TECHNISCHE UNIVERSITÄT
BERGAKADEMIE FREIBERG
Die Ressourcenuniversität. Seit 1765.

Konzeption einer katalytischen Biogas-Methanisierungsanlage

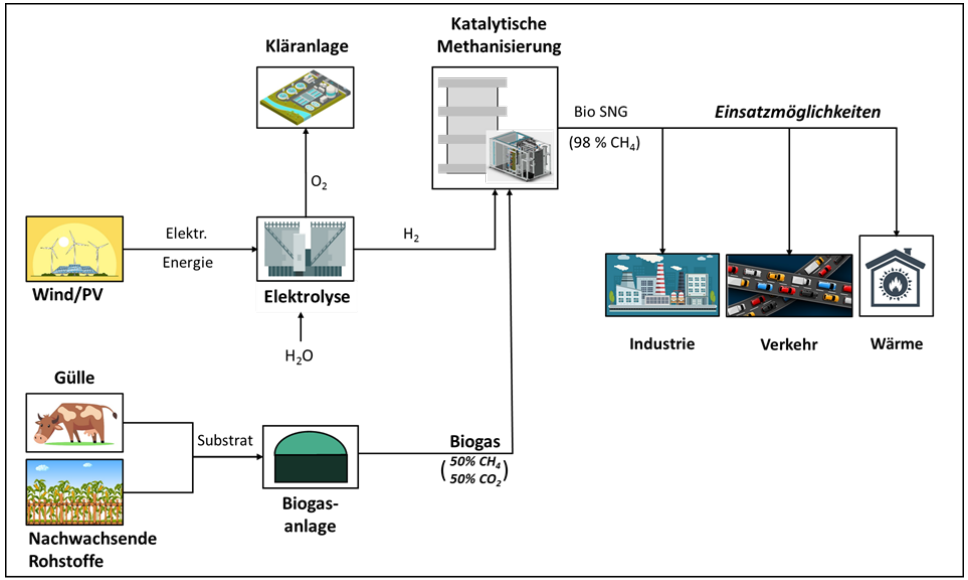
EnInnov2022

17. Symposium Energieinnovation | 16.02.–18.02.2022

Inhalt

- Motivation und Grundlagen
- Modellierung des Prozesses mit ASPEN-Plus
- Wirtschaftliche Bewertung
- Ausblick

