

DGE GmbH

Anlagenbau Verfahrenstechnik Umweltschutz



**Unternehmen seit 1991 in Anlagenbau tätig**  
**Von 1991 bis 2019 in Lutherstadt Wittenberg**  
**Seit 2020 in Geretsried**

---

Planung und Bau von Anlagen  
In der Industrie

Bisher wurden weltweit über 350 Anlagen errichtet

Schwerpunkt im Bereich  
Umweltschutz, Gasreinigung,  
Gastrennung, Abscheidung org. und anorg. Stoffe,  
Recyclingverfahren,  
Biogasanlagen und Biogasreinigung zu Erdgasqualität

# Beispiele

von ausgeführten Anlagen in der Industrie



2004 Bayer Antwerpen  
NOx-Abgasreinigung  
70.000 Nm<sup>3</sup>/h



1998 SKW-Piesteritz  
Produktionsanlage für  
Salmiakgeist mit Verladung

# Beispiele

von ausgeführten Anlagen in der Industrie



1998 Algerien  
Lösungsmittelrückgewinnung



2006 Usti Tschechien  
Schwefelsäure aus SO<sub>2</sub>-Aggas

# Beispiele für aktuelle Aufträge



HCl-Rückgewinnung  
Chemiebetrieb



Biogasaufbereitung 10 bar  
Entfernung H<sub>2</sub>S und  
Trocknung  
für probioLNG-Verfahren  
Uni Hohenheim

# Biogas-Biomethan



**Seit 2004 Beginn der Entwicklungen auf dem Gebiet Biogasaufbereitung  
Zur Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus dem Biogas wurden 2 Verfahren entwickelt**

**Enge Forschungskoooperation mit der Universität Leipzig  
Institut für Nichtklassische Chemie**



**2006** erste  
Biogasaufbereitung für  
25 Nm<sup>3</sup>/h Biogas  
drucklosen Aminwäsche

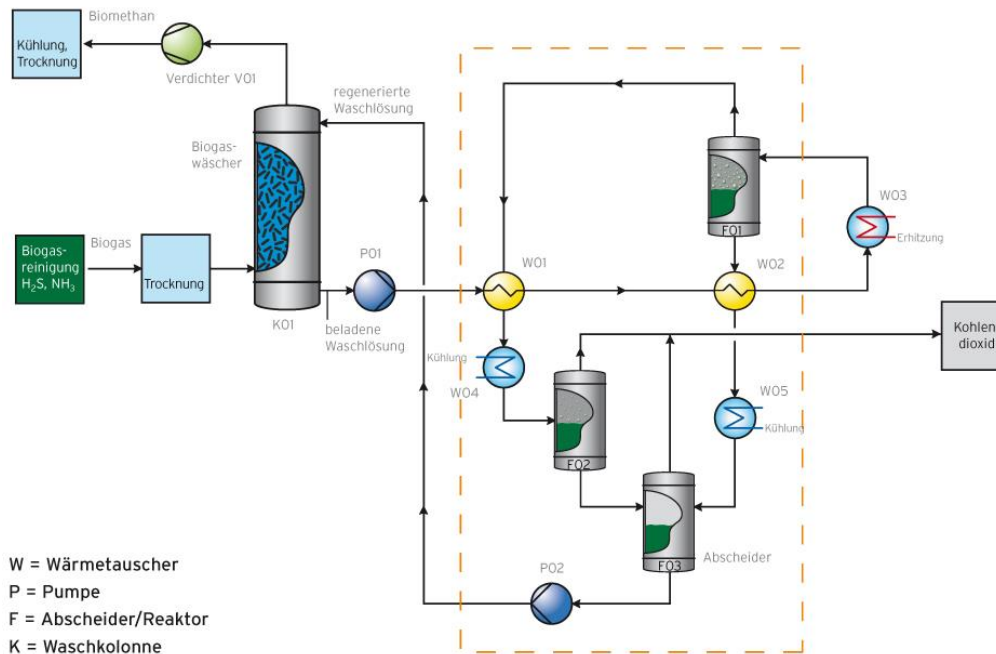
**2010** erste  
Biogastestanlage für  
unterschiedliche  
Einsatzstoffe in Wittenberg



Ohne eigene Forschung sind moderne Technologien nicht möglich.

