Aufbereitung und Einspeisung von Biogas

CarboTech
Engineering GmbH

Dr. A. Schulte-Schulze Berndt

Gliederung

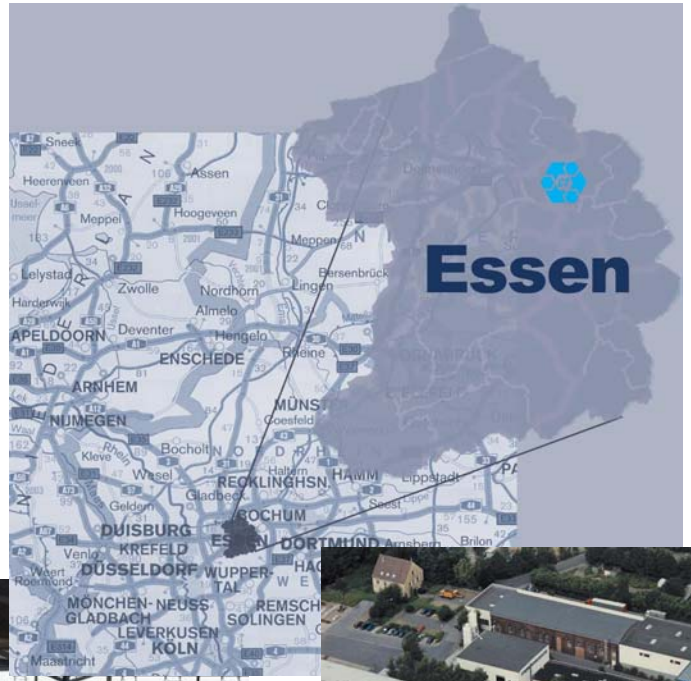
1. Unternehmenspräsentation
2. Nachhaltige Biogasnutzung - Leitlinien
3. Biogasnutzungspfade - Heute, Zukunft, Vision
4. Die Energieumwandlungskette von der Biomasse zur Endenergie Strom und Wärme
5. Verfahren zur Biomethanerzeugung
6. Energiebilanz und Wirtschaftlichkeit der Biomethanherstellung
7. Praxisbeispiele zur Biomethanherstellung
8. Zusammenfassung

Unternehmen & Standort

International Chemical Investors GmbH

Konzern-Umsatz : >200 Mio. €
Konzern-Mitarbeiter : 1600

- Enka GmbH
- Nease Corporation (USA)
- RÜTGERS Organics GmbH
- RÜTGERS CarboTech GmbH
- **CarboTech Engineering GmbH**
- Weylchem GmbH
- Weylchem Corporation (USA)



Produkte & Leistungen - Portfolio

Anlagenfertigung

- „Spin off“ der Bergbau-Forschung GmbH
- aktiv im Anlagenbau seit Mitte der 70er
- Kernkompetenz adsorptive Gasreinigung
- im Biogassegment tätig seit Mitte der 80er

Design, Engineering & Fertigung von:

Wasserstoffanlagen
- Kompakt-Generatoren *HCG*
- Rückgewinnungsanlagen

Biogasaufbereitungsanlagen

Stickstoff-Generatoren
- Compact Line Midi
- CT-Skid-Bauweise

Sonderanlagen
- VSPA-Stickstoffanlagen
- PSA-Sauerstoffanlagen
- Deponiegasreinigungsanlagen
- CO_2-Rückgewinnungsanlagen
- Prozessgasreinigungsanlagen

Service
- Refill & Revamping

Produkte & Leistungen - Beispiele

Deponiegasreinigung

N_2-DWA

H_2-DWA
(Rückgewinnung)

O_2-DWA

H_2-Generator

Biogasaufbereitung

Nachhaltige Biogasnutzung - Leitlinien

- **Biogaserzeugung aus erneuerbarer Biomasse**

  - NaWaRo
  - biogene Reststoffe der Forst-, Land- und Gartenbauwirtschaft
  - organische Reststoffe der Kläranlagen

- **Rationelle und umweltschonende Wandlung Biomasse in Endenergien**

  - Maximierung des Wirkungsgrades der einzelnen Energiewandlungsstufen
  - Minimierung von Material- und Gasverlusten
  - kurze Transportwege für Biomasse, Biogas und Gasrückstände

- **Effiziente und vollständige Nutzung der Endenergien**

  - vollständige Nutzung von Strom **und** Wärme
  - kurze Transportwege von Gas, Strom und Wärme

Biogasnutzungspfade

B i o g a s

Vision

Zukunft

Heute

Dampfreformierung
H_2-Erzeugung

Methan-anreicherung

Gasmotor / BHKW (lokal)

Wasserstoff

Erdgas-Substitut "Biomethan"