Motivation und Grundlagen

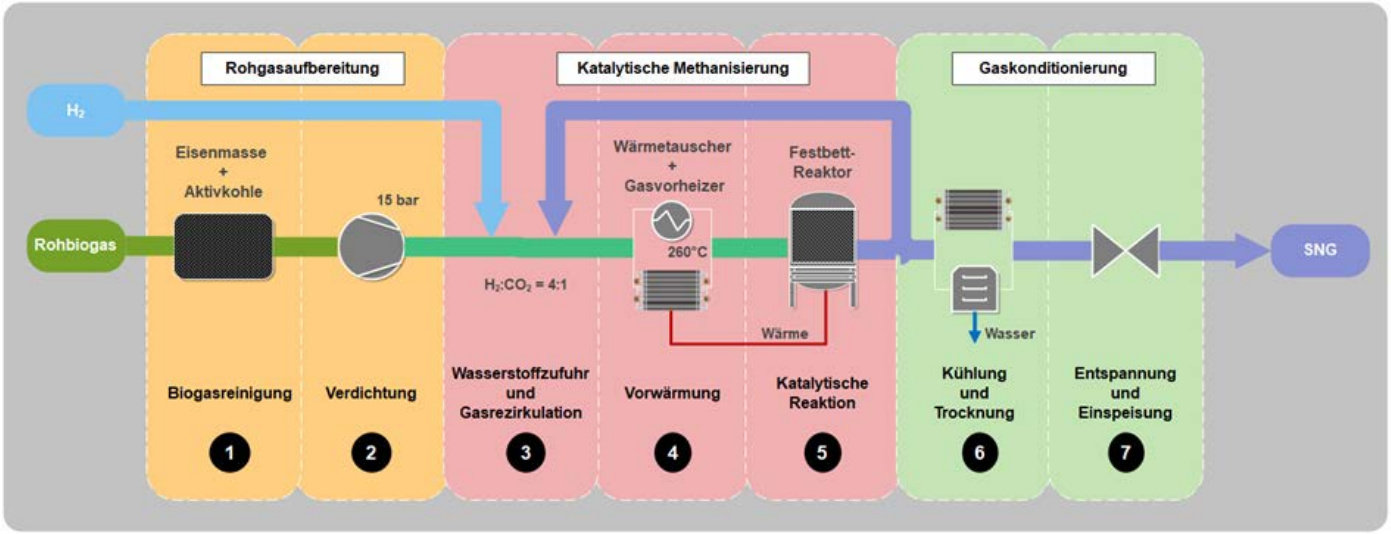


- Biogasbranche steht vor großen Herausforderungen:
  - Biogas-Strom vergleichsweise teuer
  - Ressource Biogas begrenzt
  - Derzeit kaum Neubau von Biogasanlagen / Abschalten von Anlagen / Abwrackprämie für Biogasanlagen
- Bereitstellung signifikanter Mengen grüner Gase ist für die Erreichung der Klimaschutzziele notwendig
- Methangehalt kann durch katalytische Biogasmethanisierung verdoppelt werden

Motivation und Grundlagen

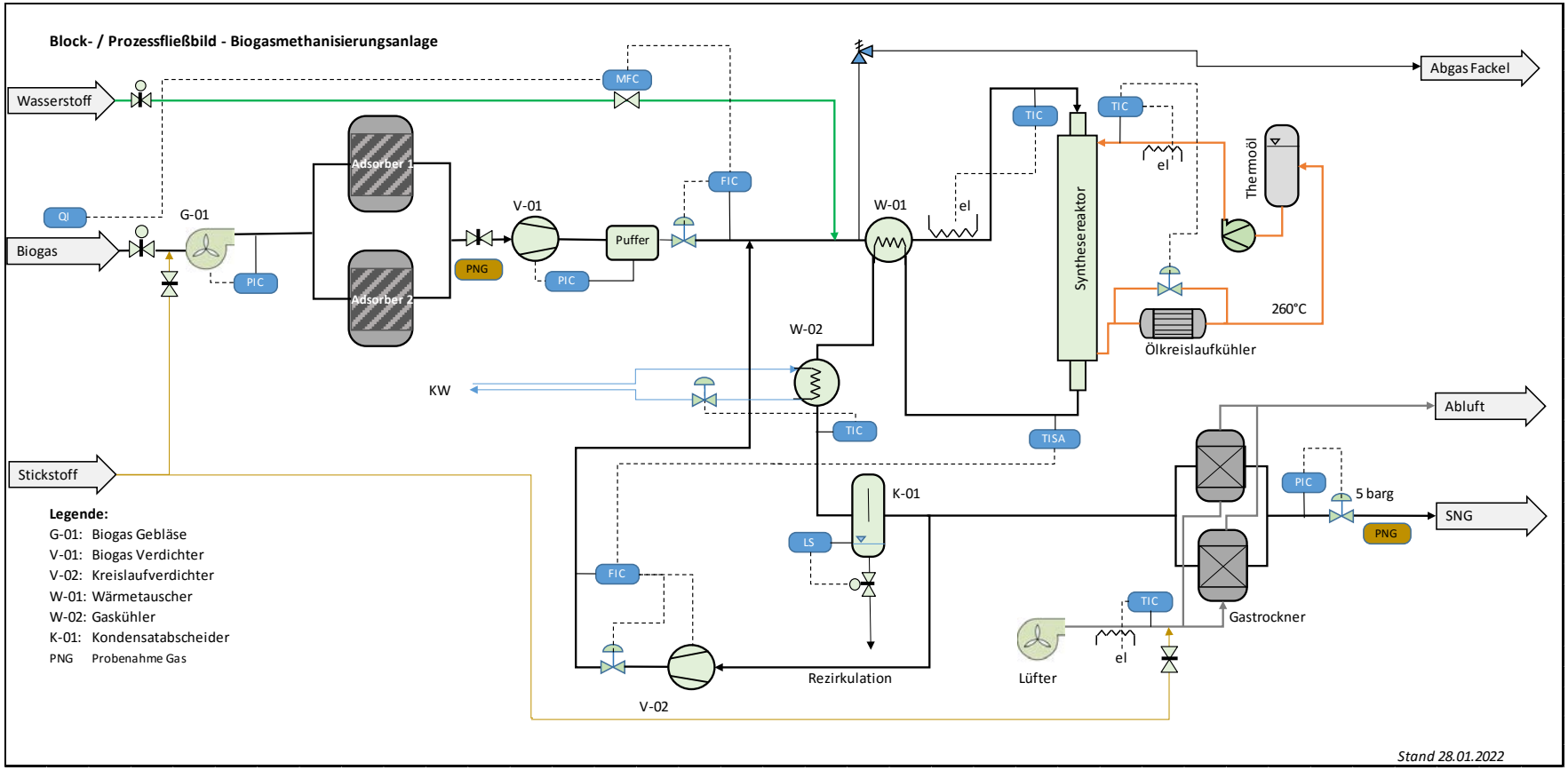
- Verdopplung des Methangehaltes im Biogas und Reduzierung der CO_2-Emissionen
- Reaktionsgleichung für die Synthese von Methan aus CO_2 (Sabatier-Reaktion):