# Biogasaufbereitung

## BCM-Verfahren drucklose Aminwäsche



## BCM-Sorb

- 4 Gründe für das Verfahren**
- hohe Methanausbeute und Reinheit
  - Methanschlupf von 0,05% erreicht
  - hohe Wärmerückgewinnung
  - Keine Waschmittelverluste (konventionell bis zu 20 ppm Amin im Methan und CO<sub>2</sub>) wird bis heute überhaupt nicht beachtet. 11 ppm MDEA = 58 mg/Nm<sup>3</sup>. Bei 500 Nm<sup>3</sup>/h Biogas = 249,4 kg/a.

**Bisher etwa 50 Anlagen realisiert von DGE, MT Biomethan (HZI), Strabag**

## BCM-Verfahren drucklose Aminwäsche – Analysenbericht INC Beispiel für Gaszusammensetzung

**Tabelle 3:** Ergebnisse der Analyse der Gasproben (Angaben in Vol% bzw. ppm)

Analyt	Probe	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Methan (Vol%)		49,81	47,78	52,95	51,44	56,13	50,38	50,76	98,03	0,05
Kohlendioxid (Vol%)		49,10	47,29	46,26	47,64	42,91	47,92	47,90	0,10	98,71
Schwefelwasserstoff (ppm)		84	59	183	157	408	103	< 5	< 5	< 5
Wasserstoff (ppm)		98	78	39	< 1	< 1	70	61	51	< 1
Kohlenmonoxid (Vol%)		alle Werte unter der Nachweisgrenze (0,1 Vol%)								
Sauerstoff (Vol%)		0,19	0,93	0,13	0,19	0,17	0,34	0,27	0,36	0,24
Stickstoff (Vol%)		0,88	3,98	0,65	0,73	0,79	1,36	1,08	1,51	1,00
Mercaptane (ppm) (niedere)		alle Werte unter der Nachweisgrenze (5 ppm)								
Ammoniak (ppm)		n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	62	59	17	0,5
Stickoxid (ppm)							< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05
Amine (ppm)		n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	< 0,01	0,7

Probenbezeichnung:

1	Biogas	Fermenter (innerer Ring) neue Anlage
2	Biogas	Nachgärer (mittlerer Ring) neue Anlage
3	Biogas	Gärrestlager (äußerer Ring) neue Anlage
4	Biogas	Fermenter (innerer Ring) alte Anlage
5	Biogas	Nachgärer (äußerer Ring) alte Anlage
6	Biogas	Mischung des Biogases vor dem Aktivkohlefilter
7	Biogas	Mischung des Biogases nach dem Aktivkohlefilter = Eintritt Biogasaufbereitung
8	Biomethan	nach Aufbereitung, vor Verdichtung und Zugabe Propan
9	CO <sub>2</sub>	nach dem Kondensatabscheider und der Druckentspannung

[BMU-IGI2-20210818-SF-A003  
\(verwaltungsvorschriften-im-internet.de\)](https://www.bmu-igi2-20210818-SF-A003-verwaltungsvorschriften-im-internet.de)

**Tabelle 18: Organische Stoffe der Klasse I nach Nummer 5.2.5 der TA Luft**

Piperazin	110-85-0
-----------	----------

### Klasse I

den Massenstrom 0,10 kg/h  
oder  
die Massenkonzentration 20 mg/m<sup>3</sup>;

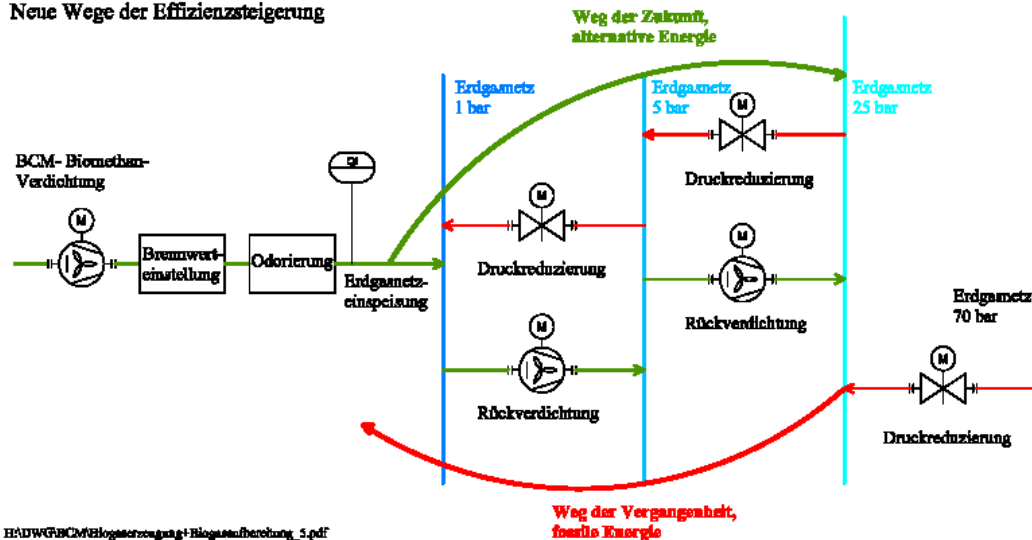
$$20 \text{ mg Piperazin/m}^3 = 3,8 \text{ ppm}$$

# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan

## BCM-Sorb

### Kombination der Biomethan- und Erdgasnutzung

Neue Wege der Effizienzsteigerung



Biomethan muss in das ND-Netz

Optimierungen bei

Brennwertanpassung

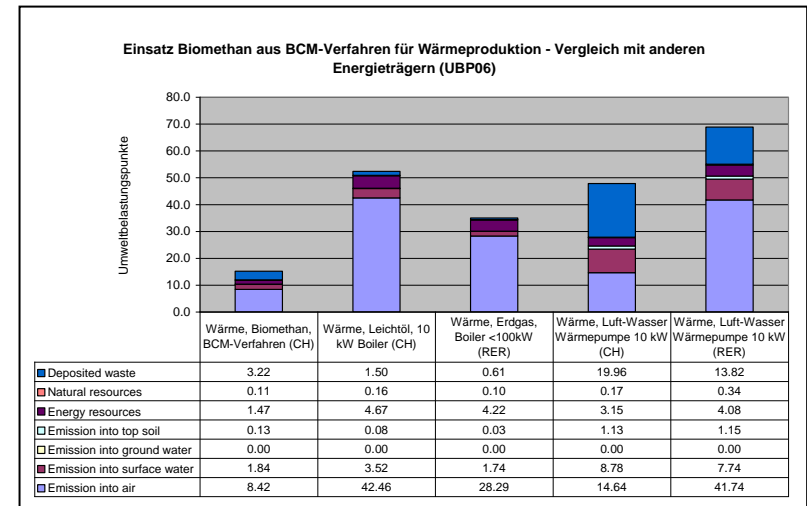
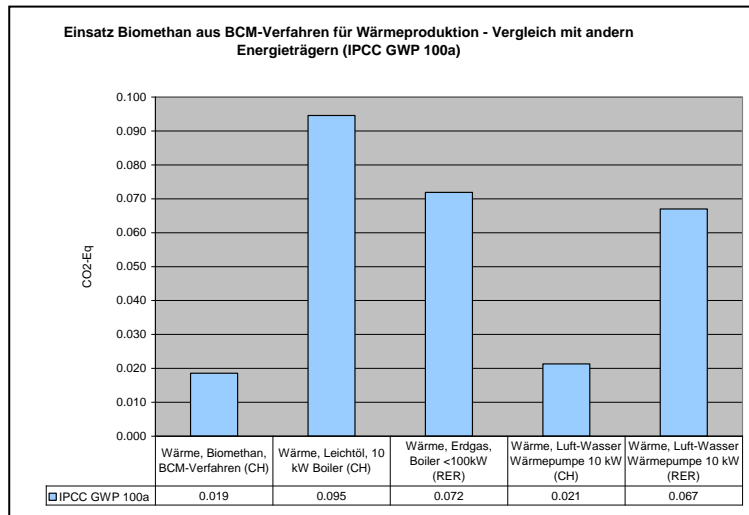
Messtechnik

