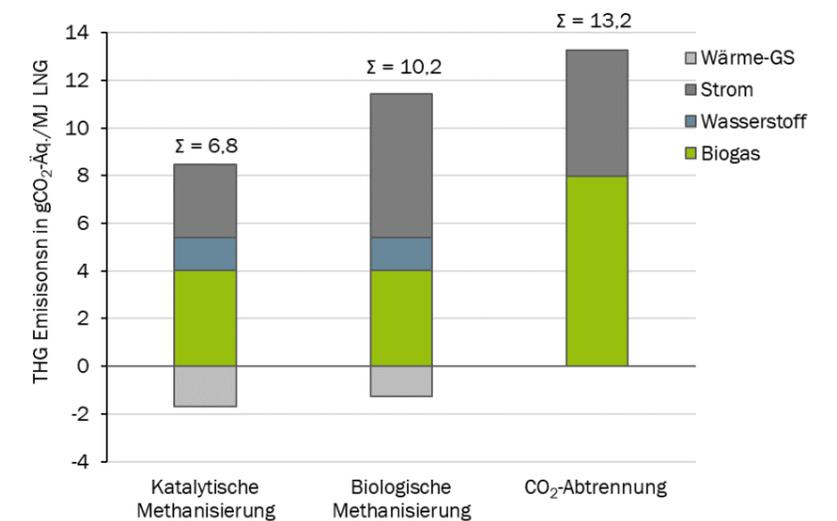


Abbildung 16: Spezifische THG-Emissionen der Biomethan- bzw. Bio-SNG-Bereitstellung in $\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}} \text{ MJ}^{-1}$ Biomethan

Fazit

Die **CO₂-Abscheidung** zur Aufbereitung von Biogas wird weitestgehend als **Standardtechnologie** zur Biomethanproduktion eingesetzt. Das abgeschiedene CO₂ kann potenziell weiter genutzt werden, wenn es den Reinheitsanforderungen des Folgeprozesses entspricht, jedoch wird es meistens nur in die Atmosphäre abgegeben. Soll der anfallende CO₂-Abgasstrom weiter genutzt werden, um die Kohlenstoffnutzung aus Biomasse zu maximieren, bietet sich die **Methanisierung** als CO₂-Nutzungspfad an. An verschiedenen Standorten in Europa wurde die **technische Machbarkeit bereits demonstriert**, sowohl von katalytischer als auch biologischer Methanisierung. Welche Technologie dabei besser geeignet ist, hängt insbesondere von folgenden Faktoren ab:

- **Größe des verfügbaren CO₂-Stoffstromes**
- **Platzbedarf an der CO₂-Quelle**
- **Know-How der Anlagenbetreiber**
- **Möglichkeiten der Abwärmenutzung**

Beispiele: So kann es an einem industriellen Standort mit wenig Platz sinnvoller sein eine katalytische Methanisierung aufzubauen, die einen geringen Platzbedarf hat und deren Prozesse denen in der Industrie ähneln. Anders herum ist eine biologische Methanisierung vermutlich für einen Biogasanlagenbetreiber fachnäher und dadurch einfacher handhabbar. Soll eine Methanisierung an einem Standort aufgebaut werden, wo nur fluktuierend CO₂ zur Verfügung steht, ist eine biologische Methanisierung hingegen eher ungeeignet, da die Mikroorganismen längere Leerlaufzeiten möglicherweise nicht überleben.

Ob sich eine Methanisierung gegenüber der CO₂-Abscheidung lohnt, ist abhängig von der Nachnutzung des Methans. Bekommt es einen Mehrwert durch die Nutzung als erneuerbarer Kraftstoff oder wird es ins Erdgasnetz eingespeist, könnte es lohnenswert sein, das biogene CO₂ weiter umzusetzen.

Eine wichtige Rolle spielt dabei der Preis für den benötigten Wasserstoff. Daher lohnt sich eine Methanisierung insbesondere, wenn Strom zu günstigen Preisen verfügbar ist und Wasserstoff aus einer Wasserelektrolyse gewonnen werden kann.

Eine Zusammenfassung der wichtigsten Punkte der technischen, ökonomischen und ökologischen Bewertung ist in Tabelle 2 zu finden.