$$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O \qquad \Delta_R H_0 = -165\,kJ/mol$$



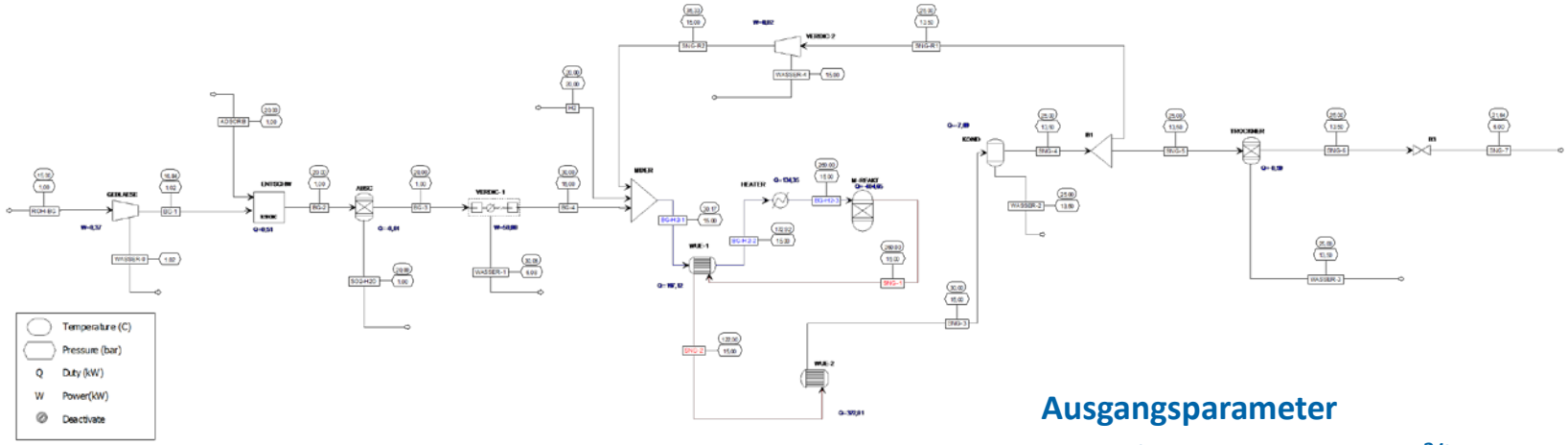
Quelle: Eigene Darstellung

Modellierung
Prozessfließbild



Modellierung

Aspen-Plus Modell



Randbedingungen für Modellierung

- 0-dimensionsloses Modell
- Keine Berücksichtigung der Druck- und Wärmeverluste
- Reaktoren werden als GIBBS-Reaktor angenommen
- Isothermer Reaktor

