

KONZEPTION EINER KATALYTISCHEN BIOGAS-METHANISIERUNGS-ANLAGE

Andreas Herrmann^{1,3}, Lutz Schiffer², Thomas Lange^{1,3}, Rayana Araujo¹, Maria Gilbert⁵, Erik Ferchau⁴, Friedemann Mehlhose¹, Ernesto David De La Garza Solis³, Wei Fu¹, Martin Gräbner³

Kurzfassung

Der vorliegende Fachartikel beschreibt die innovative Technologie der katalytischen Methanisierung von Biogas sowie deren energetischer und wirtschaftlicher Bewertung.

Vor dem Hintergrund mangelnder Wirtschaftlichkeit bei fehlender Vergütung nach dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stellt sich zwangsläufig die Frage nach der Zukunftsfähigkeit bestehender Biogasanlagen. Gefragt sind innovative Technologien und neue Geschäftsfelder außerhalb der Stromgewinnung, welche die Zukunftsfähigkeit der Biogasbranche sicherstellen können. Alternativ zur Stromgewinnung kann Biogas vor allem für den klimaneutralen Umbau des Gasmarktes von großem Interesse sein und einen signifikanten Beitrag zur Bereitstellung grüner Gase leisten.

Kern der Technologie ist es, dass das im Biogas vorhandene CO₂ sich durch die chemische Reaktion mit Wasserstoff vollständig in Methan umwandeln lässt. Dadurch ist es möglich, die eingespeiste Menge an Biomethan annähernd zu verdoppeln.

Die wirtschaftliche Bewertung zeigt, dass die katalytische Biogas-Methanisierung konkurrenzfähig zu den „Stand der Technik-Verfahren“ ist, bei denen das CO₂ abgetrennt wird. Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit sind allerdings moderate Wasserstoffkosten in der Größenordnung von maximal 6 €/kg.

Die katalytische Biogas-Methanisierung kann dazu beitragen, dass eine innovative Technologie zur Bereitstellung von dringend benötigten „grünen“ Gasen für die „Energiewirtschaft von morgen“ zur Verfügung.

Keywords: Biomethan, Methanisierung, grüne Gase, Sektorkopplung, Power-to-X

¹ DBI-Virtuhcon GmbH, Halsbrücker Str. 34, 09599 Freiberg, Tel.: 49 3731 39-4424, andreas.herrmann@dbi-virtuhcon.de, www.dbi-virtuhcon.de

² Sächsische Akademie der Wissenschaften zu Leipzig, Arbeitsstelle Technikfolgenabschätzung, Fuchsmühlenweg 9, 09599 Freiberg, Tel.: 49 3731 39-4428, lutz.schiffer@extern.tu-freiberg.de

³ TU Bergakademie Freiberg, Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen, Tel.: 49 3731 39-4510, Fuchsmühlenweg 9, 09599 Freiberg

⁴ Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V., Hauptstraße 13, 09623 Clausnitz

⁵ UTF GmbH; Erzstraße 15, 09618 Brand-Erbisdorf

1 Einführung

Da in Deutschland mit der Novelle des EEG 2017 die bisherige Praxis gesetzlich garantierter Vergütungssätze für die Stromgewinnung auf Basis von Biogas schrittweise ausläuft, ist deren Wettbewerbsfähigkeit aufgrund der vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten mittel- bis langfristig gefährdet.

Auch wenn die aktuelle EEG-Novelle 2021 den Weiterbetrieb von Bioenergieanlagen durch die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens und die Anhebung der Gebotshöchstgrenze etwas verbessert, ist die Verunsicherung in der Branche dennoch groß. Dies zeigt sich deutlich in der Entwicklung des Anlagenbestands. Auf dem Höhepunkt im Jahr 2011 wurden 1.526 neue Anlagen installiert, 2021 waren es nur noch 60 Anlagen. Ende 2021 waren insgesamt 9.692 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 5.787 MW in Betrieb [1]. 2021 erhielten durch die von der Bundesnetzagentur ausgeschriebenen Menge von 248 MW letztlich nur 170 MW den Zuschlag [2].

Vor diesem Hintergrund gilt es, für den Erhalt der Biogasbranche zukunftsfähige Alternativen außerhalb der Stromgewinnung zu entwickeln und gleichzeitig den stark wachsenden Bedarf an sogenannten grünen Gasen durch verschiedene, sich ergänzende Herstellungs- bzw. Umwandlungsprozesse zu decken.