Tabelle 2: Zusammenfassender Vergleich zwischen katalytischer Methanisierung, biologischer Methanisierung und CO₂-Abtrennung

| | Katalytische Methanisierung (Festbettreaktor) | Biologische Methanisierung (ex-situ) | CO ₂ -Abtrennung (Membranverfahren) |
|------------|---|--|---|
| technisch | <ul style="list-style-type: none"> • Geeignet für die Umsetzung großer Stoffströme, die frei von Katalysatorgiften sind • Abwärme kann genutzt werden • Schnelle Lastwechsel möglich • Kurze An- und Abfahrzeiten | <ul style="list-style-type: none"> • Geeignet für die Umsetzung kleiner Stoffströme, die noch mit S- oder N-haltigen Molekülen verunreinigt sind • Gut geeignet für kurzzeitigen Stillstand, schlecht bei längeren Stillstandzeiten • Bauliche Limitierungen nach unten (Mindesthöhe für Stoffaustausch) und oben (Behältergröße) | <ul style="list-style-type: none"> • Bereits kommerzialisierte Anwendung für verschiedene Größenordnungen |
| ökonomisch | <ul style="list-style-type: none"> • Größter Kostenpunkt ist Wasserstoffbereitstellung • Vergütung/Nutzung Abwärmestrom | <ul style="list-style-type: none"> • Größter Kostenpunkt ist Wasserstoffbereitstellung • Größerer Flächenbedarf für Anlage | <ul style="list-style-type: none"> • Niedrigere Gestehungskosten als für Methanisierung |
| ökologisch | <ul style="list-style-type: none"> • Wesentlicher Treiber der THG-Emissionen: Strombedarf für Methanisierung • höhere THG-Gutschrift für externe Nutzung der Wärme | <ul style="list-style-type: none"> • Wesentlicher Treiber der THG-Emissionen: Strombedarf für Methanisierung • niedrigere THG-Gutschrift für externe Nutzung der Wärme | <ul style="list-style-type: none"> • Wesentlicher Treiber der THG-Emissionen: Biogasbereitstellung • THG-Gutschrift für externe Nutzung des abgetrennten CO₂ möglich • Geringerer Kohlenstoffnutzungsgrad ohne Folgeprozess |

METHODENBESCHREIBUNG

Ökonomische Bewertung

Die ökonomische Bewertung erfolgt auf Basis einer Gestehungskostenrechnung der Produktgase, wobei die zwei ausgewählten Methanisierungstechnologien einer CO₂-Abtrennung mittels Membran gegenübergestellt werden. Die Berechnung der spezifischen Kosten erfolgt durch folgende Formel mittels dynamischer Investitionskostenrechnung und auf Grundlage der Massen- und Energiebilanzen (Abbildung 10 bis Abbildung 13) sowie den Annahmen aus Tabelle 3.

$$\text{Gestehungskosten Bio-SNG} = \frac{\sum_{t=1}^n (A_0 * \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}) + (A_V + A_B)}{\text{Bio-SNG-Output}}$$

Für die Betriebskosten (AB) wird ein Faktor von 2,5% der Investitionshöhe jährlich angenommen. Abweichend zu dieser Formel werden für die CO₂-Abtrennung spezifische Aufbereitungskosten aus einer Herstellerbefragung genutzt.

Die Kosten der Methanisierung sind sehr stark von der Verfügbarkeit und dem Preis von erneuerbarem Wasserstoff abhängig. Der für diese Betrachtung angenommene Wasserstoffpreis wurde im Rahmen einer aktuellen Betrachtung verschiedener Elektrolisetechnologien und Bereitstellungskonzepte abgeleitet.

Als Ausgangsbasis wird für alle drei Konzepte Biogas aus Rest- und

Abfallstoffen genutzt. Dieses fortschrittliche Biomethan ist auch durch seine Anrechenbarkeit im Zusammenhang mit der THG-Quote im Verkehr ein attraktiver Kraftstoff, um schnell und kostengünstig Emissionen zu senken [Schröder und Naumann 2022]. Der Preis für fortschrittliches Biogas wird mit 0,1 EUR/kWh angenommen. Aufgrund seiner besseren Verwertungsmöglichkeiten liegt er höher als für konventionelles Biogas [Reinholz und Völler 2021].

Die Investitionen (A₀) werden auf Basis von spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit von der Leistung bzw. dem Bio-SNG-Output (bezogen auf den unteren Heizwert) bestimmt. Die Anlage wird über einen Zeitraum von 15 Jahren (n) abgeschrieben und das eingesetzte Kapital wird mit 5% (i) verzinst. Verbrauchskosten (AV) setzen sich aus dem Energieverbrauch sowie dem Wasserstoffbedarf zusammen.

Tabelle 3: Basisannahmen der ökonomischen Bewertung

| Parameter | Annahme |
|---|---|
| Investitionen Katalytische Methanisierung | 633 EUR kWh _{CH₄} ⁻¹ [eigene Berechnung nach Witte et. al. 2018] |
| Investitionen Biologische Methanisierung | 685 EUR kWh _{CH₄} ⁻¹ [Bär und Graf 2020] |
| Strompreis | 0,22 EUR kWh ⁻¹ [European Union 2022] |
| Wasserstoff | 4 EUR kg ⁻¹ [Annahme] |
| CO ₂ -Abtrennung mittels Membran | 0,013 EUR kWh _{CH₄} ⁻¹ [abgeleitet aus Beil et al. 2019] |
| Fortschrittliches Biogas | 0,10 EUR kWh _{CH₄} ⁻¹ [Annahme] |