Strom / Wärme

Problem: Wärmenutzung

Industrie-gas

Brenn-stoffzelle

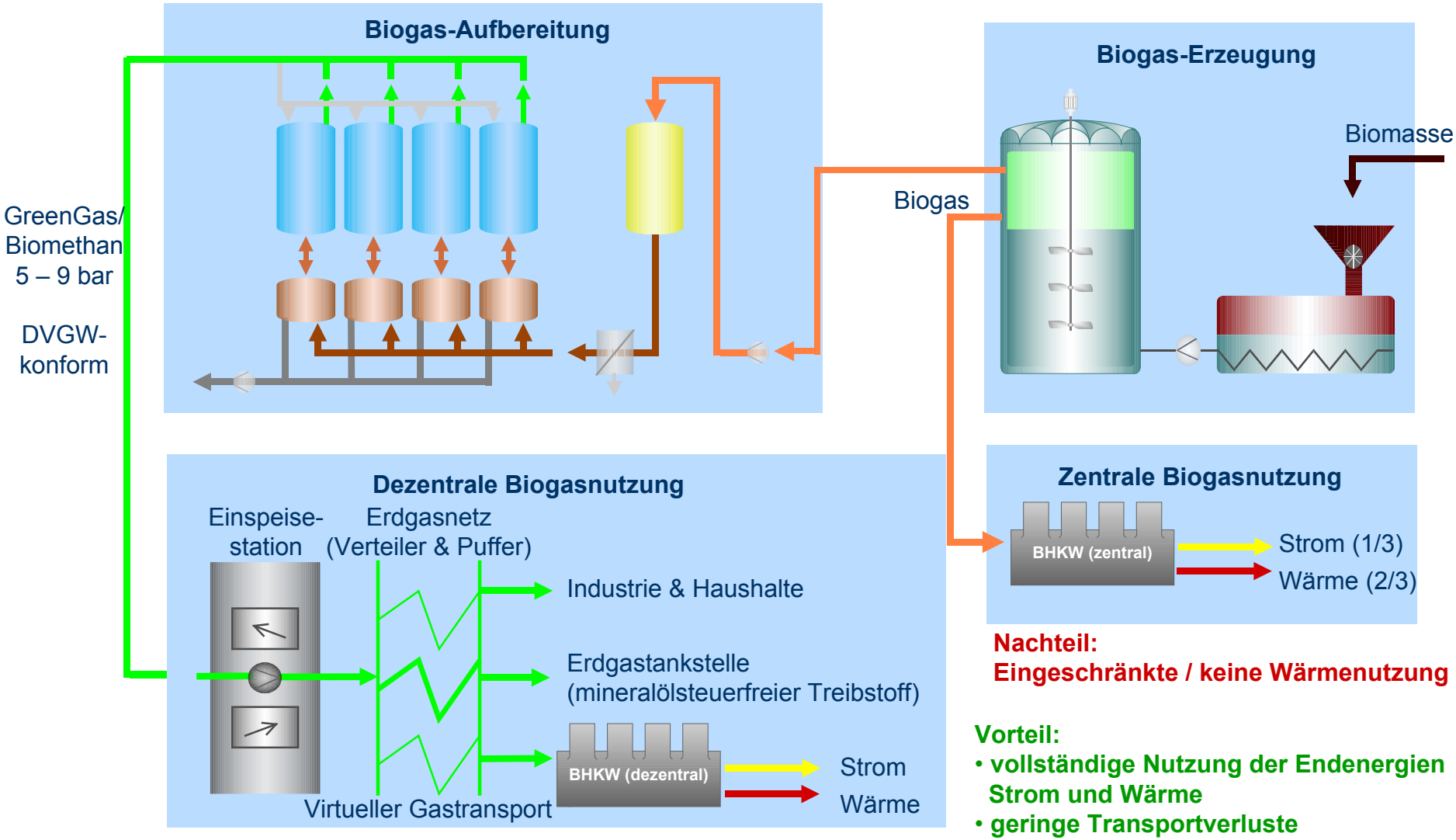
Kraftstoff

Kraftstoff

Erdgasnetz
dezentrale BHKW → Strom/Wärme

Vorteil: höchste Energienutzungseffizienz

Energiewandlungskette Biomasse zu Endenergie Strom und Wärme



Nachteil:
Eingeschränkte / keine Wärmenutzung

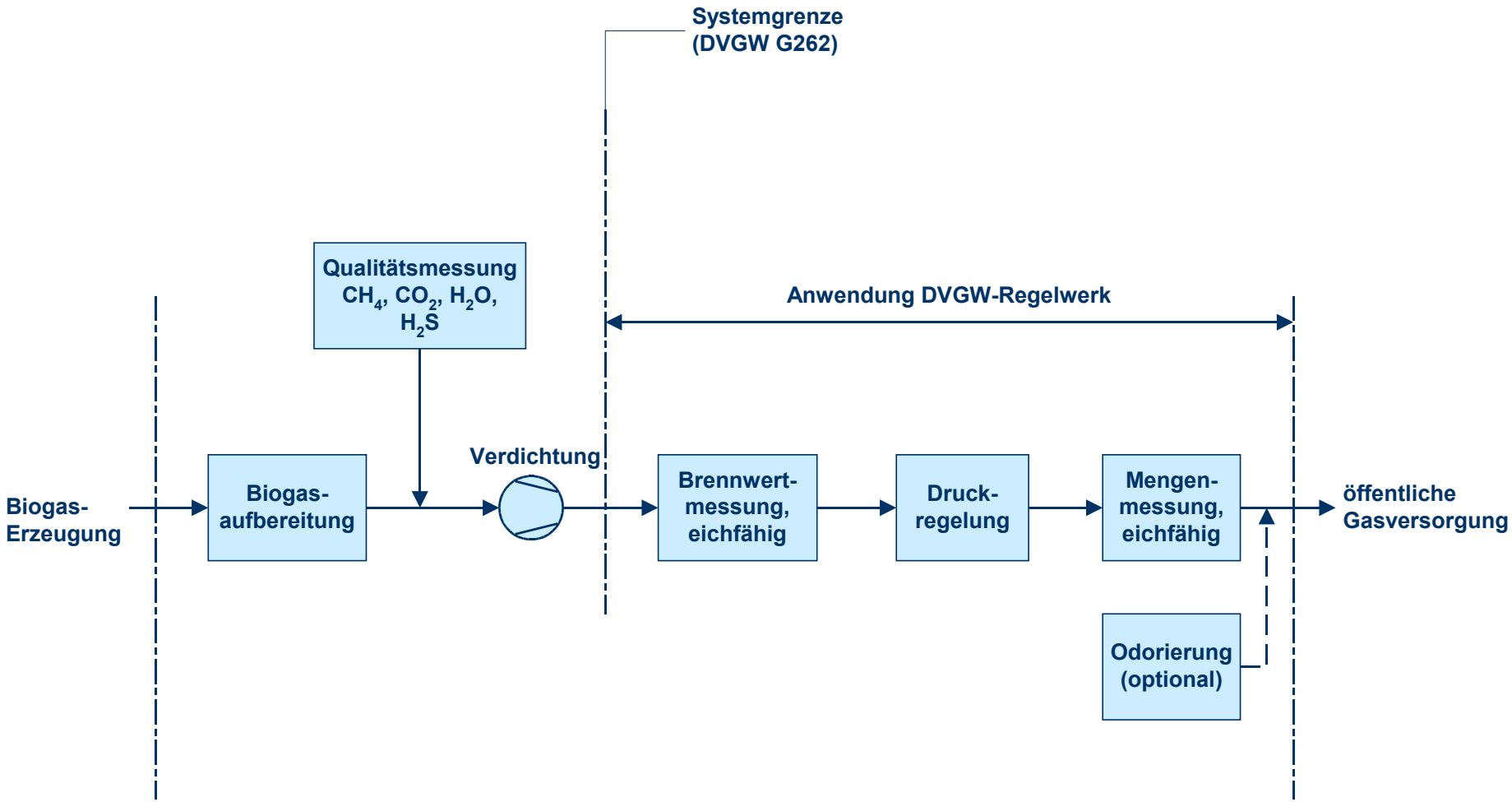
Vorteil:
- **vollständige Nutzung der Endenergien Strom und Wärme**
- **geringe Transportverluste**

Spezifikation Roh-Biogas / aufbereitetes Biomethan / Energiequalität gemäß DVGW und SVGW

Komponente	Symbol	Roh-Biogas	Biomethan	SVGW / G13	DVGW / G 260/262
Methan	CH_4	55 - 70 %	> 97 %	> 96	gem. Brennwert
Wasserstoff	H_2	k.A.	< 0,1 %	< 5 %	< 5 %
Kohlendioxid	CO_2	30 - 45 %	< 1 %	< 6 %	< 6 %
Stickstoff	N_2	< 2 %	< 2 %	k.A.	k.A.
Sauerstoff	O_2	< 0,5 %	< 0,5 %	0,5 %	0,5 % / 3,0 %
Schwefelwasserstoff	H_2S	< 500 ppm v	<1 mg/Nm^3	< 5 mg/Nm^3	< 5 mg/Nm^3
Siloxane	SiO_x	< 100 mg/m^3	<1 mg/m^3	k.A.	k.A.
Kohlenwasserstoffe	C_xH_y	< 100 ppm v	<10 ppm v	k.A.	< Kondensationspunkt
Wasser	H_2O	gesättigt	< 0,03 mg/Nm^3	< 60 % rel. Feuchte bei Netztemp. u. -druck	< Kondensationspunkt
Brennwert	$H_{S,N}$	6 - 7,5 kWh/m^3	max. 11 KWh/Nm^3	10,7 - 13,1 KWh/Nm^3	8,4 – 13,1 KWh/Nm^3
Wobbeindex	$W_{S,N}$	6 - 10 kWh/m^3	ca. 15 kWh/m^3	13,3 - 15,7 kWh/m^3	10,5 – 15,7 KWh/m^3

***Achtung*: Netzintegrität und -kompatibilität muss sichergestellt werden!**

Liefer- und Systemgrenzen bei der Netzeinspeisung



Rahmenbedingungen der Biogasaufbereitung und Netzeinspeisung

Betriebsmittel

Strom
Wasser
Chemikalien
Luft
Dampf
Gase

Rohbiogas

Biogasaufbereitung

- Planung
- Bau
- Aufstellung
- Betrieb

Emission

Abgas
Abwasser
Abfallstoffe
Lärm

Biomethan

Rohgasspezifikation:

- Qualität
- Menge
- Druck
- Temperatur

- allgemeine technische Regelwerke, Normen, Vorschriften, etc.: DIN/ISO, EN, ATEX, PED, CE, UVV, TA Luft, TA Lärm, DVGW, etc.