Hierfür stellt die katalytische Biogas-Methanisierung eine von mehreren zukunftsfähigen Optionen dar, obgleich das Potenzial der Biogasproduktion selbst begrenzt und auch nicht signifikant erweiterbar ist.

Biomethan, als energetisch und stofflich nutzbare Komponente des Biogases, ergänzt durch das aus der Methanisierung des im Biogas enthaltenen CO₂, stellt eine klimaneutrale Alternative zu fossilem Erdgas mit gleichem Einsatzspektrum dar. Vorteilhaft ist dabei, dass mit dem bestehenden Erdgasnetz bereits die notwendige Infrastruktur für die Speicherung und Verteilung des Biomethans gegeben ist. Neben der energetischen Nutzung bietet Biomethan zudem vielfältige stoffliche Nutzungsoptionen, insbesondere die Erzeugung von Synthesegas ist durch Dampfreformierung leicht möglich. Daraus lassen sich Methanol, Olefine, Kunststoffe sowie weitere Basischemikalien herstellen.

2 Hintergrund und Marktsituation

Die meisten Biogasanlagen (ca. 97%) nutzen das Biogas zur Elektroenergieerzeugung. Die Stromgestehungskosten auf Basis Biogas liegen jedoch deutlich über den anderen Mitbewerbern aus dem Bereich erneuerbarer Energien (Tabelle 1).

Im Kontext der Merit Order bedeutet dies für die Einsatzreihenfolge der Stromerzeuger, dass Biogas aufgrund der hohen Kosten nur als letzte Option relevant sein kann.

Tabelle 1: Stromgestehungs- und spezifische Anlagenkosten ausgewählter erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen im Jahr 2021 nach ISE 2021 [3]

Anlagentyp	Stromgestehungskosten (€/kWh)	spezifische Anlagenkosten (€/kW)
Photovoltaik	0,03 - 0,11	530 -1.600
Windkraft onshore	0,04 - 0,08	1.400 - 2.000
Windkraft offshore	0,07 - 0,12	3.000 - 4.000
Biogas	0,08 - 0,17	2.000 - 4.000

Im Gegensatz zur direkten Verstromung spielt die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan bei den rund 9.700 in Deutschland betriebenen Biogasanlagen eine untergeordnete Rolle. Mitte 2021 waren lediglich 232 Anlagen mit einem Einspeisevolumen von knapp 10 TWh in Betrieb [4]. Gemeinsam ist allen Anlagen, dass aufgrund der CO₂-Abscheidung vor Ort signifikante Treibhausgasemissionen erfolgen.

Aktuell liegt der Biomethananteil am Erdgasverbrauch Deutschlands bei etwa einem Prozent. Damit fällt die Gesamtwirkung im Energiesystem zwar gering aus, übertrifft aber im Vergleich beispielsweise Österreich. Dort lag der Biomethananteil am Gasverbrauch mit 0,14 % im Jahr 2021 etwa eine Größenordnung niedriger [5].

Stand der Technik für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ist derzeit die ausschließliche Nutzung des Methananteils. Verfahren wie die Druckwasserwäsche (33 %), Aminwäsche (28 %) und Druckwechseladsorption (20 %) scheiden das im Biogas enthaltene Kohlenstoffdioxid mit Hilfe physikalisch-chemischer Trennprozesse ab [6]. So entstehen jährlich etwa vier Mega-Tonnen CO₂, was rd. 0,5 % der bundesweiten jährlichen CO₂-Emissionen entspricht. Diese negative Bilanz kann durch eine Umwandlung der zweiten Hauptkomponente des Biogases, nämlich des CO₂, deutlich verbessert werden.

Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) geht davon aus, dass über 70 % der Biogasanlagen in Deutschland für eine Methanisierung geeignet sind. Dies betrifft vorrangig Anlagen ab 250 kW elektrischer Leistung. Nach den Szenarien könnte das gesamte Biogas-Methanisierungspotenzial von gegenwärtig 1,31 Mrd. m³ i.N. bis 2050 auf 16,36 Mrd. m³ i.N. erhöht und damit mehr als verzehnfacht werden [7]. Dies entspricht nahezu 20 % des Erdgasverbrauchs in Deutschland, der derzeit ca. 85 Mrd. m³ i.N. beträgt. Durch die katalytische Biogas-Methanisierung könnte dieser Anteil auf mehr als ein Drittel gesteigert werden.