Ökologische Bewertung

In den Massenbilanzen (siehe Abbildung 10) ist zu erkennen, dass sich die beiden Methanisierungstechnologien kaum im Umsatz oder bei den Ausbeuten unterscheiden da jeweils nahezu ein Vollumsatz des CO₂ erreicht wird. Aus den Energiebilanzen wird ersichtlich, dass zwischen den Prozessen in der Bereitstellung von Wärme als Nebenprodukt ein großer Unterschied besteht. Um diesen Unterschied mit in der ökonomischen Betrachtung berücksichtigen zu können, wird der hochwertige Abwärmestrom der katalytischen Methanisierung (250 °C) vereinfacht mit einer Vergütung von 0,05 EUR/kWh und die Abwärme der biologischen

Methanisierung (63 °C) mit nur 0,02 EUR/kWh bewertet. Ob ein Abwärmestrom mit 63 °C überhaupt sinnvoll genutzt werden kann, hängt stark von den Standortbedingungen ab. Da die Anlage aber direkt an einer Biogasanlage angebunden ist, erscheint eine Wärmenutzung realistisch. Die biologische Methanisierung hat leicht höhere Investitionen zur Folge wobei beim aktuellen TRL die Kostenabschätzung noch mit größeren Unsicherheiten verbunden ist. So gibt die dena Investitionsbedarfe für beide Methanisierungstechnologien Bandbreiten von ca. 360 bis 1200 EUR/kW für 2020 an [dena 2018].

Die ökologische Bewertung erfolgt als THG-Bilanzierung und umfasst alle mit den Prozessen der Biome-than- bzw. Bio-SNG-Bereitstellung verbundenen THG-Emissionen. Die Bilanzierung erfolgt auf der Grundlage der Massen- und Energiebilanzen sowie der Annahmen aus Tabelle 4 und wird in gCO₂-Äq./MJ (Bezugswert ist der untere Heizwert des Biomethans) angegeben.

Tabelle 4: Basisannahmen der ökologischen Bewertung

| Parameter | Annahme |
|------------------------|---|
| Biogas (Bioabfall) | 7,9 g _{CO₂} -Äq. MJ ⁻¹ (Vorkettenemissionen aus der Biogasbereitstellung) [European Commission 2018] |
| Strommix | 428,4 g _{CO₂} -Äq. kWh ⁻¹ [UBA 2021] |
| Wasserstoff (EE-Strom) | 277 g _{CO₂} -Äq. kg ⁻¹ Wasserstoff (eigene Berechnung) |
| Fernwärme | 21 g _{CO₂} -Äq. MJ ⁻¹ [UBA 2019] |

DAS VORHABEN PILOT-SBG

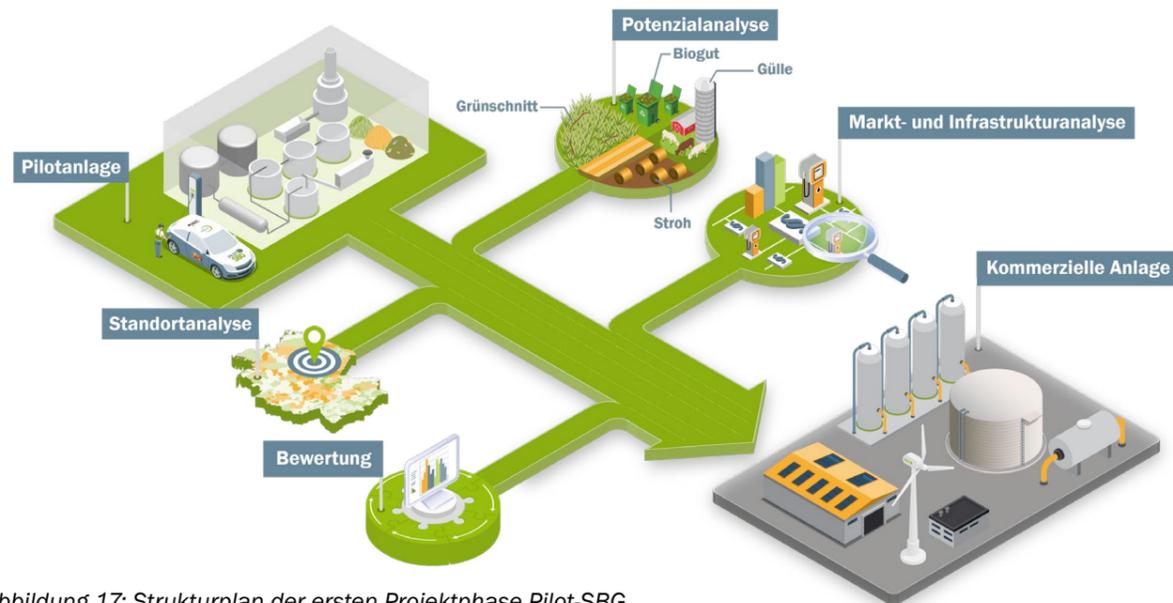


Abbildung 17: Strukturplan der ersten Projektphase Pilot-SBG

Das Vorhaben fokussiert als innovationsunterstützende Dienstleistung auf die Weiterentwicklung von fortschrittlichem erneuerbarem Methan als Kraftstoff in Deutschland. Es baut auf der in der ersten Projektphase geplanten und errichteten Pilotanlage im Technikumsmaßstab und entsprechenden Vorversuchen auf. Der