Produktgasspezifikation

- Qualität
- Menge
- Druck
- Netzintegrität
  -- Brennwert
  -- Wobbeindex
  -- Druck
  -- Kapazität

Verfahren zur Biomethanerzeugung

Sämtliche Verfahren scheiden primär CO_2 ab, welches ebenfalls in unterschiedlich reiner Form zurückgewonnen werden kann.

		Beschreibung
1.	Gaswäsche	CO_2 wird mittels einer Waschflüssigkeit absorbiert (z.B. Wasser, Natronlauge, MEA-Wäsche)
2.	Adsorption	CO_2 wird mittels Adsorptionsmittel (Molekularsieb) adsorbiert
3.	Membranverfahren, nass	CO_2 wird aufgrund unterschiedlicher Permeationsraten an einer Membran abgetrennt und von einer Absorptionsflüssigkeit aufgenommen
4.	Membranverfahren, trocken	CO_2 wird aufgrund unterschiedlicher Permeationsraten an einer Membran abgetrennt
5.	CO_2-Verflüssigung	Phasentrennung von flüssigem CO_2 und gasförmigem Methan bei tiefen Temperaturen

Achtung: **Biogas ist mehr als nur CH_4 und CO_2! → Kritische Komponenten: H_2S, NH_3, H_2O, N_2, O_2, Siloxane, FCKWs, S-Verbindungen, Bakterien**

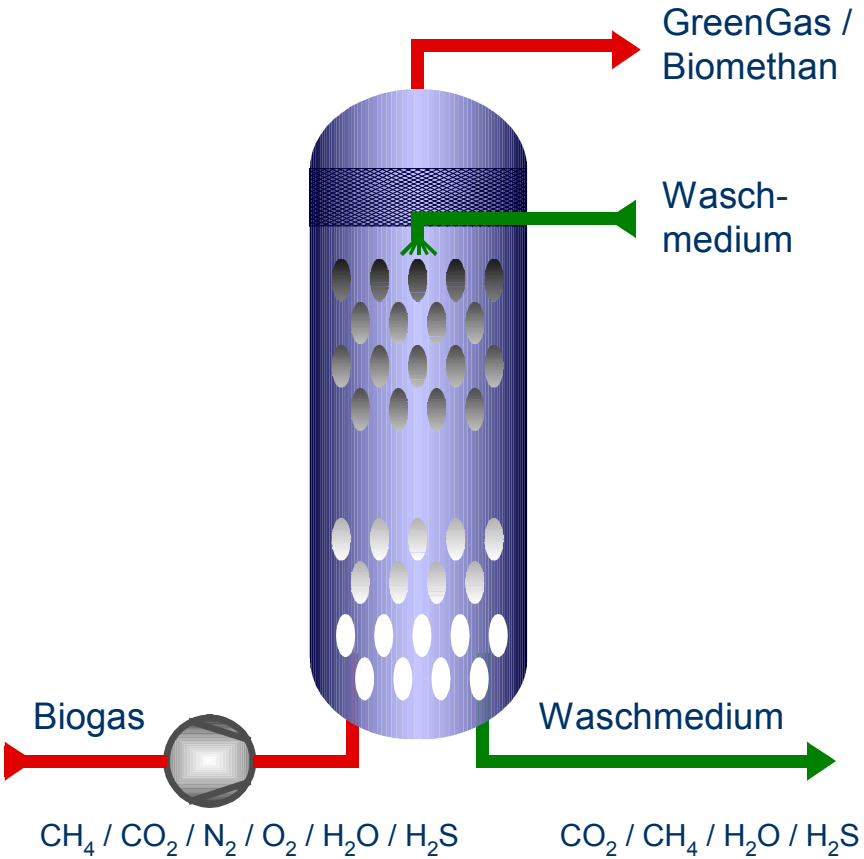
Verfahren zur Biomethanerzeugung

Verfahren	Beschreibung	Nachteile	Vorteile
1. Gaswäsche	CO_2 wird mittels Waschflüssigkeit absorbiert bzw. chemisorbiert (z. B. Wasser, Natronlauge, MEA-Wäsche, Selexol-Wäsche)	• Vorreinigung und Nachtrocknung notwendig • Frischwasserbedarf • Wasseraufbereitung • belastetes Abwasser • Chemiekalieneinsatz • CO_2-Stripper-Abluft mit Methan,H_2S u. Waschmittel belastet • Gefahr bakterielle Belastung Produktgas • O_2/N_2-Anreicherung	• Hohe Gasqualität wenn kein N2 & O2 im Rohgas • bei Großanlagen (> 2.000 m^3/h) spezifische Investkosten günstiger
2. Membran-verfahren (trocken)	CO_2 wird aufgrund unter-schiedlicher Permeations-raten an einer Membran abgetrennt	• aufwendige Vorreinigung notwendig • Gefahr bakterielle Belastung Produktgas • instabiles Langzeitverhalten /Leistungsabfall • schlechter Wirkungsgrad • hohe Investkosten • hohe CH_4-Emmission	• trockenes Verfahren • keine Chemikalien • geringer mechanischer Verschleiss

Verfahren zur Biomethanerzeugung

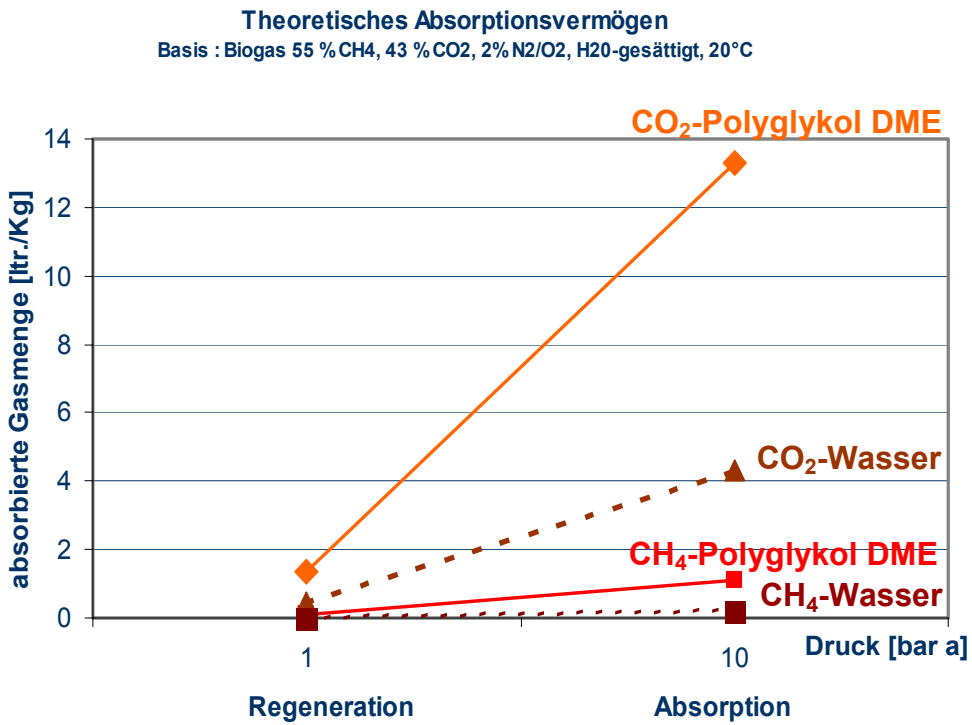
Verfahren	Beschreibung	Nachteile	Vorteile
3. Membran-verfahren (nass)	Kombination aus Membranverfahren (trocken) und Gas-wäsche; CO_2 wird auf-grund unterschiedlicher Permeationsraten von einer Membran abge-trennt und anschließend von einer Wasch-flüssigkeit (MEA) absorbiert	• aufwendige Vorreinigung notwendig • Wasseraufbereitung • Chemikalieneinsatz • Abwasseranfall • komplexe Anlage • hohe Investkosten • Gefahr bakterielle Belastung Produktgas • O_2/N_2-Anreicherung	• hohe CH_4-Recovery
4. Adsorption	CO_2, höhere C_xH_y, H_2S, H_2O, SI-, FI-, CI-Verbin-dungen, Geruchsstoffe werden adsorptiv an Ak-tivkohle / Kohlenstoffmo-lekularsieb gebunden	• bei sehr kleinen Anlagen hohe spez. Investkosten	• sehr hohe Gasqualität • trockenes Verfahren • keine Chemikalien • kein Prozesswasser • kein Abwasser • keine bakterielle Belastung • Teilentfernung von N_2 & O_2 • Keine Nachtrocknung