Ausgangsparameter

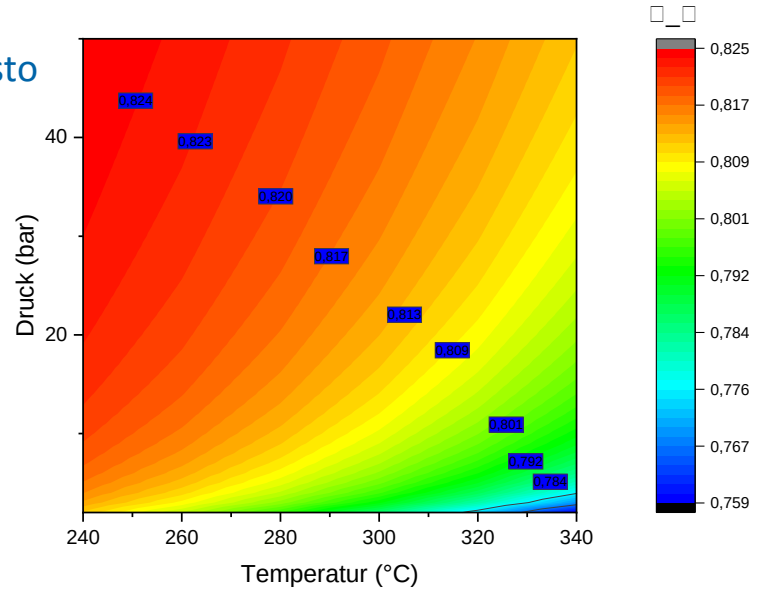
- Volumenstrom: 450 m³/h i.N.
- Zusammensetzung:
  55 % Methan / 41 % CO_2

Sabatier-Wirkungsgrad in Abhängigkeit von Temperatur und Druck

- Je höher der Druck und je niedriger die Temperatur, desto höher ist der Sabatier-Wirkungsgrad
- Theoretischer Grenzwert: ca. 83%
- Wirkungsgrad der Reaktion:

$$\eta_{sab} = \frac{\left(\dot{m}_{CH4,aus} - \dot{m}_{CH4,ein}\right) \cdot H_{u,CH4}}{\dot{m}_{H2,in} \cdot H_{u,H2}}$$

$\dot{m}_{CH4,ein}$: vorhandenes Methan im Biogas
$\dot{m}_{CH4,aus}$: Methan im Produktgas
$\dot{m}_{H2,in}$: eingeführter Wasserstoff
$H_{u,CH4}$: Heizwert von Methan
$H_{u,H2}$: Heizwert von Wasserstoff



Anlagenwirkungsgrad in Abhängigkeit von Temperatur und Druck (Ohne Rezirkulation)

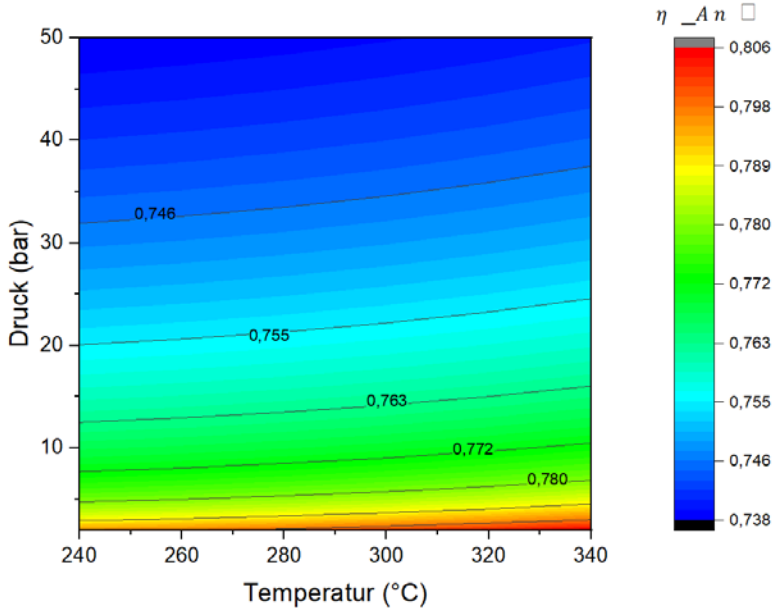
- Wirkungsgrad der Reaktion:

$$\eta_{Anlage} = \frac{\dot{m}_{SNG} \cdot H_{u,SNG} - \dot{m}_{CH4,in} \cdot H_{u,CH4}}{\dot{m}_{H2,in} \cdot H_{u,H2} + P_{Verd-1} + P_{Verd-2} + P_{Heater} + P_{Sonstige}}$$

Wobei:

P_{verd-1}: Verdichterleistung (Δp=15 bar)
P_{verd-2}: Verdichterleistung 2 (Δp=1,5 bar)
P_{Heater}: Vorwärmungsleistung
$P_{Sonstige}$: Leistung anderer Einrichtungen

- Höhere Drücke bedeuten einen höheren Energieverbrauch Verdichter, was zu geringerem Anlagenwirkungsgrad führt



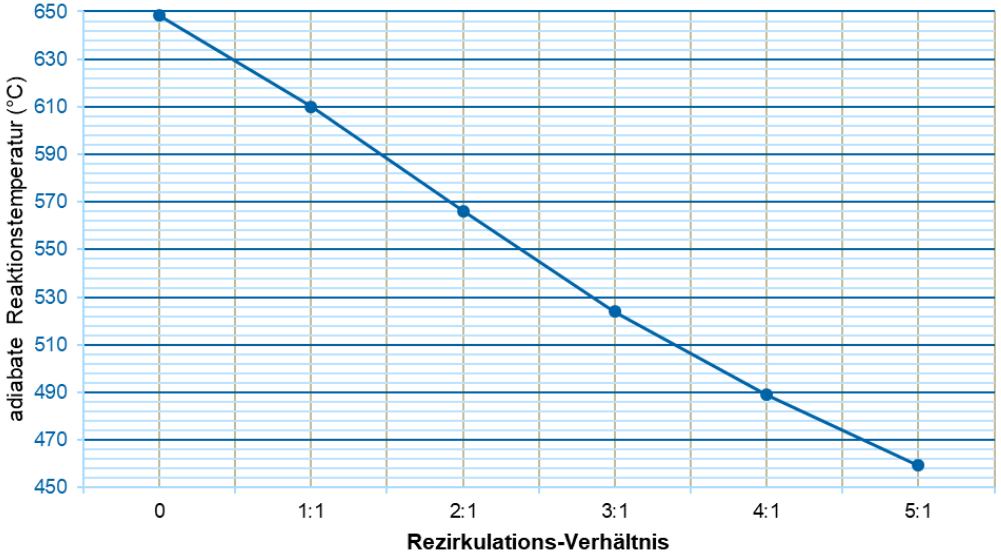
Modellierung

Allgemeine Ergebnisse für die Varianten mit und ohne Rezirkulation

Parameter	mit Rezi	ohne Rezi
Temperatur (°C)	260	260
Druck (bar)	15	15
H_2:CO_2	4:1	3,95:1
CH_4-Anteil im SNG	97,2%	95,6%
H_2-Anteil im SNG	1,00%	1,9 %
CO_2-Umwandlungsgrad	99,4%	97,6%
Sabatier-Wirkungsgrad	82,6%	82,1%
Anlagen-Wirkungsgrad	79,1%	80,2%

- Rezirkulation verschlechtert den Anlagenwirkungsgrad um ca. 1 %
- Sonstige Vorteile überwiegen deutlich

Adiabate Reaktionstemperatur in Abhängigkeit des Rezirkulation-Verhältnisses



Rezi-Verhältnis	T_{ad} (°C)
0	648,3
1:1	610,0
2:1	566,3
3:1	524,0
4:1	488,9
5:1	459,3

Vorteile der Rezirkulation

- Reduktion der Temperatur um bis zu ca. 200 K
- Reduktion von Hot-Spots
- Bessere Kühlung des Reaktors
- Nur ein Reaktor notwendig