3 Prozessbeschreibung/ -bewertung

3.1 Grundlagen

Die grundsätzliche Möglichkeit der Umwandlung von Kohlenstoffoxiden (CO und CO₂) in Methan ist seit 1872 durch das Brodie-Experiment bekannt, bei dem elektrische Entladungen auf ein Gemisch aus CO, CO₂ und H₂ angewendet wurden. Seit Jahrzehnten ist die katalytische Methanisierung von CO/CO₂, an Nickel- oder Edelmetallkatalysatoren bei moderaten Reaktionstemperaturen von etwa 300 °C und Drücken bis 20 bar eine vielfach eingesetzte und bewährte Technologie. Neu ist allerdings die Anwendung in der Biogas-Branche.

Der Ausbau des Methanisierungs-Potenzials von Biogas mittels nachhaltig erzeugtem Wasserstoff stellt somit auch unter Berücksichtigung seines begrenzten Potenzials eine erfolgversprechende Option beim Übergang zu grünen Gasen dar.

Dazu sollte der Kohlenstoff erneuerbaren Ursprungs sein, z. B. aus Biogas oder der Biomassevergasung, und der Wasserstoff sollte CO₂-neutral gewonnen werden, z. B. durch Methan-Pyrolyse oder Wasser-Elektrolyse.

Ausgehend von der Reaktionsgleichung für die Synthese von Methan aus CO₂ (Sabatier-Reaktion):



ergibt sich bei einem CO₂-Gehalt von ca. 50 % nahezu eine Verdoppelung des aus dem Biogas gewinnbaren Methanvolumens.

Die folgende Abbildung zeigt die angestrebte Einbindung der katalytischen Methanisierung (Bildmitte oben) in eine Peripherie zur Bereitstellung von nachhaltig erzeugtem Biomethan (SNG Synthetic Natural Gas) und die Möglichkeiten einer späteren Nutzung.

Wesentliche Innovationen der Technologie sind der direkte Einsatz von Rohbiogas (d.h. die energie- und kostenintensive CO₂-Abtrennung entfällt), die Rezirkulation, die isotherme Betriebsweise des Reaktors und der geplante Einsatz von Edelmetall-Katalysatoren.