Grundprinzip der Biogasaufbereitung mittels Druckgaswäsche

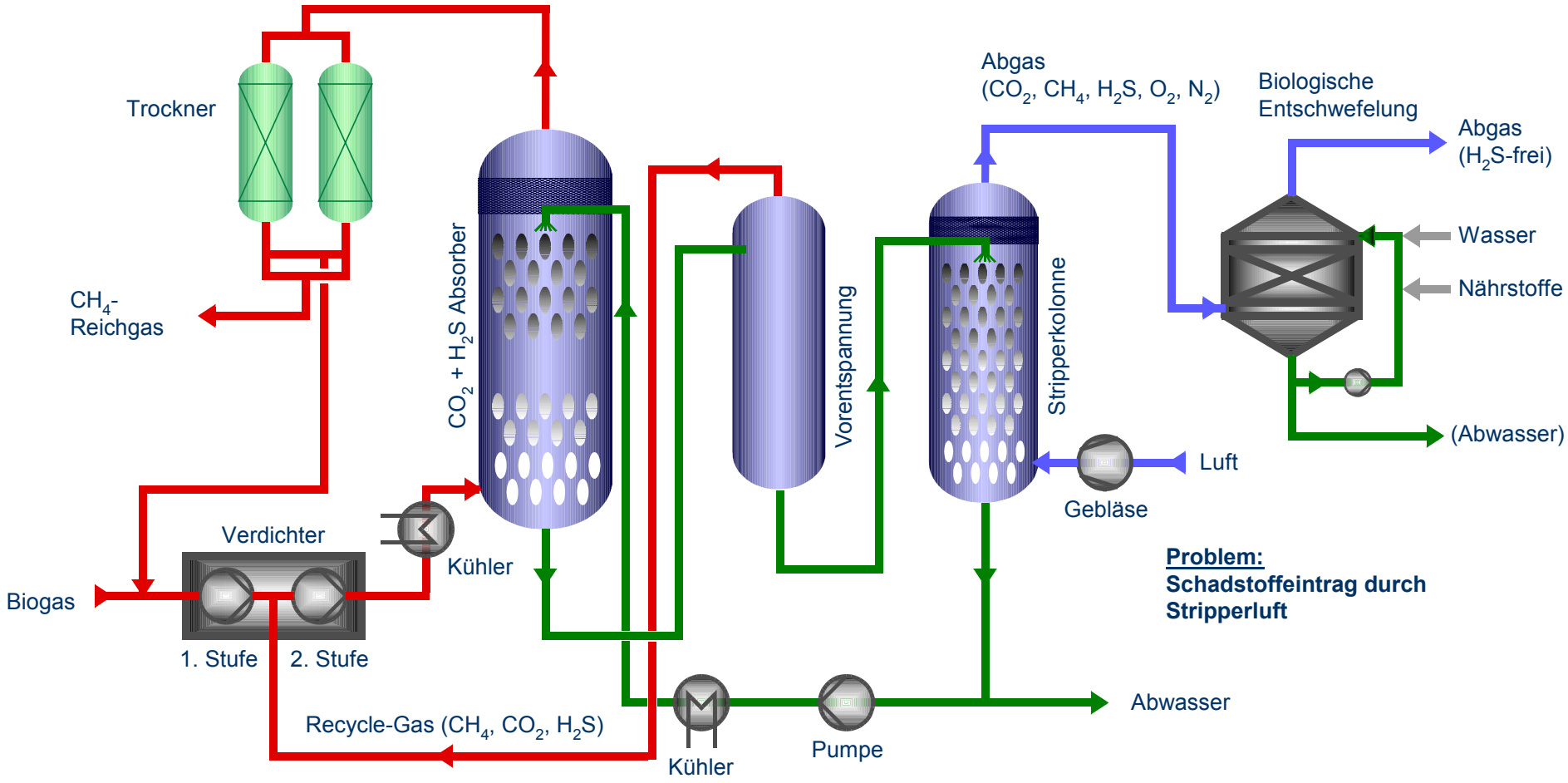


Waschmedium:

- **Wasser**
- **Polyglykol DME (Selexol)**
- **Alkanolamine (MDEA)**



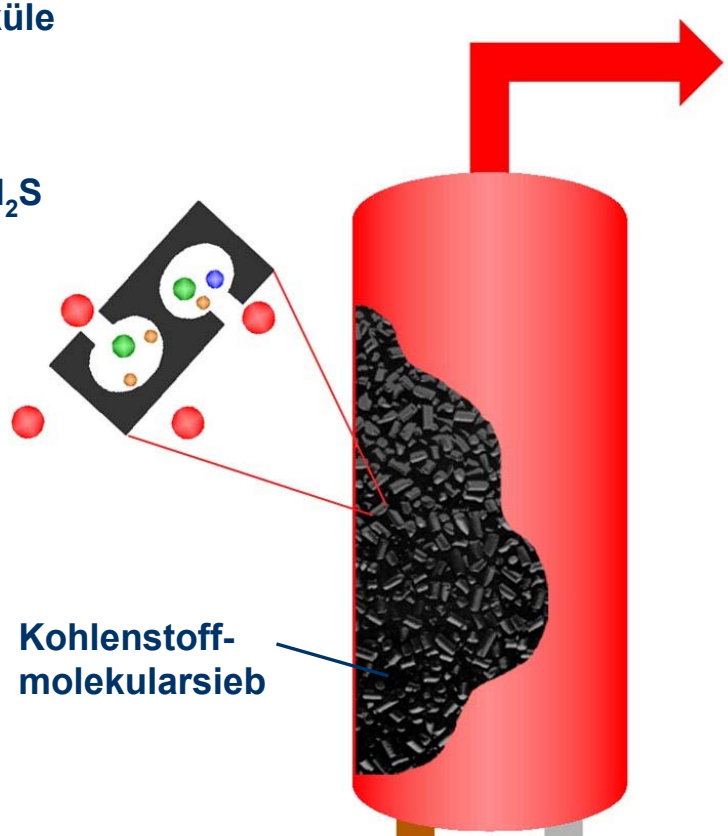
Verfahrensschema Biogasaufbereitung mittels Druckgaswäsche