Während nach der Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2023 der technologische Schwerpunkt im Projekt auf der erfolgreichen Pilotierung und Prozessoptimierung liegt, werden darüber hinaus Rückschlüsse für modulspezifische und konzeptionelle Optimierungsansätze und den Erfolg im kommerziellen Maßstab abgeleitet. Die Optimierungs-

kampagnen mit agrarischen (Stroh und Rindergülle) und urbanen (Bioabfall: Biogut und Grüngut) Ressourcen werden auch modul- und schnittstellenspezifische Versuchsreihen durchgeführt. Basierend auf der Modellierung und Skalierung der Versuchsergebnisse sowie einer Erweiterung der Bilanzgrenzen auf die gesamte Bereitstellungskette werden neben der ökologischen Bewertung auch Kosten- und Erlösstrukturen betrachtet.

Im Anschluss an das Projekt Pilot-SBG soll die Pilotanlage als zentraler Bestandteil einer Technologieplattform für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsprojekte mit Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft dienen. Von besonderem Vorteil ist dabei die hohe Flexibilität der Anlage hinsichtlich einer bspw. veränderten Anordnung oder Erweiterung der modularen Prozesskette.

Das Vorhaben Pilot-SBG adressiert die Bereitstellung von erneuerbarem Methan als Energieträger für schwer elektrifizierbare Verkehrssektoren.

innovative Verfahrensansatz der Pilotanlage zielt auf die Erhöhung der Methanausbeute aus dem Biogasprozess, u. a. durch die Verwertung des biogenen CO₂ mit grünem Wasserstoff. Zentrale Aspekte einer begleitenden Machbarkeitsanalyse sind vor allem die Ressourcenverfügbarkeit und -verteilung sowie weitere Standort-, Infrastruktur- und Marktfragen (Abbildung 17).

kriterien der Prozessführung und der Prozesskette sind dabei Ressourceneffizienz und die Schließung von Stoffkreisläufen sowie Treibhausgasvermeidungskosten. In den zwei Teilpaketen werden daher praktische Forschungsversuche einerseits und deren Bewertung auf konzeptioneller Ebene andererseits realisiert. Neben dem reproduzierbaren Routinebetrieb der Gesamtanlage in Versuchs-

ÜBERBLICK FOKUSHEFTE 2023

Biogene Reststoffe und Abfälle gewinnen im Kontext der Energie- und Verkehrswende und einer biobasierten Wirtschaft zunehmend an Bedeutung. Die Bereitstellung von erneuerbarem Methan als Kraftstoff im Verkehr kann dabei einen wesentlichen Beitrag leisten. Im Vorhaben Pilot-SBG wird in einem integrierten Konzept aus biogenen Rest- und Abfallstoffen über die anaerobe Fermentation Biogas produziert und dieses anschließend mit grünem Wasserstoff zu Methan umgesetzt. Um das Konzept optimal zu unterstützen, werden neben den technologischen Fragestellungen innerhalb des Vorhabens auch Themen der Markt- und Standortanalyse adressiert. Ein erster Meilenstein ist die übersichtliche Zusammenfassung des Status quo in einer Veröffentlichungsreihe zu ausgewählten Schwerpunkten.

Die Fokushefte zu den Themen **Substrataufbereitung, anaerobe Fermentation, Methanisierung** sowie **Gärrestaufbereitung** orientieren sich an den Hauptprozessschritten des Pilotanlagenkonzeptes.

In jedem Fokusheft wird ein Überblick über die verfügbaren Optionen des jeweiligen Prozessschritts gegeben und diese werden in einem kurzen technischen, ökonomischen und ökologischen Vergleich einander gegenübergestellt. Analog hierzu verfahren auch die beiden Fokushefte zur **Wasserstoffbereitstellung** sowie zur **Methanverflüssigung**. Diese Prozessschritte sind zwar nicht Bestandteil der Pilotanlage, aber für eine Skalierung in den kommerziellen Maßstab unabdingbar (Abbildung 18).

Die Ergebnisse der Machbarkeitsanalyse aus der ersten Projektphase sind neben dem vorliegenden Fokusheft zur **Marktanalyse und Treibhausgasquote** zusammenfassend in denen zur **Standortanalyse und Ressourcen-**

verteilung sowie **Infrastrukturanalyse** dargestellt, wobei sie thematisch vielfach ineinandergreifen.