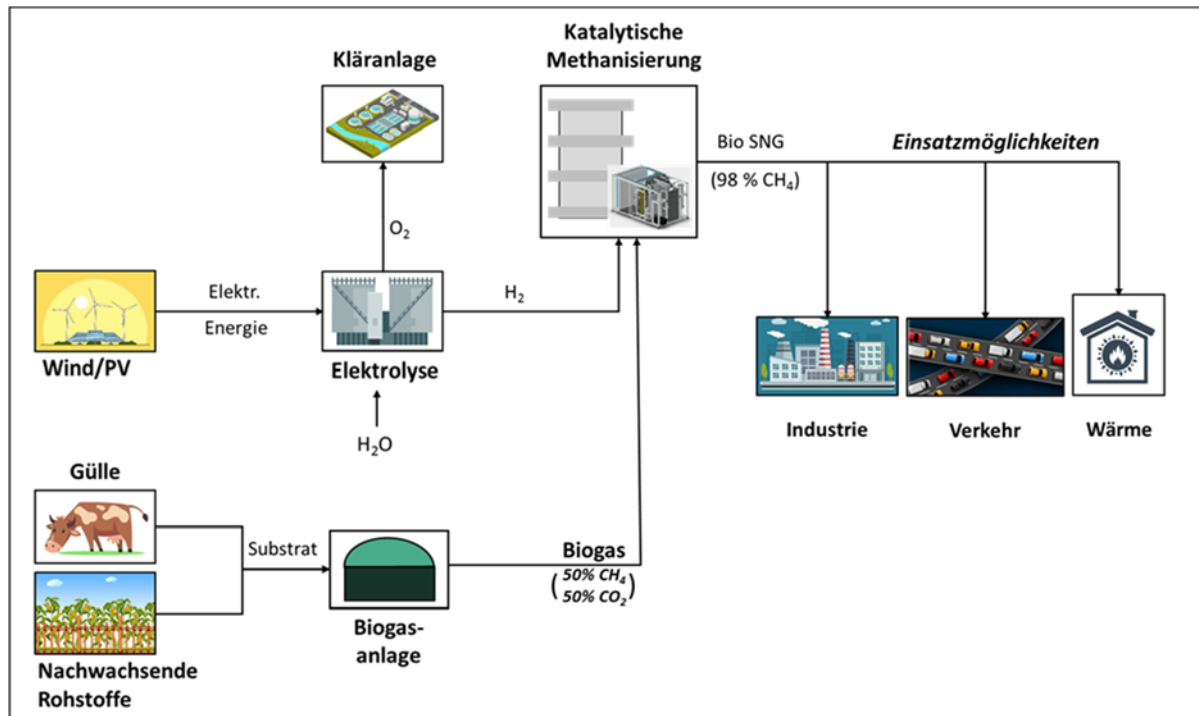


Abb. 1: Blockschaltbild zur Einbindung der katalytischen Biogas-Methanisierung in eine mögliche anlagentechnische Peripherie

In dem folgenden Verfahrensfliessbild (Abbildung 2) sind die wichtigsten Prozess-Schritte aufgeführt:

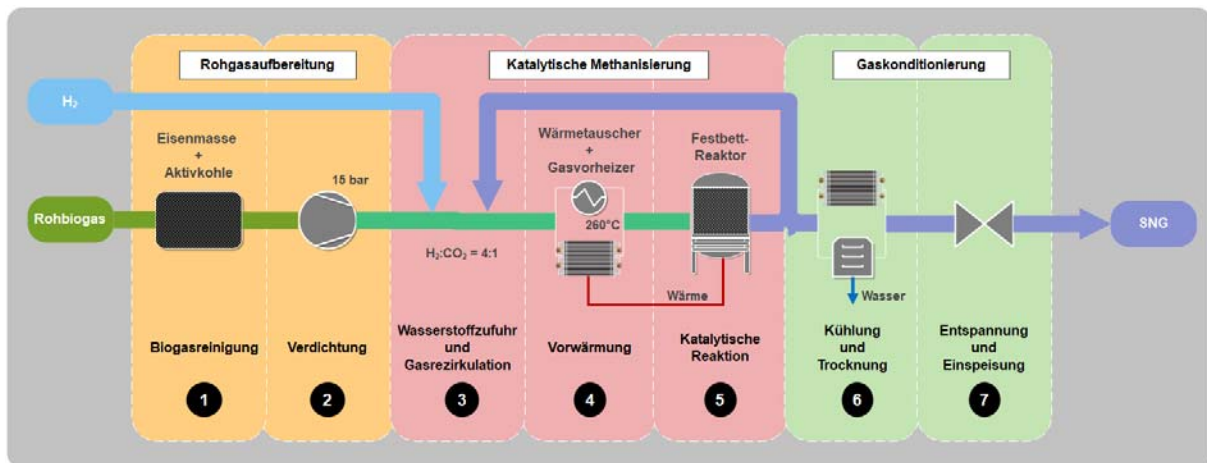


Abb. 2: Verfahrensfliessbild der katalytischen Biogas-Methanisierung

Eine AspenPlus® - Modellierung unter Zugrundelegung einer typischen Biogas-Zusammensetzung mit 55 Vol.-% CH_4 und ca. 42 Vol.-% CO_2 (Differenzbetrag: Wasserdampf, N_2 , Spurengase) ergab die in Tabelle 2 dargestellten Ergebnisse. Die DVGW-Anforderungen für eine Einspeisung in das Erdgasnetz werden eingehalten.

Tabelle 2: Modellierungsergebnisse einer Biogas-Methanisierung mit und ohne Rezirkulation - Vergleich mit Einspeisebedingungen gemäß DVGW

Parameter	Grenzwert gemäß DVGW G 260 (A)	mit Rezirkulation (4:1)	ohne Rezirkulation
CO ₂	< 4 % (MOP <16bar)	0,2 %	1 %
CH ₄	> 95 %	97,2 %	95,6 %
H ₂	< 10 %	1 %	1,9 %
H ₂ O	< 200 mg/m ³	0 mg/m ³	0 mg/m ³
H ₂ S	< 5 mg/m ³	0 mg/m ³	0 mg/m ³
O ₂	< 1 %	0,00 %	0,00 %
N ₂	-	1,5 %	1,5 %
CO	< 0,1 %	0,00 %	0,00 %
Spurengase	-	0,00 %	0,00 %
Wobbe-Index (MJ/m³)	48,96 - 55,44	52,1	51,3
Brennwert (MJ/m³)	30,2 - 47,2	39,0	38,4
Relative Dichte (kg/m³)	0,55 - 0,75	0,559	0,561