Grundprinzip der adsorptiven Biogasaufbereitung

Gasmoleküle

- CH_4
- N_2 / O_2
- H_2O / H_2S
- CO_2



GreenGas / Biomethan

Kohlenstoff-molekularsieb

Biogas

CH_4 / CO_2 / N_2 / O_2 / H_2O / H_2S

CO_2 / N_2 / O_2 / H_2O / H_2S

Abgas

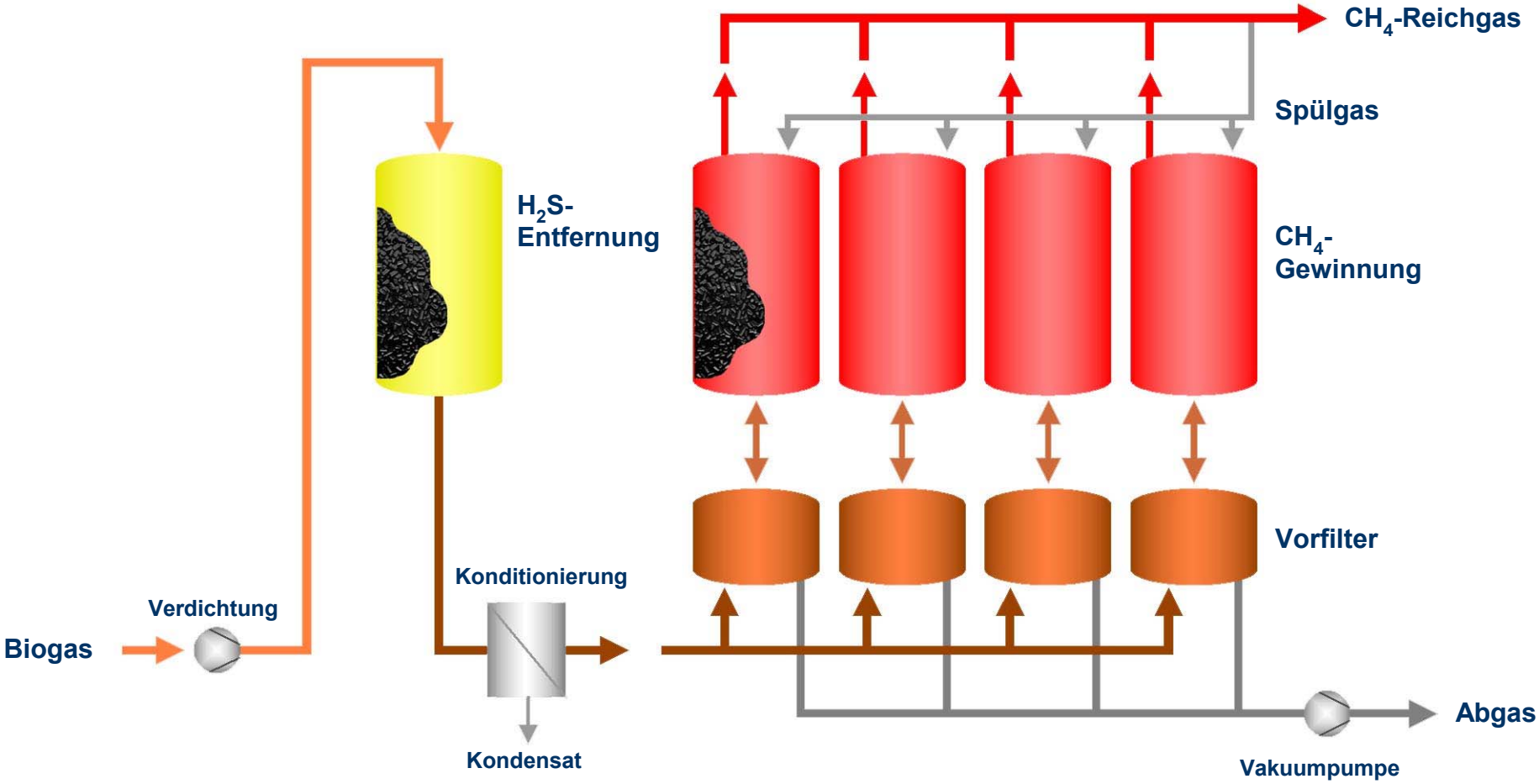
Adsorption:	**Gasdruck**	↗	**hoch**
Regeneration:	**Gasdruck**	↙	**niedrig**

↓

D R U C K *W* E C H S E L *A* D S O R P T I O N

(deutsch kurz "DWA" / englisch kurz "PSA")

Anlagenschema Biogasaufbereitung
RÜTGERS CarboTech - Verfahren



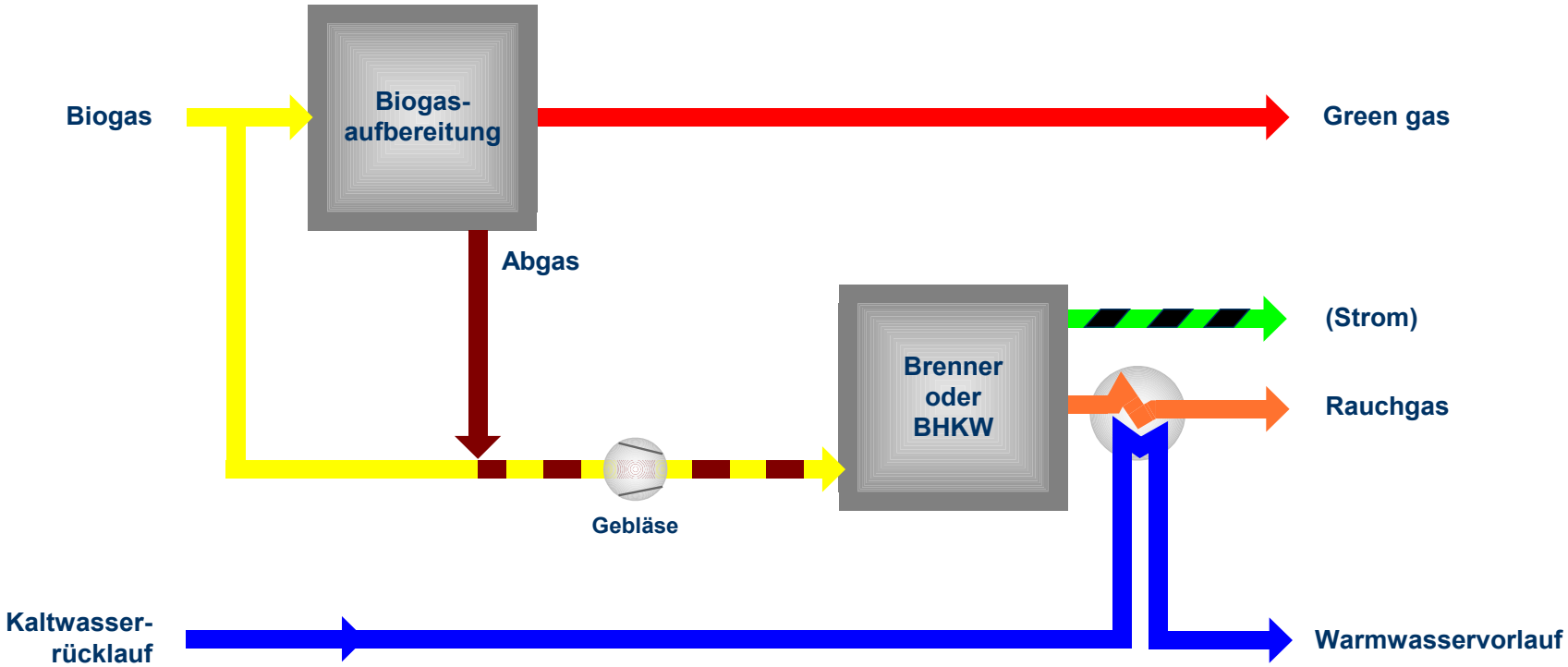
Systemvergleich – Biogasaufbereitungsanlagen für NaWaRo-Biogas