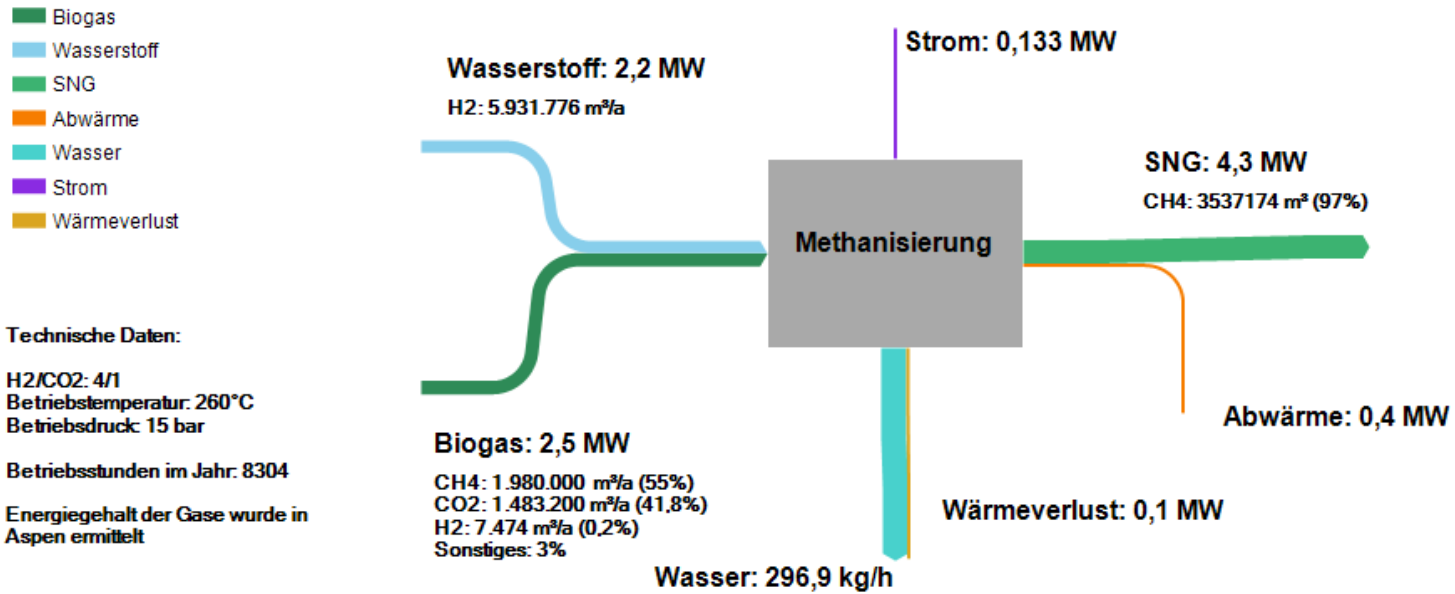
Modellierung

Produktgasbeschaffenheit für die Varianten mit und ohne Rezirkulation

Parameter	Grenzwerte lt. Arbeits-blatt DVGW 260 (A)	mit Rezi	ohne Rezi
CO_2	< 4%*	0,2%	1%
CH_4	> 95%	97,2%	95,6%
H_2	< 10 %	1%	1,9%
H_2O	< 200 mg/m³	0 mg/m³	0 mg/m³
H_2S	< 5 mg/m³	0 mg/m³	0 mg/m³
O_2	< 1%	0,00%	0,00%
N_2	-	1,5%	1,5%
CO	< 0,1%	0,00%	0,00%
Wobbe-Index (S) (MJ/m³)	**48,96 - 55,44**	**52,1**	**51,3**
Brennwert (MJ/m³)	**30,2 - 47,2**	**39,0**	**38,4**
Relative Dichte	**0,55 - 0,75**	**0,559**	**0,561**

- Die Zusammensetzung des synthetischen Methans beider Szenarien liegt innerhalb der DVGW-Grenzwerte
- Für das Szenario ohne Rezirkulation liegen diese Werte nah an den DVGW-Grenzwerten

Modellierung
Allgemeine Ergebnisse: Energiebilanz



Wirtschaftliche Bewertung

Annahmen und Ergebnisse für das Referenz-Szenario

Annuitätsmethode: Der Kapitalwert einer Investition wird auf die Nutzungsdauer so verteilt, dass die Zahlungsfolge aus Einzahlungen und Auszahlungen in die sogenannte Annuität umgewandelt wird.