Die Rückführung des synthetischen Biomethans ermöglicht es, die Höchsttemperaturen, die an den Hotspots im Methanisierungsreaktor auftreten können, um bis zu 200 K zu reduzieren. Dies ist aufgrund des erhöhten Methananteils im eingeleiteten Gasgemisch und der besseren Wärmeverteilung im Reaktor möglich. Außerdem erlaubt die Rezirkulation die Umsetzung des nicht abreagierten Wasserstoffs in dem Produkt.

3.2 Energetische Bewertung

Für die energetische Bewertung wurden folgende Wirkungsgrade herangezogen:

Sabatier-Wirkungsgrad

$$\eta_{\text{Sab}} = \frac{(\dot{m}_{\text{CH}_4,\text{aus}} - \dot{m}_{\text{CH}_4,\text{ein}}) \cdot H_{u,\text{CH}_4}}{\dot{m}_{\text{H}_2,\text{in}} \cdot H_{u,\text{H}_2}} \quad (1)$$

$\dot{m}_{\text{CH}_4,\text{ein}}$: Methan im zugeführten Biogas

$\dot{m}_{\text{CH}_4,\text{aus}}$: Methan im Produktgas

$\dot{m}_{\text{H}_2,\text{in}}$: zugeführter Wasserstoff

H_{u,CH_4} : Heizwert von Methan

H_{u,H_2} : Heizwert von Wasserstoff

Anlagenwirkungsgrad

$$\eta_{Anlage} = \frac{\dot{m}_{SNG} \cdot H_{u,SNG} - \dot{m}_{CH_4,in} \cdot H_{u,CH_4}}{\dot{m}_{H_2,in} \cdot H_{u,H_2} + P_{V-01} + P_{V-02} + P_{H-01} + P_{Sonstige}} \quad (2)$$

- P_{V-01} : Verdichterleistung 1 ($\Delta p = 15$ bar)
 P_{V-02} : Verdichterleistung 2 ($\Delta p = 1,5$ bar)
 P_{H-01} : Vorwärmleistung
 $P_{Sonstige}$: Leistung anderer Komponenten (MSR-Anlagen, weitere Verbraucher)
 \dot{m}_{SNG} : Methan und Wasserstoff im SNG
 $H_{u,SNG}$: Heizwert des SNG (enthält Methan und Wasserstoff)

Die nachfolgende Darstellung zeigt die Wirkungsgrade in Abhängigkeit von Druck und Temperatur. Aus energetischer Sicht sind möglichst geringe Temperaturen und moderate Drücke anzustreben. Eine wesentliche Limitierung ergibt sich durch den Katalysator, welcher entsprechend hohe Arbeitstemperaturen benötigt.