Die Umsetzung von integrierten Bereitstellungskonzepten für erneuerbares, also bio- und strombasiertes Methan ist von zahlreichen Faktoren abhängig und kann in seiner standortspezifischen Ausgestaltung sehr unterschiedlich ausfallen. Ein erstes **Beispielkonzept** für die Umsetzung im kommerziellen Maßstab wird in einem weiteren Fokusheft dargestellt.

►► Weitere Informationen: Report 44 „Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr“



Abbildung 18: Prozessschritte in der Pilotanlage (grün) und Betrachtungsrahmen für den kommerziellen Maßstab (grün + petrol)



Abbildung 19: Pilotanlage zur Herstellung von erneuerbaren Methan auf dem Gelände des Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in Leipzig

GLOSSAR

| Begriff | Erläuterung |
|--------------------------------------|--|
| Produkte | |
| Biogas | Gasgemisch, das durch die anaerobe Vergärung von Biomasse entsteht und sich hauptsächlich aus Methan und Kohlenstoffdioxid zusammensetzt |
| Biomethan | In Biogasanlagen produziertes Methan aus Biomasse |
| Bio-SNG | Biogenic Synthetic Natural Gas Synthetisch durch Methanisierung von Synthesegas oder Kohlenstoffdioxid aus Biogas (CO ₂ und/oder CO + H ₂) erzeugtes Erdgassubstitut aus Biomasse |
| E-Methan | Strombasiert erzeugtes Methan |
| Erneuerbares Methan | Methan, das aus erneuerbaren Quellen wie Biomasse oder durch Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde |
| Methan | Brennbares Gas mit der Summenformel CH ₄ , das als Hauptbestandteil in Erdgas und Biogas vorhanden ist |
| Power-to-Gas (PTG) | Strombasiert erzeugte Gase wie Wasserstoff oder Methan |
| RFNBO | Renewable fuels of non-biological origin (RFNBO) Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischem Ursprungs, die auf grünem Wasserstoff (aus erneuerbarem, nicht biobasiertem, Strom) aber nicht zwingend auf einer erneuerbaren Kohlenstoffquelle basieren |
| Rohbiogas | Biogas vor einer Primärbehandlung, bei der für die Nachnutzung potentiell schädliche Spurenbestandteile (v.a. Schwefelkomponenten und Siloxane) entfernt werden |
| Strombasiertes Methan | Methan, das aus einem strombasierten Energieträger hergestellt wurde, z. B. mit Wasserstoff aus einer strombetriebenen Wasserelektrolyse |
| Synthetisches Methan | Synthetisch durch Methanisierung erzeugtes (erneuerbares) Erdgassubstitut |
| Begriffe | |
| Biogasmethanisierung | Umsetzung von Biogas mit Wasserstoff zu Biomethan ohne die vorherige Trennung von Kohlenstoffdioxid und Methan |
| Biologische Methanisierung | Umsetzung einer Kohlenstoffquelle (CO/CO ₂ /Biogas) mithilfe von Wasserstoff und Mikroorganismen zu Methan |
| CO ₂ -Abtrennung | Abtrennung von Kohlenstoffdioxid aus dem Biogas |
| Hydrogenotrophe methanogene Archaeen | Mikroorganismen, die bei der biologischen Methanisierung als biologische Katalysatoren fungieren und unter anaeroben Bedingungen Methan produzieren |
| Katalytische Methanisierung | Umsetzung einer Kohlenstoffquelle (CO/CO ₂ /Biogas) mithilfe von Wasserstoff und eines Katalysators zu Methan |
| Methanisierung | Umsetzung einer Kohlenstoffquelle (CO/CO ₂ /Biogas) mit Wasserstoff zu Methan |

ABKÜRZUNGS- UND SYMBOLVERZEICHNIS

| Begriff | Erläuterung |
|----------------------|---|
| CO ₂ -Äq. | CO ₂ -Äquivalent |
| DWW | Druckwasserwäsche |
| EE-Strom | Strom aus erneuerbaren Energien |
| GS | Gutschrift |
| PSA | Druckwechseladsorption Pressure Swing Adsorption |
| PTG | Power-to-Gas Nutzung von Elektroenergie für die elektrolytische Spaltung von Wasser zur Gewinnung von Wasserstoff und ggf. weitere Umsetzung zu anderen Brenngasen, z. B. Methan |
| STP | Normalbedingungen (0 °C und 1,013 bar) Standard Temperature and Pressure |
| THG | Treibhausgas |
| TRL | Treibhausgas Technologischer Reifegrad Technology Readiness Level Skala zur Bewertung des Entwicklungsstandes neuer Technologien] |