Gewichtungsfaktor		Druckwasser-wäsche	Selexolwäsche	Chemische Wäsche	Druckwechsel-adsorption	Membran-verfahren
2	CH_4-Anreicherung	hoch ++	hoch ++	hoch ++	hoch ++	niedrig -
1	O_2-/N_2-Anreicherung	ja -	ja -	Ja -	nein +	ja -
2	CH_4-Verluste	mittel +/-	hoch --	niedrig ++	mittel +/-	hoch --
1	Gastrocknung notwendig	ja -	(ja -)	ja -	nein +	nein +
1	H_2S-Vorreinigung notwendig	ja -	ja -	ja -	ja -	ja -
1	Abgasbehandlung notwendig	ja -	ja -	ja -	nein +	nein +
2	Betriebsmittelbedarf (Strom, Wasser, Kühl-wasser, Chemikalien)	mittel +/-	hoch --	hoch --	mittel +/-	hoch --
	Strombedarf, ca. (autarkes System)	0,28 $\frac{kW}{m^3 Rohgas}$	0,32 $\frac{kW}{m^3 Rohgas}$	0,42 $\frac{kW}{m^3 Rohgas}$	0,21 $\frac{kW}{m^3 Rohgas}$	0,5 $\frac{kW}{m^3 Rohgas}$
1	Emissionsbelastung (Abwasser, Abluft, Abfall)	mittel +/-	niedrig +	mittel +/-	niedrig +	niedrig +
1	Investkosten	mittel +/-	mittel +/-	hoch -	mittel +/-	hoch -
	Gesamtbewertung	**-2**	**-4**	**-3**	**+5**	**-5**

ZETECH$_4$® - Prozessschema*

Zero Emission Technologie:

- → keine Methan- und H_2S-Emissionen
- → höchster Gesamtwirkungsgrad
- → effizienteste Energienutzung

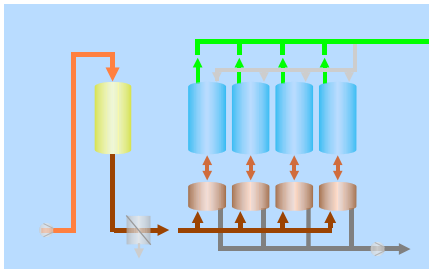


* Patent erteilt

Energiebilanz Biomethanherstellung

Rohbiogas

Menge:	400 Nm^3/h
Druck:	1,05 bar a
CH_4:	65 %
CO_2:	32 %
O_2/N_2:	< 3 %
H_2S:	300 mg/Nm^3
$H_{S,n}$:	7,15 kWh/Nm^3



elektrische Energie 87 kW (inkl. Kühlwasser-rückkühlung)

Nutzbare Abwärme 30 kW_{therm}

Biomethan

Menge:	260 Nm^3/h
Druck:	5 bar a
CH_4:	≥ 96 %
CO_2:	< 2 %
O_2/N_2:	≤ 2 %
H_2S:	< 5 mg/Nm^3
$H_{S,n}$:	10,56 kWh/Nm^3

Abgas

Menge:	140 Nm^3/h
Druck:	1 bar a
CH_4:	7,5 %
CO_2:	> 88 %
O_2/N_2:	< 4 %
H_2S:	< 5 mg/Nm^3

Energieinput	→	Energieoutput
7,15 $kWh/Nm^3 \cdot 400\ Nm^3/h$ + 87 kW	→	10,56 $kWh/Nm^3 \cdot 260\ Nm^3/h$ + 30 kW
2.947 kW	→	2.775 kW
energetischer Wirkungsgrad I	:	*94 % (ohne Abgasnutzung)*
Option $ZETECH_4$®	→	Abgasnutzung für Prozesswärmeproduktion
Zusätzlicher Energieoutput	:	115 kW
energetischer Wirkungsgrad II	:	*98 %*

Wirtschaftlichkeit der Biogasaufbereitung

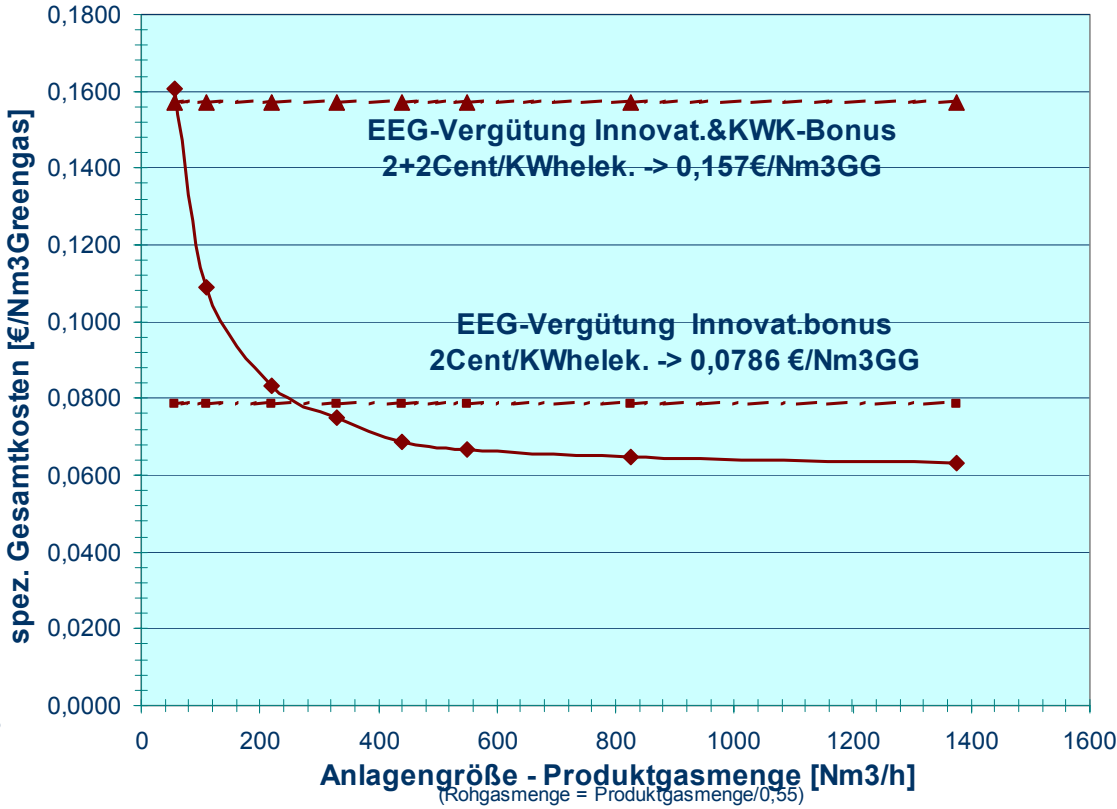
Kostenblöcke:

- Investitionskosten Anlage inkl. Installation
- Betriebsmittel (Strom)
- Service / Wartung / Ersatzteile

Annahme:

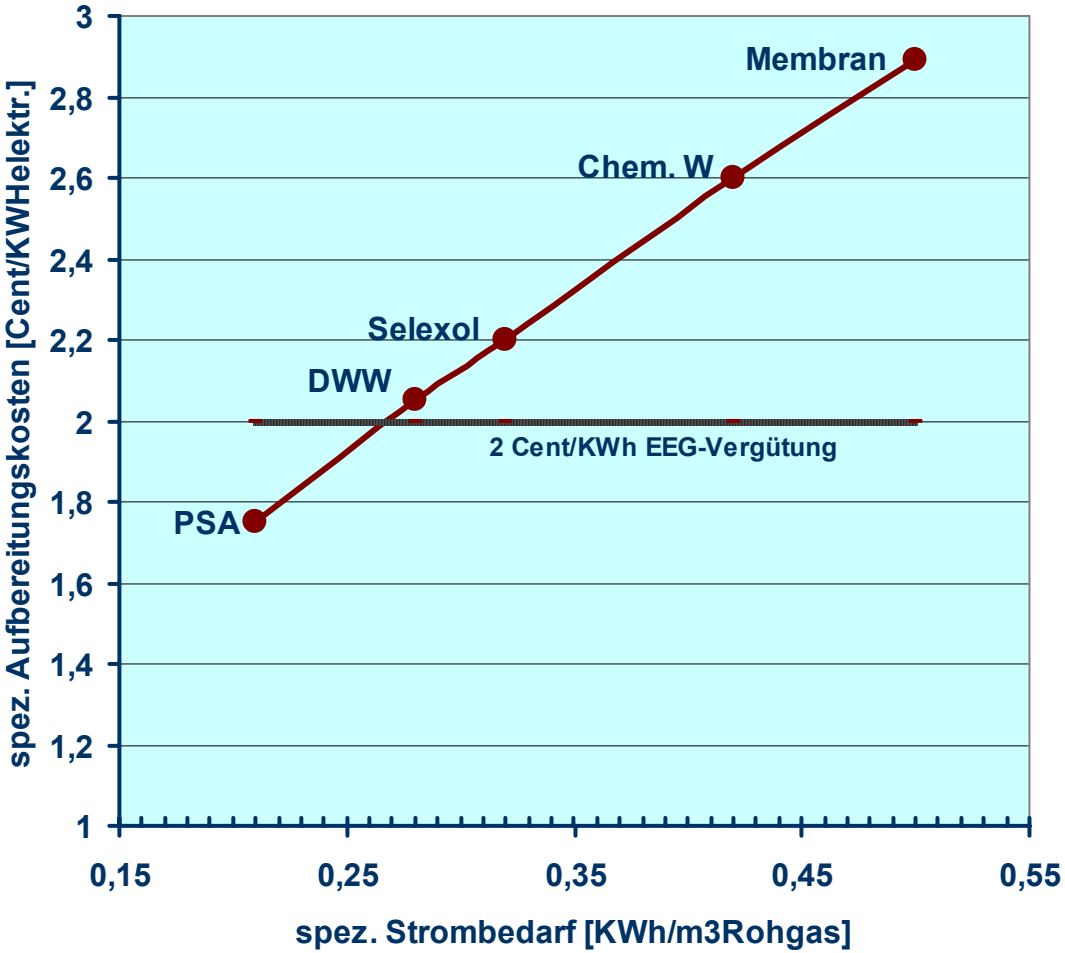
- Abschreibung 15 Jahre linear
- Zinssatz 6 %
- Stromkosten 7 Cent/kWh
- Betriebszeit 8.600 h / Jahr
- Gasspezifikation CH_4:
  - Rohgas 55 %
  - Produktgas > 96 %

  H_2S:
  - Rohgas 300 mg/Nm^3
  - Produktgas < 5 mg/Nm^3



Fazit: Aufbereitungskosten von 0,7 Cent/kWh sind möglich

Wirtschaftlichkeit Biogasaufbereitung – Einfluss Strombedarf



Annahmen:

- Rohgas: 1000 Nm^3/h - 53 % CH_4
- Reingas : 530 Nm^3/h - >96 % CH_4
- H_2S: ca. 300 mg/Nm^3
- Stromkosten: 8,5 Cent/KWh
- AFA: 15 Jahre
- Zinssatz: 6 %
- BHKW-Wirkungsgrad: 40 %
- Autarkes Aufbereitungssystem, kein externes Kühl- oder Heißwasser oder Dampf

Invest- u. sonstige Betriebsmittelkosten gleich bei PSA, Selexol, DWW, Chem. Wäsche, Membran

Spez. Strombedarf $\frac{KWh}{m^3 Rohgas}$ bei

- PSA: 0,21
- Selexol: 0,32
- DWW: 0,28
- Chem. W: 0,42
- Membran: 0,5

Wirtschaftlichkeit Biogasaufbereitung – Erfahrungen in Schweden

A. Daten aus: Swedish Biogas Educational Tour 2004 (WestStart-CALSTART – 2004)

Anlage	Jahr	Hersteller	Verfahren	Biogasquelle	Biogasinput	CH4-Output	Invest	spez. Inv.kost.	Betriebskosten
Linköping	2003	YIT	Druckwasserwäsche	Schlachtabfällle + Gülle	1.360 Nm3/h	952 Nm3/h	1,75 Mio. €	1,83 T€/Nm3CH4	0,21 €/Nm3CH4
Laholm	2003	Malmberg	Selexol-Wäsche	Gülle +Schlachtabfälle	500 m3/h	350 Nm3/h	1,0 Mio. €	2,86 T€/Nm3CH4	0,13 €/Nm3CH4
Boras	2004	Läckeby/Cirma	Amine-Wäsche	Kom.Abfälle u. Klärgas	388 Nm3/h	280 Nm3/h	1,2 Mio. €	4,3 T€/Nm3CH4	0,11 €/Nm3CH4

A. Daten aus: Mitteilungen Betriebsleiter (2004 u. 2005)

Anlage	Jahr	Hersteller	Verfahren	Biogasquelle	Biogasinput	CH4-Output	Invest	spez. Inv.kost.	Betriebskosten
Helsingborg	2001	CarboTech	PSA	Klärgas+kom. Abfälle	350 Nm3/h	200 Nm3/h	0,4 Mio. €	2,0 T€/Nm3CH4	0,06 €/Nm3CH4
Stockholm	2000	CarboTech	PSA	Klärgas	2x350 Nm3/h	2x200 Nm3/h	0,8 Mio. €	2,0 T€/Nm3CH4	0,07 €/Nm3CH4
Skövde	2003	CarboTech	PSA + Container	Klärgas	100 Nm3/h	50 Nm3/h	0,4 Mio. €	8,0 T€/Nm3CH4	0,05 €/Nm3CH4

Investkosten: Turnkey Aufbereitungsanlage inkl. H_2S-Entfernung

Betriebskosten: Strom, Wasser, Abwasser, Kühlwasser, Dampf, Aktivkohle, Chemikalien, Abfallentsorgung, Betriebspersonal, Wartung, Service, Ersatzteile
ohne Abschreibung und Kapitalkosten

Vorteile Adsorptive Biogasaufbereitung

Trockener Prozess, d.h.