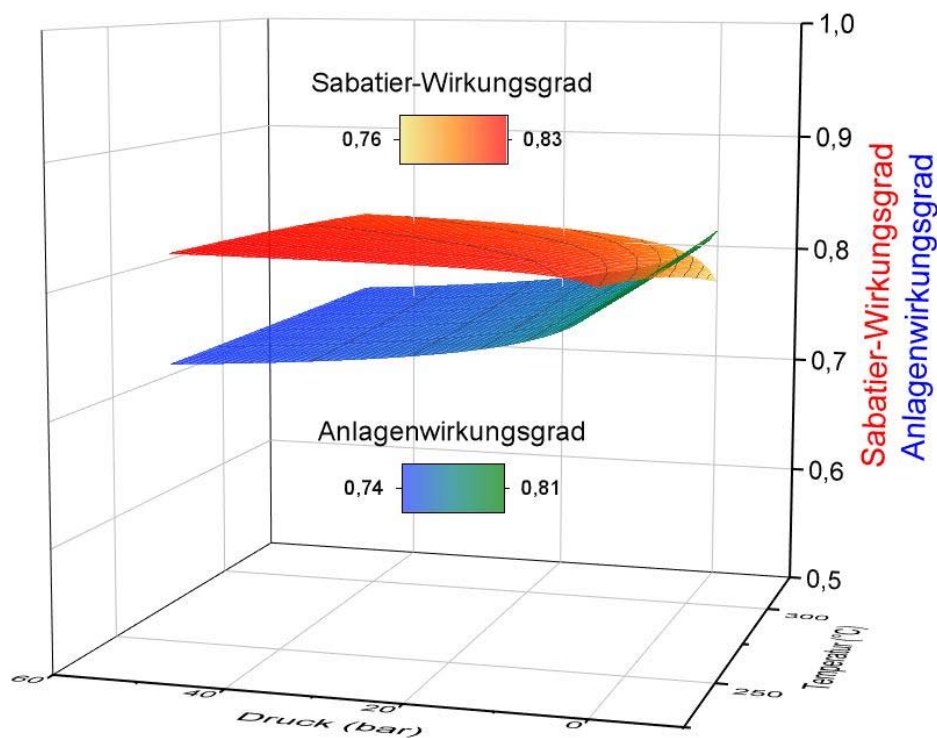


Abb. 3: Darstellung des Sabatier- und des Anlagenwirkungsgrades in Abhängigkeit von Reaktionsdruck und Reaktionstemperatur

Höhere Drücke bewirken zwar höhere CO_2 -Umwandlungsraten, bedeuten aber auch einen höheren Energieverbrauch der Verdichter, was wiederum einen geringeren Anlagenwirkungsgrad und dadurch höhere Investitions- und Betriebskosten bedeutet.

Der Anlagenwirkungsgrad kann bei hohen Wasserstoffkonzentrationen im Produktgas aufgrund des hohen Heizwertes dieses Gases höher sein als der Sabatier-

Wirkungsgrad. Dies tritt insbesondere bei hohen Temperaturen und niedrigem Druck auf, da bei diesen Reaktionsbedingungen die Umwandlungsraten von CO₂ vergleichsweise gering sind.

Der Anlagenwirkungsgrad des Prozesses liegt zwischen 70 % und 80 %. Anzustreben sind möglichst moderate Drücke von unter 20 bar, da das Biogas energieintensiv auf entsprechende Reaktionsdrücke verdichtet werden muss.

Die Temperatur sollte möglichst gering sein, wobei zu beachten ist, dass sich signifikante Mindesttemperaturen ergeben, die vom verwendeten Katalysator abhängen. Derzeit laufen entsprechende Untersuchungen, um geeignete Katalysatoren zu identifizieren.

3.3 Wirtschaftliche Bewertung

Die wirtschaftliche Bewertung erfolgte nach der Annuitätenmethode. Der Kapitalwert der Investition wird auf die Nutzungsdauer verteilt. Alle anderen Kosten werden als Jahreskosten bilanziert. Um die Vergleichbarkeit mit anderen Endenergeträgern zu gewährleisten, werden die Kosten als spezifische Kosten in €/kWh angegeben.

Ziel der wirtschaftlichen Bewertung der Technologie ist die Darstellung der Kostenverteilung in Investitions-/Kapitalkosten, Betriebskosten und die „Verbrauchskosten“, in diesem Fall vorrangig Wasserstoff-, Biogas-, Elektroenergie- und Katalysatorkosten.

Nachfolgend werden die Randbedingungen für das Referenz-Szenario (Tabelle 3) angegeben:

Tabelle 3: Randbedingungen für die wirtschaftliche Bewertung des Referenz-Szenarios

Parameter	Einheit	Wert
Investitionskosten	€	4.100.000
Abschreibungsdauer	a	15
Kalkulationszinssatz	%	3,0
Preissteigerung pro Jahr	%	2,0
Jahresvolllaststunden	h/a	8304
Gewinn	%	5
Spezifische Kosten:		
Elektroenergie	€/kWh	0,08
Biogas	€/kWh	0,06
Wasserstoff	€/kWh	0,20

Tabelle 4: Überblick über die untersuchten Varianten für die wirtschaftliche Bewertung

Szenario	Beschreibung	SNG-GK (€/kWh)	jährliche Kosten (€)
00	Referenz-Szenario	0,171	6.138.437
01	Betriebsstunden: 5.500 Stunden pro Jahr	0,181	4.285.437
02	Betriebsstunden: 4.000 Stunden pro Jahr	0,191	3.302.046
03	Halbierung der Wasserstoffkosten (0,10 €/kWh)	0,117	4.185.931
04	Verdoppelung der Wasserstoffkosten (0,40 €/kWh)	0,279	9.999.302
05	Halbierung des Biogaspreises (0,03 €/kWh)	0,150	5.387.320
06	Verdoppelung des Biogaspreises (0,12 €/kWh)	0,212	7.596.524
07	Halbierung der Anlagenkosten (2.050.000 €)	0,166	5.943.473
08	Verdoppelung der Anlagenkosten (8.200.000 €)	0,181	6.484.218

Abbildung 5 zeigt die Ergebnisse der wirtschaftlichen Bewertung der verschiedenen Szenarien.