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

| | |
|--|----|
| Abbildung 1: Wege der Biomethanproduktion aus der anaeroben Vergärung von Biomasse | 4 |
| Abbildung 2: typische Biogaszusammensetzung und Ober- und Untergrenzen zur Gaszusammensetzung für die Einspeisung | 6 |
| Abbildung 3: Aussehen und Aufbau eines Trägerkatalysators..... | 8 |
| Abbildung 4: Standorte von Projekten und Firmen, die Biogas für die katalytische Methanisierung und für die biologische Methanisierung nutzen..... | 11 |
| Abbildung 5: Allgemeine Prozessketten für die in-situ und ex-situ biologische Methanisierung | 12 |
| Abbildung 6: Schematische Darstellung eines Rührkessel-, Rieselbett- und Blasensäulenreaktors | 14 |
| Abbildung 7: Biologische Methanisierung im Store&Go-Projekt..... | 15 |
| Abbildung 8: CO ₂ -Abtrennung aus Biogas durch gebündelte Hohlfasermembranen..... | 18 |
| Abbildung 9: Technologische Reifegrade der Methanisierungstechnologien nach (Schmidt et al. 2018) und (Kretzschmar 2017)..... | 19 |
| Abbildung 10: Massenströme der katalytischen Methanisierung vom Biogas zu Biomethan für den Verkehr | 20 |
| Abbildung 11: Energieströme der katalytischen Methanisierung. | 20 |
| Abbildung 12: Massenströme der Biomethanaufbereitung per Membranabscheidung..... | 21 |
| Abbildung 13: Energieströme der Biomethanaufbereitung | 21 |
| Abbildung 14: Spezifische Gestehungskosten Biomethan bzw. Bio-SNG | 24 |
| Abbildung 15: Gestehungskosten erneuerbares Methan und Biomethan mit Sensitivitätsbetrachtung des Wasserstoffpreises | 24 |
| Abbildung 16: Spezifische THG-Emissionen der Biomethan- bzw. Bio-SNG-Bereitstellung..... | 25 |
| Abbildung 17: Strukturplan der ersten Projektphase Pilot-SBG..... | 30 |
| Abbildung 18: Prozessschritte in der Pilotanlage und Betrachtungsrahmen für den kommerziellen Maßstab | 31 |
| Abbildung 19: Pilotanlage zur Herstellung von erneuerbarem Methan auf dem Gelände des Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in Leipzig..... | 32 |

TABELLENVERZEICHNIS

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Vergleich von Vorteilen ● und Nachteilen ● der Standardtechnologien der katalytischen und biologischen Methanisierung und der CO ₂ -Abtrennung. Datenbasis Bewertung: [Burkhardt et al. 2017], [Bär et al. 2015], [Calbry-Muzyka und Schildhauer 2020], [Kretzschmar 2017], [Soto et al. 2022]. | 22 |
| Tabelle 2: Zusammenfassender Vergleich zwischen katalytischer Methanisierung, biologischer Methanisierung und CO ₂ -Abtrennung..... | 27 |
| Tabelle 3: Basisannahmen der ökonomischen Bewertung..... | 28 |
| Tabelle 4: Basisannahmen der ökologischen Bewertung..... | 29 |

LITERATURVERZEICHNIS

Aarhus University (Hg.) (2015): Final report: MeGa-stoRE. Project no. 12006. Aarhus University, GreenHydrogen.dk, Elpattek A/S, Lemvig Biogasanlæg A.m.b.A., DTU Mekanik, AU - Herning.

Ardolino, F.; Cardamone, G. F.; Parrillo, F.; Arena, U. (2021): Biogas-to-biomethane upgrading. A comparative review and assessment in a life cycle perspective. In: *Renewable Sustainable Energy Rev* 139 (1), S. 110588. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110588.

Artz, Jens; Müller, Thomas E.; Thenert, Katharina; Kleinekorte, Johanna; Meys, Raoul; Sternberg, André et al. (2018): Sustainable Conversion of Carbon Dioxide. An Integrated Review of Catalysis and Life Cycle Assessment. In: *Chem. Rev* 118 (2), S. 434–504. DOI: 10.1021/acs.chemrev.7b00435.

Baena-Moreno, Francisco M.; Le Saché, Estelle; Pastor-Pérez, Laura; Reina, T. R. (2020): Membrane-based technologies for biogas upgrading. A review. In: *Environ. Chem. Lett.* 18 (5), S. 1649–1658. DOI: 10.1007/s10311-020-01036-3.

Bajohr, S.; Schollenberger, D.; Buchholz, D.; Weinfurter, T.; Götz, M. (2014): Kopplung der PtG-Technologie mit thermochemischer Biomassevergasung. Das KIC-Projekt „DemoSNG. In: *gwf-Gas | Erdgas* 155 (7), S. 470–475.

Bär, Katharina; Graf, Frank (2020): Techno-ökonomische Bewertung der Kopplung von Biogasanlagen mit biologischer Methanisierung. In: *gwf Gas + Energie*, S. 48–57.

Bär, Katharina; Mörs, Friedemann; Götz, Manuel; Graf, Frank (2015): Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten. In: *gwf-Gas | Erdgas*, S. 1–8.