Beschreibung	Einheit	Wert
Anlageninvestitionskosten (A_0)	€	1.797.500
Kapitalgebundener Kosten	€	4.063.249
An. kapitalgebundener Kosten (AN_K)	**€/a**	**340.364**
An. betriebsgebundener Kosten (AN_B)	**€/a**	**244.133**
An. verbrauchsgebundene Kosten (AN_V)	**€/a**	**5.261.633**
Gewinn	**€/a**	**292.307**

Parameter	Einheit	Wert
Abschreibungsdauer	a	15
Kalkulationszinz	%	3,0
Preissteigerung	%	2,0
Jahresvolllaststunden	h/a	8304
Gewinn	%	5
Annuitätenfaktor	1/a	0,084
Spezifische Kosten:		
Elektrizität	€/kWh	0,080
Biogas	€/kWh	0,060
Wasserstoff	€/kg	6,65
Wasserstoff	€/kWh	0,200
Jährliche Kosten		
Jährliche Gesamtkosten	**€/a**	**6.138.437**
SNG-Gestehungskosten	**€/kWh$_{SNG}$**	**0,171**

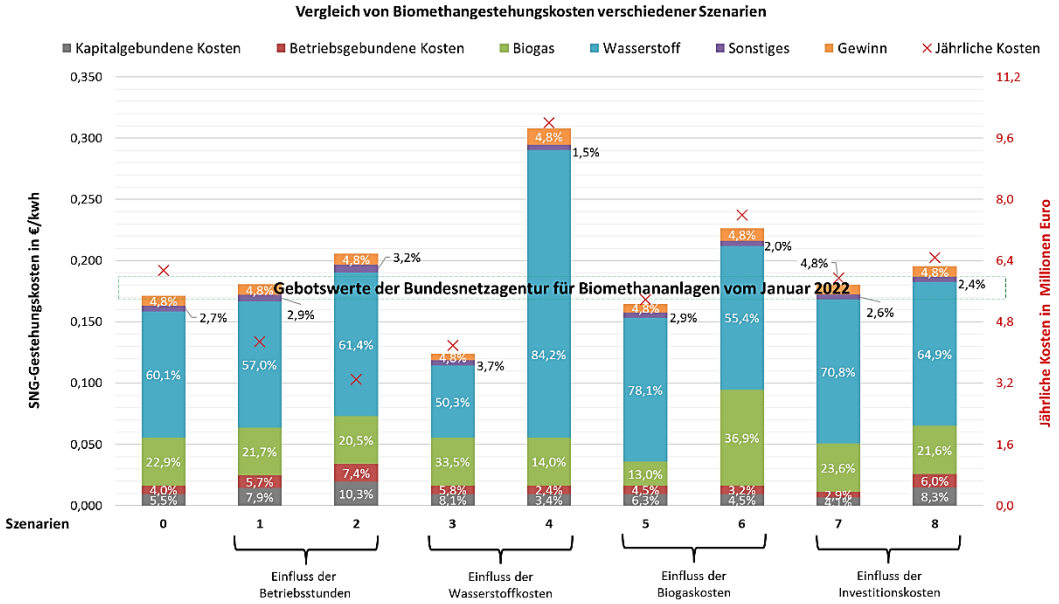
Wirtschaftliche Bewertung
Szenarien

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

Wirtschaftliche Bewertung
SNG-Gestehungskosten

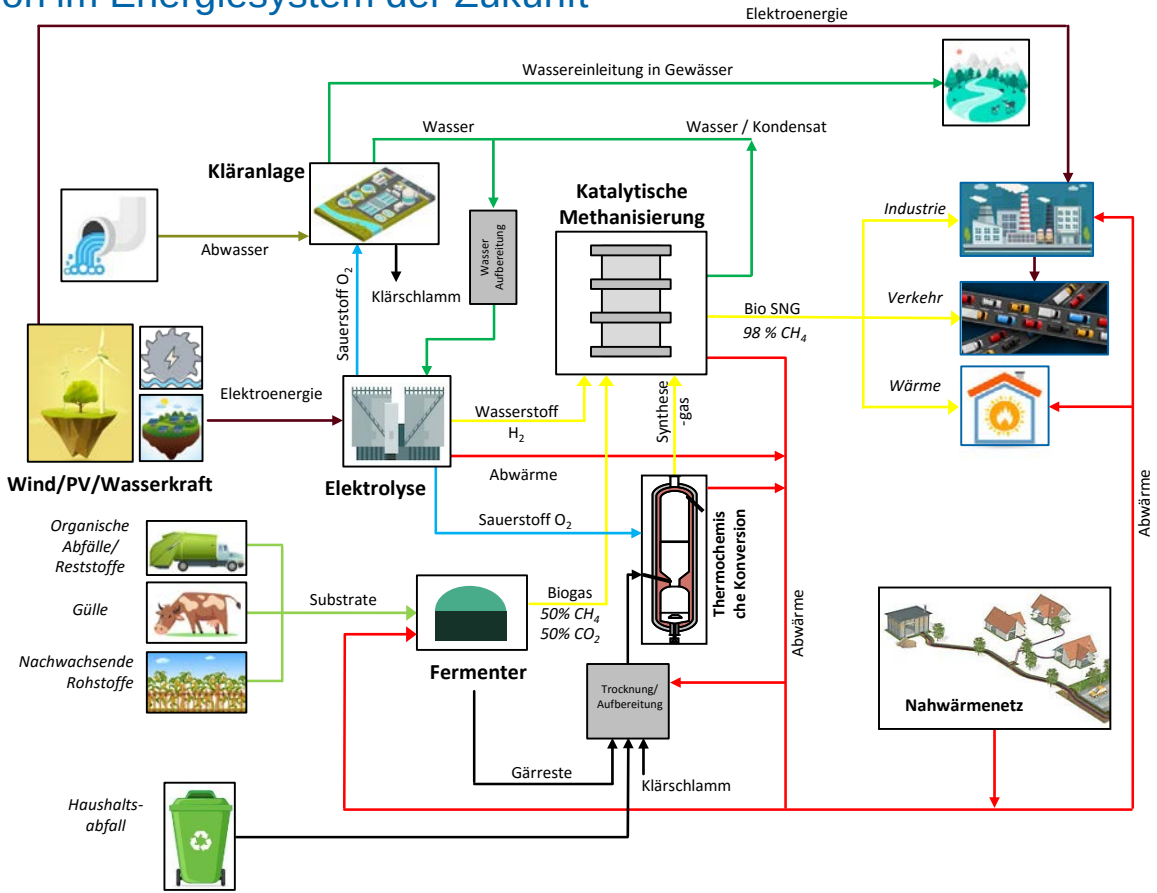
Zwischenergebnis

- Die katalytische Biogas-Methanisierung ist konkurrenzfähig im Vergleich zum Stand der Technik.
- Damit steht eine innovative Technologie zur Bereitstellung von dringend benötigten „grünen“ Gasen zur Verfügung.



Sz.	Beschreibung
00	Referenz-Szenario
01	Betriebsstunden: 5.500 Stunden pro Jahr
02	Betriebsstunden: 4.000 Stunden pro Jahr
03	Halbierung der Wasserstoffkosten (0,10 €/kWh)