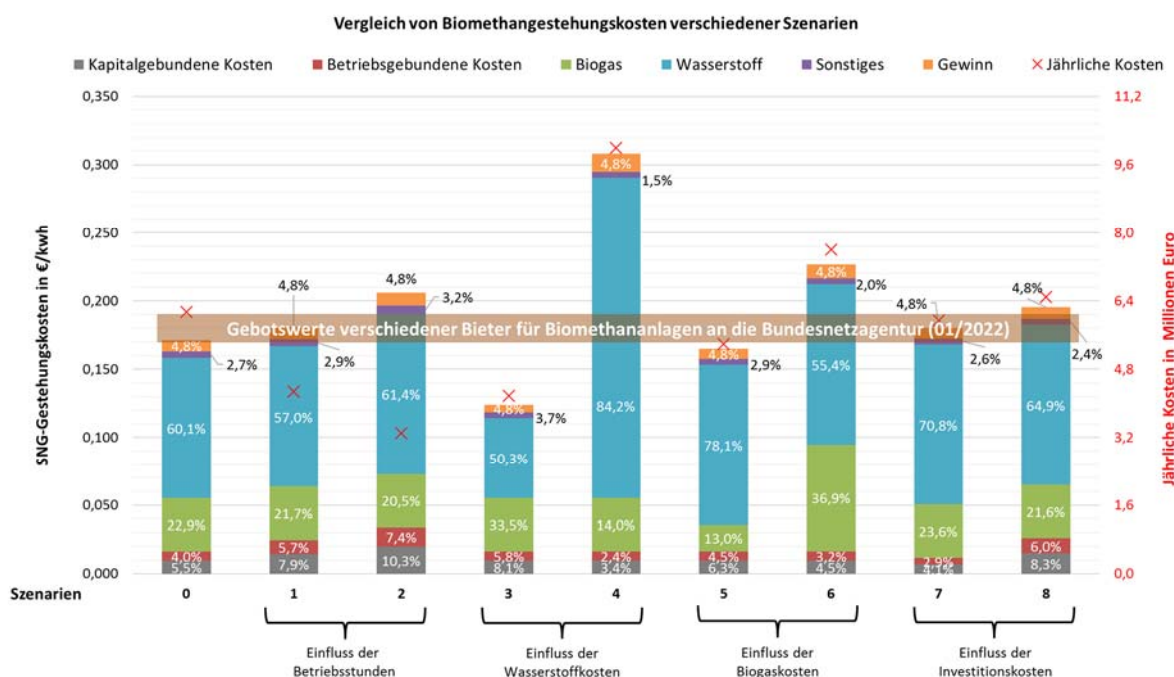


Abb. 5: Kostenvergleich unterschiedlicher Szenarien

Folgende Schlussfolgerungen und Erkenntnisse lassen sich aus der wirtschaftlichen Analyse ableiten:

- Der Einfluss der Betriebsstunden (Szenario 1 und 2) ist moderat. Anzustreben sind möglichst hohe Betriebsstunden, um die Speicherung von Biogas zu minimieren. Andererseits steigen dadurch die Wasserstoffkosten.

- Die Gesamtkosten werden entscheidend durch die verbrauchsgebundenen Kosten dominiert. Bei diesen Kosten haben die Wasserstoffkosten mit Abstand den größten Anteil (Szenario 3 und 4). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass 50 % des (teuren) Wasserstoffs nicht stofflich / energetisch nutzbar sind, da diese als Wasserdampfkondensat/Abwasser anfallen, welches entsorgt werden muss. Derzeit gehen nahezu alle relevanten Studien von sinkenden Wasserstoffkosten aus, daher wurde keine Energiepreissteigerung für den Wasserstoff berücksichtigt.
- Der Einfluss der Roh-Biogaskosten ist hoch, allerdings von geringerer Bedeutung als die Wasserstoffkosten (Szenario 5 und 6).
- Die Investitionskosten sind mit deutlich unter 10 % der Gesamtkosten von eher untergeordneter Bedeutung (siehe Szenario 7 und 8). Eine ggf. staatliche Unterstützung der Investitionskosten hat einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Gesamtkosten.
- Die Gesteungskosten für Biomethan liegen zwischen 0,12 und 0,31 €/kWh.