Beil, Michael; Daniel-Gromke, Jaqueline; Müller-Syring, Gert; Erler, Ronny; Jakob, Sven (2019): Verbundvorhaben: Effiziente Mikro- Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA). Schlussbericht.

Burkhardt, Marko; Jordan, Isabel; Behrens, Johannes; Panzer, Nicole (2017): Schlussbericht zum Vorhaben. Bedarfsorientierte Methansynthese auf Basis der Integration weiterer erneuerbarer Energieträger. Hg. v. Brandenburgische Technische Universität.

Calbry-Muzyka, Adelaide S.; Indlekofer, Julian; Schneebeli, Jörg; Biollaz, Serge M. A. (2019): Online Measurement of Subppmv Total Sulfur in Biogas by Chemiluminescence. In: *Energy Fuels* 33 (10), S. 9859–9869. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.9b01778.

Calbry-Muzyka, Adelaide S.; Schildhauer, Tilman J. (2020): Direct Methanation of Biogas—Technical Challenges and Recent Progress. In: *Front. Energy Res.* 8, S. 42. DOI: 10.3389/fenrg.2020.570887.

dena (2018): Power to X: Technologien. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Technologien.pdf.

EBA (2021): Statistical Report 2021. Hg. v. European Biogas Association.

Edel, Matthias; Kühnel, Christine (2019): biogaspartner – gemeinsam einspeisen. Biogaseinspeisung und -nutzung in Deutschland und Europa - Markt, Technik und Akteure. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

ERA-Net (2019): USC-FlexStore. Underground Sun Conversion – Flexible Storage. Online verfügbar unter https://www.eranet-smartenergysystems.eu/global/images/cms/Content/Fact%20Sheets/ERANetSES_FactSheet_JC19_USC-Flex-Store.pdf.

DIN EN 16723-2, Oktober 2017: Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2: Festlegung für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge.

Erler, Ronny; Schuhmann, Enrico; Köppel, Wolfgang; Bidart, Christian (2019): Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotential). Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

EUDP (2018): Electrical upgrading of biogas. EUDP 12 II. Unter Mitarbeit von Haldor Topsøe A/S, Aarhus University, HMN, NatureEnergy, EnergiMidt, DGC et al. Hg. v. Energy Technology Development and Demonstration Program.

European Commission (2018): DIRECTIVE (EU) 2018/ 2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 11 December 2018 - on the promotion of the use of energy from renewable sources 2018.

European Union (2022): Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunde, ab 2007 - halbjährliche Daten. Hg. v. Statistisches Amt der Europäischen Union, zuletzt geprüft am 19.04.2022.

FNR (2016): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. 7. Auflage. Unter Mitarbeit von Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ), Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KBTL), Johann Heinrich von Thünen Institut (TI), Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik und Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Rostock.

Fröhlich, Thomas; Blömer, Sebastian; Münter, Daniel; Brischke, Lars-Arvid (2019): CO2 Quellen für die PtX Herstellung in Deutschland. Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit. Heidelberg (ifeu paper, 03/2019).

Geppert, Florian; Liu, Dandan; van Eerten-Jansen, Mieke; Weidner, Eckhard; Buisman, Cees; Ter Heijne, Annemiek (2016): Bioelectro-chemical Power-to-Gas. State of the Art and Future Perspectives. In: *Trends Biotechnol.* 34 (11), S. 879–894. DOI: 10.1016/j.tibtech.2016.08.010.

Heller, Thomas (2017): Testing the future. BioPower2Gas - Your turnkey solution for Power-to-Methane projects. Power-to-Methane Joint Workshop - Renewable Energy House. microbEnergy GmbH. Brüssel, 06.09.2017. Online verfügbar unter <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2017/09/4.-Thomas-Heller.pdf>.

KIT (2018): Power-to-Gas mit hohem Wirkungsgrad. Schinkaris, Kosta. Online verfügbar unter https://www.kit.edu/kit/pi_2018_009_power-to-gas-mit-hohem-wirkungsgrad.php, zuletzt geprüft am 15.11.2022.

Kohl, Arthur L.; Nielsen, Richard B. (1997): Gas purification. 5th edition. Houston, Texas, USA: Gulf Publishing Company. Online verfügbar unter <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=240296>.

Kopyscinski, Jan; Schildhauer, Tilman J.; Biollaz, Serge M.A. (2010): Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry bio-mass – A technology review from 1950 to 2009. In: *Fuel* 89 (8), S. 1763–1783. DOI: 10.1016/j.fuel.2010.01.027.

Kretzschmar, Jörg (2017): Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch). Hg. v. Wuppertal Institut, ISI, IZES. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken (Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)).

Li, Wenhui; Wang, Haozhi; Jiang, Xiao; Zhu, Jie; Liu, Zhongmin; Guo, Xinwen; Song, Chunshan (2018): A short review of recent advances in CO₂ hydrogenation to hydrocarbons over heterogeneous catalysts. In: RSC Adv. 8 (14), S. 7651–7669. DOI: 10.1039/c7ra13546g.

microbEnergy GmbH (2020): BiON® – Robust. Flexibel. Umweltfreundlich. Synthetisches Methan aus CO₂ und H₂. Schwandorf, zuletzt geprüft am 04.07.2022.