04	Verdoppelung der Wasserstoffkosten (0,40 €/kWh)
05	Halbierung des Biogaspreises (0,03 €/kWh)
06	Verdoppelung des Biogaspreises (0,12 €/kWh)
07	Halbierung der Anlagenkosten (2.050.000 €)
08	Verdoppelung der Anlagenkosten (8.200.000 €)

Ausblick
Integration im Energiesystem der Zukunft



Brennbare Gase
Substrate
Wasser
Abwasser
Elektroenergie
Abwärme

Prinzipdarstellung für ein energieautarkes Energie- und Stoffstromsystem im ländlichen Raum

Ausblick
Nächste Schritte

- Erstellung eines Aufstellungsplanes
  - Hintergrund: reale Biogasanlage
- Klärung von verfahrenstechnischen Fragestellungen (z.B. Katalysatorvergiftung, Biogas-Reinigung)
- Engineering
- Realisierung einer Demo-Anlage

Institut für Energieverfahrenstechnik
und Chemieingenieurswesen (IEC)
Fuchsmühlenweg 9
09599 Freiberg

tu-freiberg.de/fakult4/iec

IEC Freiberg TUBergakademie

Andreas Herrmann[1,3], Lutz Schiffer[2], Thomas Lange[1,3], Rayana Araujo[1], Maria Gilbert[5], Erik Ferchau[4], Friedemann Mehlhose[1], Ernesto De La Garza[3], Wei Fu[1], Martin Gräbner[3]

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, 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

Europäische Union
Europa fördert Sachsen. ESF Europäischer Sozialfonds
Diese Maßnahme wird mitfinanziert durch Steuermittel auf der Grundlage des vom Sächsischen Landtag beschlossenen Haushaltes.