- Kein Prozesswasser
- Keine Abwasserbehandlung
- Keine Chemikalien
- Keine Korrosionsprobleme

Co- Adsorption verringert / reduziert neben CO_2 auch andere Komponenten

- Entfernung von Wasser bis zu einem Taupunkt von -50°C, daher keine weitere Trocknung bei Einspeisung in das Erdgasnetz
- Teilweise Entfernung von Stickstoff und Sauerstoff, daher keine Anreicherung im Produktgas, hoher Brennwert
- Entfernung von FCKWs und flüchtigen organischen Bestandteilen sowie Siliziumverbindungen

Hoher Wirkungsgrad und hohe Energieeffizienz

Geringer Betriebsmittelverbrauch

Niedriger Wartungs- und Serviceaufwand

Einfache Bedienung, automatischer Betrieb

Praxisbeispiele Biomethananlagen

	Jahr	Aufstellort	Rohgasmenge [Nm^3/h]	Rohgasquelle	Verwendung
	1991	Linköping / Schweden	170	Gülle / Bioabfall	Kraftstoff
	1992	mobil / Schweden	6	Deponiegas	Kraftstoff
	1992	Rümlang / Schweiz	20	Bioabfall	Kraftstoff
	1994	Bachenbülach / Schweiz	45	Bioabfall	Kraftstoff
Bild 1	1995	Samstagern / Schweiz	55	Bioabfall	Erdgasnetzeinspeisung
	1996	Otelfingen / Schweiz	55	Bioabfall	Erdgasnetzeinspeisung
	1997	mobil / Schweiz	12	Klärgas	Kraftstoff
Bild 2	2000	Stockholm / Schweden	2 x 350	Klärgas	Kraftstoff
	2001	Helsingborg / Schweden	350	Klärgas	Kraftstoff
Bild 3	2001	Frederikstad / Norwegen	150	Klärgas	Kraftstoff
	2002	Oberhausen / Deutschland	175	Grubengas	Brennstoffzellen
	2002	Nortorf / Deutschland	150	Gülle / Bioabfall	Demonstrationsanlage
Bild 4	2002	Braunschweig / Deutschland	2	Gülle / Bioabfall	H_2-Erzeugung für Brennstoffzelle
Bild 5	2003	Skövde / Schweden	100	Klärgas	Kraftstoff
Bild 6	2004	Luzern / Schweiz	140	Klärgas	Erdgasnetzeinspeisung
	2005	Pucking / Österreich	10	Gülle / Bioabfall	Erdgasnetzeinspeisung
	2006	Laholm / Schweden	500	NaWaRo / Gülle	Erdgasnetzeinspeisung (im Bau)
Bild 7	2006	Deutschland / 4 Stadtwerke	4 x 1000	NaWaRo / Gülle	Erdgasnetzeinspeisung (im Bau)

Biomethanherstellung
- Praxisbeispiel -

Samstagern / Schweiz

55 Nm^3/h Biogas – 35 Nm^3/h Produktgas
Reinheit: 97 ± 1 Vol.-% CH_4

Biomethanherstellung
- Praxisbeispiel -

Stockholm / Schweden

2 x 350 Nm^3/h Biogas – 2 x 200 Nm^3/h Produktgas
Reinheit: 97 ± 1 Vol.-% CH_4

Biomethanherstellung
- Praxisbeispiel -

Frederikstad / Norwegen

150 Nm^3/h Biogas – 100 Nm^3/h Produktgas
Reinheit: 97 ± 1 Vol.-% CH_4

Biomethanherstellung
- Praxisbeispiel -

Braunschweig / Deutschland

2 Nm^3/h Biogas – 2 Nm^3/h Produktgas
Reinheit: 99,999 Vol.-% H_2

Biomethanherstellung
- Praxisbeispiel -

Skövde / Schweden

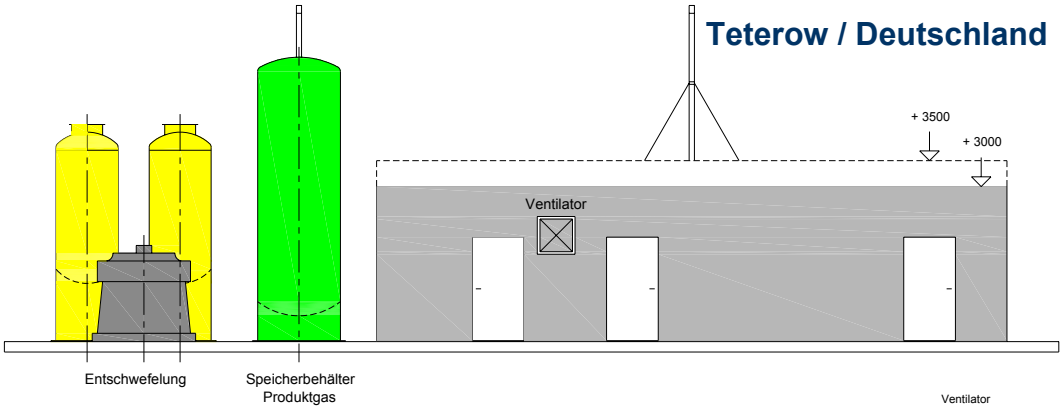
100 Nm^3/h Biogas – 50 Nm^3/h Produktgas
Reinheit: 97 ± 1 Vol.-% CH_4

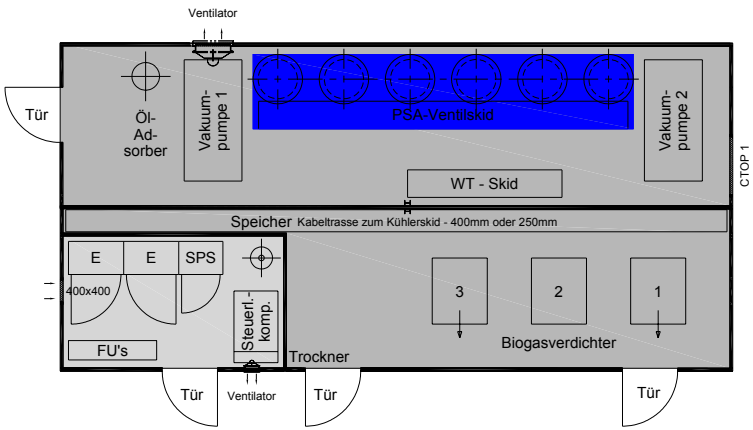
Biomethanherstellung
- Praxisbeispiel -

Luzern / Schweiz

140 Nm^3/h Biogas – 87 Nm^3/h Produktgas
Reinheit: 97 ± 1 Vol.-% CH_4

Biomethanherstellung
- Praxisbeispiel -





1.000 Nm^3/h Biogas – 530 m^3/h Produktgas
Reinheit: 96 Vol.-% CH_4

Zusammenfassung

- Nachhaltige Biogasnutzung zwingt zu effizienter und vollständiger Nutzung der daraus hergestellten Endenergien Strom und Wärme
- Dezentrale Wandlung des Biogases zu Strom und Wärme unter Verwendung des Erdgasnetzes als Transportmedium sichert höchste Nachhaltigkeit
- Nutzung der Erdgasnetze zwingt zur Aufbereitung des Biogases zu Biomethan mit Erdgasqualität
- Aufbereitungstechnologien sind bekannt, erprobt und heute technischer Standard
- Biogasaufbereitung mittels Druckwechseladsorption gewährleistet höchste Biomethanqualität mit maximalem Wirkungsgrad und geringem Energieaufwand
- EEG-Innovationsbonus limitiert die Biogasaufbereitung auf wirtschaftlich sinnvolle Anlagengrößen
- 15 Jahre positive Betriebserfahrung mit unterschiedlichen biogenen Gasen untermauern die Sicherheit der Biomethanqualität und Anlagenzuverlässigkeit

CarboTech
Engineering GmbH

Am Technologiepark 1
D – 45307 Essen, Germany

Tel. +49 (0)201 172-1915
Fax +49 (0)201 172-1382
e-mail an.info@carbotech.de

Dr. A. Schulte-Schulze Berndt