Neumann, Hinrich (2019): Biogas und Windenergie wachsen zusammen. In: top agrar online, 19.03.2019. Online verfügbar unter <https://www.topagrar.com/energie/aus-dem-heft/biogas-und-windenergie-wachsen-zusammen-11502594.html>, zuletzt geprüft am 21.07.2022.

Nieß, Selina; Armbruster, Udo; Dietrich, Sebastian; Klemm, Marco (2022): Recent Advances in Catalysis for Methanation of CO₂ from Biogas. In: Catalysts 12 (4), S. 374. DOI: 10.3390/catal12040374.

Pérez, Susana; Aragón, Jorge J.; Peciña, Iñigo; Garcia-Suarez, Eduardo J. (2019): Enhanced CO₂ Methanation by New Microstructured Reactor Concept and Design. In: Top. Catal. 62, S. 518–523. DOI: 10.1007/s11244-019-01139-4.

PFI Biotechnology (2023): 2. Biogasaufbereitungsanlage zur biotechnologischen Methanisierung (2015/16). Bioraffinerie im Energiepark Pirmasens-Winzeln. Online verfügbar unter <https://www.pfi-biotechnology.de/forschung/bioraffinerie-im-energiepark-pirmasens-winzeln/>, zuletzt geprüft am 20.01.2023.

Reinholz, Toni; Völler, Klaus (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Rönsch, Stefan; Schneider, Jens; Matthischke, Steffi; Schlüter, Michael; Götz, Manuel; Lefebvre, Jonathan et al. (2016): Review on methanation – From fundamentals to current projects. In: Fuel 166, S. 276–296. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.10.111.

Rusmanis, Davis; O'Shea, Richard; Wall, David M.; Murphy, Jerry D. (2019): Biological hydrogen methanation systems - an overview of design and efficiency. In: Bioengineered 10 (1), S. 604–634. DOI: 10.1080/21655979.2019.1684607.

Schildhauer, Tilman J.; Biollaz, Serge M. A. (2016): Synthetic Natural Gas. From Coal, Dry Biomass, and Power-to-Gas Applications. First Edition: John Wiley & Sons, Inc.

Schmidt, Maike; Schwarz, Simon; Stürmer, Bernd; Wagener, Leon; Zuberbühler, Ulrich (2018): Technologiebericht 4.2a Power-to-Gas (Methanisierung chemisch-katalytisch). Hg. v. Wuppertal Institut, ISI, IZES. Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken (Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)).

Schröder, Jörg; Naumann, Karin (2022): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. 1. Aufl. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Leipzig (DBFZ Report, 44).

Soto, Cenit; Palacio, Laura; Muñoz, Raúl; Prádanos, Pedro; Hernandez, Antonio (2022): Recent Advances in Membrane-Based Biogas and Biohydrogen Upgrading. In: Processes (10), S. 1918. DOI: 10.3390/pr10101918.

Stähr, Daniel; Rasmusson, Hans; Gerstein, Dietrich (2019): Store&Go. Das größte Power-to-Gas-Forschungsprojekt in Europa befindet sich auf der Zielgeraden. In: energie | wasser-praxis (11), S. 62–65.

IEA Bioenergy (Dezember 2021): Task 44 Flexible Bioenergy and System Integration: Best practice. e-gas plant. Werlde, Deutschland. Online verfügbar unter https://task44.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/12/2021/12/Task-44-Best-Practice_e-gas-Werlde_Germany.pdf.

DVGW G 260 (A), 09/2021: Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A).

UBA (2019): ProBas - Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme. Version 4.8.1: Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <http://www.probas.umweltbundesamt.de/php/index.php>.

UBA (2021): Bekanntmachung nach § 5 Absatz 3 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/bekanntmachung_thg_kraftstoffe_banz_at_28.10.2021_b10.pdf.

USC-FlexStore (2021): „Underground Sun Conversion – Flexible Storage“. Eine nachhaltige Speicherlösung für ein erneuerbares Energiesystem der Zukunft. Unter Mitarbeit von Stefan Pestl und Stephan Bauer. Online verfügbar unter <https://www.underground-sun-conversion.at/flexstore/news/detail/article/underground-sun-conversion-flexible-storage-eine-nachhaltige-speicherloesung-fuer-ein-erneuerbares-energiesystem-der-zukunft0.html>, zuletzt geprüft am 15.08.2022.

Witte, Julia; Kunz, Andreas; Biollaz, Serge M.A.; Schildhauer, Tilman J. (2018): Direct catalytic methanation of biogas – Part II. Techno-economic process assessment and feasibility reflections. In: Energy Convers. Manag. 178, S. 26–43. DOI: 10.1016/j.enconman.2018.09.079.