Ende 2021 hat die Bundesnetzagentur erstmals eine Ausschreibung für neue Biomethananlagen durchgeführt. Die ausgeschriebene Menge von 150 MW wurde mit rd. 148 MW fast erreicht und verdeutlicht ein wachsendes Interesse der Branche an dieser Option. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert für Biomethan lag bei 17,48 ct/kWh [8]. Die katalytische Methanisierung liegt kostenmäßig im Bereich der Ausschreibungsergebnisse.

4. Fazit

Mit der katalytischen Methanisierung lässt sich auch das im Rohbiogas vorhandene CO₂ für die Methanisierung nutzen, wodurch die Biomethanausbeute nahezu verdoppelt werden kann. Die Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs zu Preisen unter sechs €/kg vorausgesetzt, ist die katalytische Biogas-Methanisierung bereits heute konkurrenzfähig gegenüber den „Stand der Technik-Verfahren“ bei denen das CO₂ abgetrennt und an die Atmosphäre abgegeben wird.

Der Anlagenwirkungsgrad der Technologie liegt bei ca. 75 %. Eine Steigerung auf 90 % ist möglich, wenn die beträchtlich vorhandene Abwärme für die Beheizung der Fermenter der Biogasanlage genutzt bzw. in ein Nahwärmenetz eingespeist wird. Damit ist der Wirkungsgrad wesentlich höher als bei den Power-to-X Technologien „Power-to-Benzin/Diesel/Kerosin“, die einen Wirkungsgrad von deutlich unter 50 % aufweisen, jedoch niedriger als bei den Power-to-heat-Technologien mit typischen Wirkungsgraden von nahezu 100 %.

Mit der katalytischen Biogas-Methanisierung steht eine innovative Technologie zur Bereitstellung von dringend benötigten „grünen“ Gasen zur Verfügung. Nächste Schritte sind die Klärung verfahrenstechnischer Fragen, wie die Vergiftung des Katalysators, die Biogasreinigung sowie der Bau eines Demonstrators.

Danksagung

Teilergebnisse wurden im Rahmen des Projektes „InnoSynfuels“ erarbeitet. Das Projekt hat eine Laufzeit von zwei Jahren (2020-2022) und wird durch Mittel des Europäischen Sozialfonds und des Freistaates Sachsen im Vorhabensbereich „InnoTeam“ gefördert.



Diese Maßnahme wird mitfinanziert durch Steuermittel auf der Grundlage des vom Sächsischen Landtag beschlossenen Haushaltes.

Referenzen

- [1] Fachverband Biogas (2021). Branchenzahlen 2020 und Prognose der Branchenentwicklung 2021.
[https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/21-10-14_Biogas_Branchenzahlen-2020_Prognose-2021.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/21-10-14_Biogas_Branchenzahlen-2020_Prognose-2021.pdf) (Aufgerufen 26.01.22).
- [2] Bundesnetzagentur (2021): Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen 2017-2021.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html (Aufgerufen 26.01.22).
- [3] ISE-Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2021): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_IS_E_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf (Aufgerufen 26.01.22).
- [4] Deutsche Energie-Agentur (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021.
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf (Aufgerufen 26.01.22).
- [5] AGCS Gas Clearing and Settlement AG (2021): Österreichischer Biomethanmarkt.
<https://www.biomethanregister.at/de/statistik> (Aufgerufen 26. Januar 2022).
- [6] Daniel-Gromke, J. et al: Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. Umweltbundesamt Texte 24/2020. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2020.
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/optionen-fuer-biogas-bestandsanlagen-bis-2030-aus> (Aufgerufen 07.02.22).
- [7] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2019): Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen.
https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/pi-dvgw-anhang_dvgw-forschung_g201622_ee-methanisierung-gesamtpotenzial_abschlussbericht.pdf (Aufgerufen 26.01.22).
- [8] Bundesnetzagentur (2021): Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen 2021.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomethan/BeendeteAusschreibungen/start.html;jsessionid=0CAC3C2F5E5BF24AA401F49FF74321B5 (Aufgerufen 07.02.22).