Trocknung

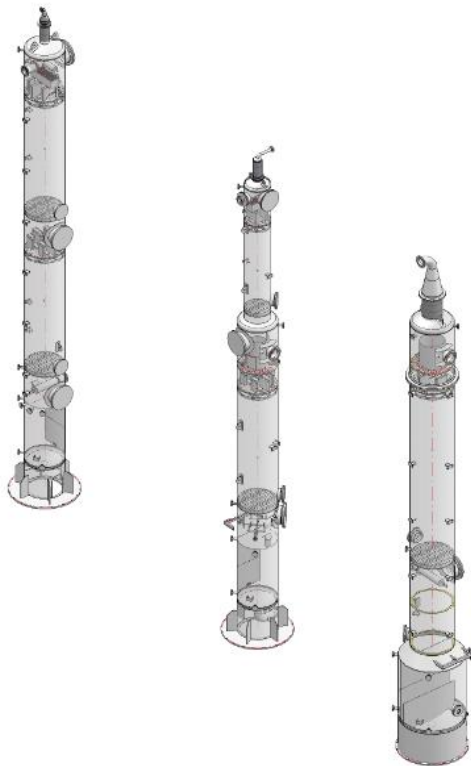
# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan



## Ökobilanzergebnisse Biomethan BCM-Verfahren in der Schweiz 2008



## BCM-Verfahren physikalische Wäsche-Druckverfahren



### Verfahrenskennzeichnung

- Es sind 4 Kolonnen anstatt üblich 3
- Damit wird der Methanverlust deutlich reduziert bis zu unter 0,2%
- Anlagenrealisierung erfolgt durch die Firma Schwelm
- Bisher über 20 Anlagen realisiert
- Bei diesem Verfahren ist keine Wärme erforderlich

Weitere Informationen unter

[Start | Schwelm Anlagentechnik GmbH \(schwelm-at.de\)](http://www.schwelm-at.de)

# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan



## BCM-Sorb

Es ist kein Geheimnis – Bio-Erdgas hat Zukunft



Biomethananlage Meilen CH  
50 -100 Nm<sup>3</sup>/h Biogas  
Seit 06-2008 in Betrieb  
30 mbar Einspeisedruck  
Ohne Brennwertanpassung

erdgaszürich



Auszeichnung von Dr. Günther  
durch die Erdgas Zürich AG

mit der Ehrenkühglocke  
für die erste Bio-Erdgaseinspeisung  
aus Klärgas in der Schweiz ohne  
Methanverluste

# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan



## BCM-Sorb



**Abfallanlage Kompogas**  
Biogasaufbereitung Volketswil CH  
250 Nm<sup>3</sup>/h Biogas  
Baujahr 2010



**Biogasanlage Gülle/Mais**  
Biogasaufbereitung Engerwitzdorf A  
250 Nm<sup>3</sup>/h Biogas  
Baujahr 2011

# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan



## Technische Daten drei Biogasaufbereitungsanlagen Meilen (CH), Volketswil (CH) und Engerwitzdorf (A)

mit freundlichen Genehmigung der Betreiber  
1 Betriebsdaten

Technische Daten Biogasaufbereitung			Klärgas		Abfall		Gülle/Mais
Anlage			Meilen		Volketswil		Engerwitzdorf
Baujahr			2008		2010		2011
Biogasmenge	Nm <sup>3</sup> /h		50-100		250		250
Kosten	€						
Biomethaneinspeisung	Nm <sup>3</sup> /h		bis 45		125 bis 150		125 bis 150
Erdgasnetz	bar		0,03		5		1
Lieferumfang	Einspeisestation		ja		nein		ja
	Brennwertanpassung		nein		nein		ja
	Trocknung		ja		ja		ja
Auftragswert	€		430.000		950.000		940.000
Eingespeiste Biogasmenge	Mio Nm <sup>3</sup> /a		0,2-0,28		0,9-1,2		0,9-1,2
Spezifischer Verbrauch							
Strom	kWh/Nm <sup>3</sup> Biogas		0,16-0,2		0,31		0,15
Einspeisung	kWh/Nm <sup>3</sup> Biogas				0,124		0,07
Wärmepumpe	kWh/Nm <sup>3</sup> Biogas				0,124		
BCM-BGA+Trocknung	kWh/Nm <sup>3</sup> Biogas				0,062		0,08
Wärme							
BCM-BGA+Trocknung	kWh/Nm <sup>3</sup> Biogas		0,67-0,49		0,77-0,57		0,57-0,51
Biogas	kWh/Nm <sup>3</sup> Biogas		0,53-0,69		0,43-0,51		0,31-0,4

# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan



## Technische Daten drei Biogasaufbereitungsanlagen Meilen (CH), Volketswil (CH) und Engerwitzdorf (A)

mit freundlichen Genehmigung der Betreiber  
2 Service

Technische Daten Biogasaufbereitung		Klärgas	Abfall	Gülle/Mais
Anlage		Meilen	Volketswil	Engerwitzdorf
Baujahr		2008	2010	2011
Biogasmenge	Nm <sup>3</sup> /h	50-100	250	250
Service-Ersatzteile-Verbrauchsmaterial	€ CHF/a	42956	84383	25.000
Einspeisung	€ CHF/a		19266	
Wärmepumpe	€ CHF/a		11625	
BCM-BGA+Trocknung	€ CHF/a		53492	
Personalkosten	€ CHF/a	24106	67700	15.000
Einspeisung	€ CHF/a		20328	
Wärmepumpe	€ CHF/a		10132	
BCM-BGA+Trocknung	€ CHF/a		37240	
Verfügbarkeit	%	94-99,8	97-98,3	98

# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan



## Technische Daten drei Biogasaufbereitungsanlagen Meilen (CH), Volketswil (CH) und Engerwitzdorf (A)

mit freundlichen Genehmigung der Betreiber  
3 Kostenstruktur

### Technische Daten Biogasaufbereitung

#### Kostenstruktur

#### Anlage

Baujahr

Biogasmenge

Kosten

Biomethaneinspeisung

Erdgasnetz

Lieferumfang

Auftragswert

In den Kosten enthalten

Einspeisestation

Gasmessung

Propanganpassung

Klärgas

Meilen

2008

50-100

bis 45

0,03

ja

nein

ja

430.000

7.000

40.000

Abfall

Volketswil

2010

250

125 bis 150

5

nein

nein

ja

950.000

150.000

40.000

Gülle/Mais

Engerwitzdorf

2011

250

125 bis 150

1

ja

ja

ja

940.000

70.000

120.000

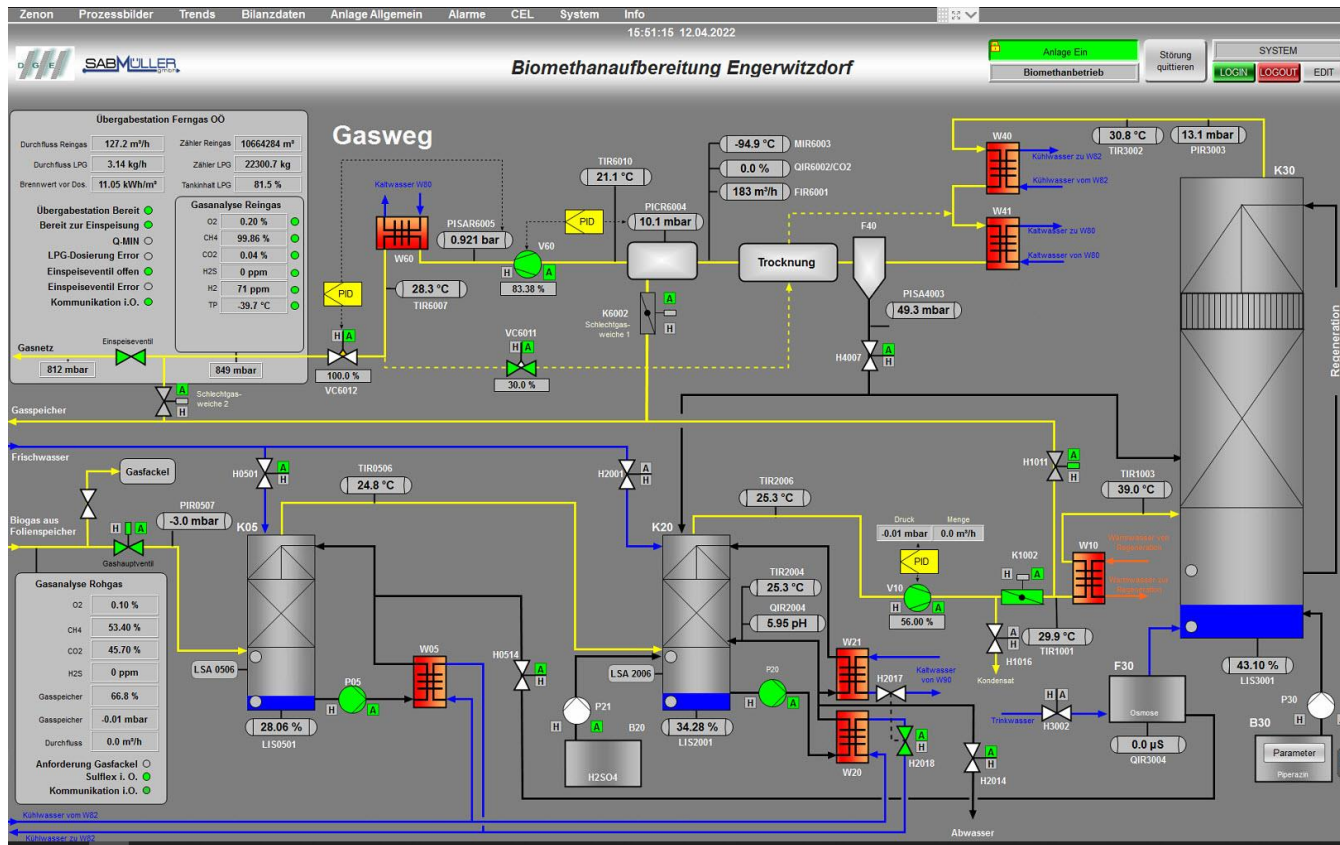
3.000

im Auftragspreis enthalten  
wurde durch Kunden bezahlt

# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan



## Beispiel Biogasaufbereitung Engerwitzdorf (A) Biogasweg



Steuerung ist eine Einheit für Aufbereitung und Einspeisung

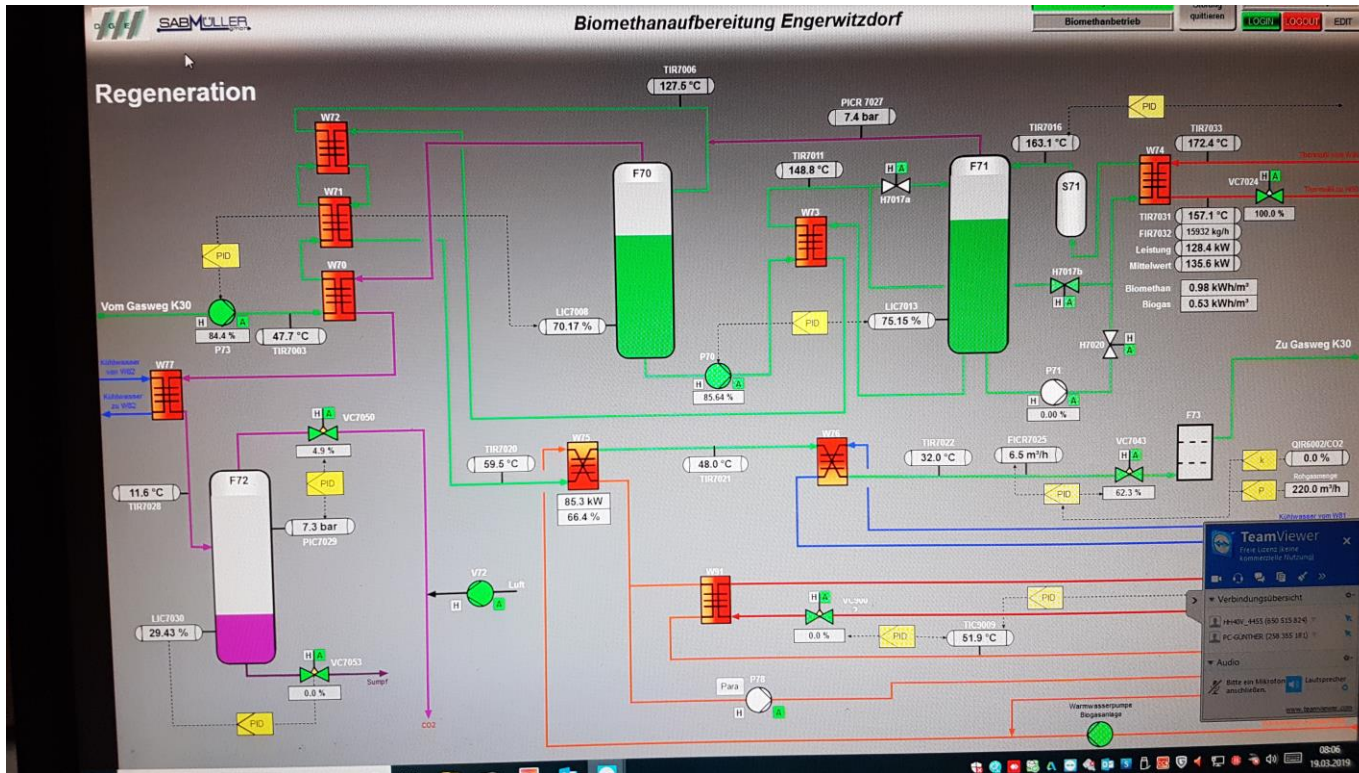
Zugriff über Fernwarte und Handy

Datenarchivierung  
Daten als Mittelwerte für jede Minute.  
Damit sehr gute Tagesdarstellungen und Auswertung per Excel.

# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan



## Beispiel Biogasaufbereitung Engerwitzdorf (A) Waschmittelregeneration



Regeneration mit Wärmerückgewinnung der Brüden im W70

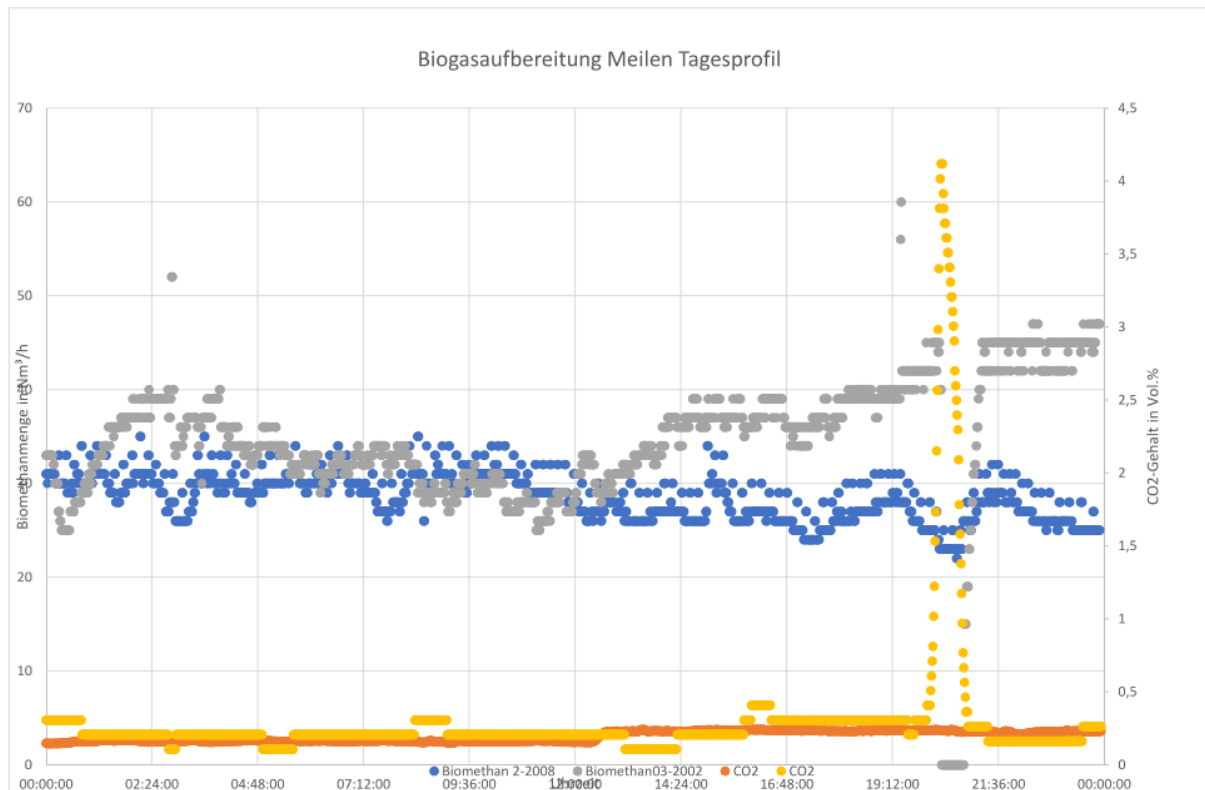
Aminrückgewinnung im W77 und F72.

Wärmerückgewinnung für die Biogasanlage im W 75

# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan



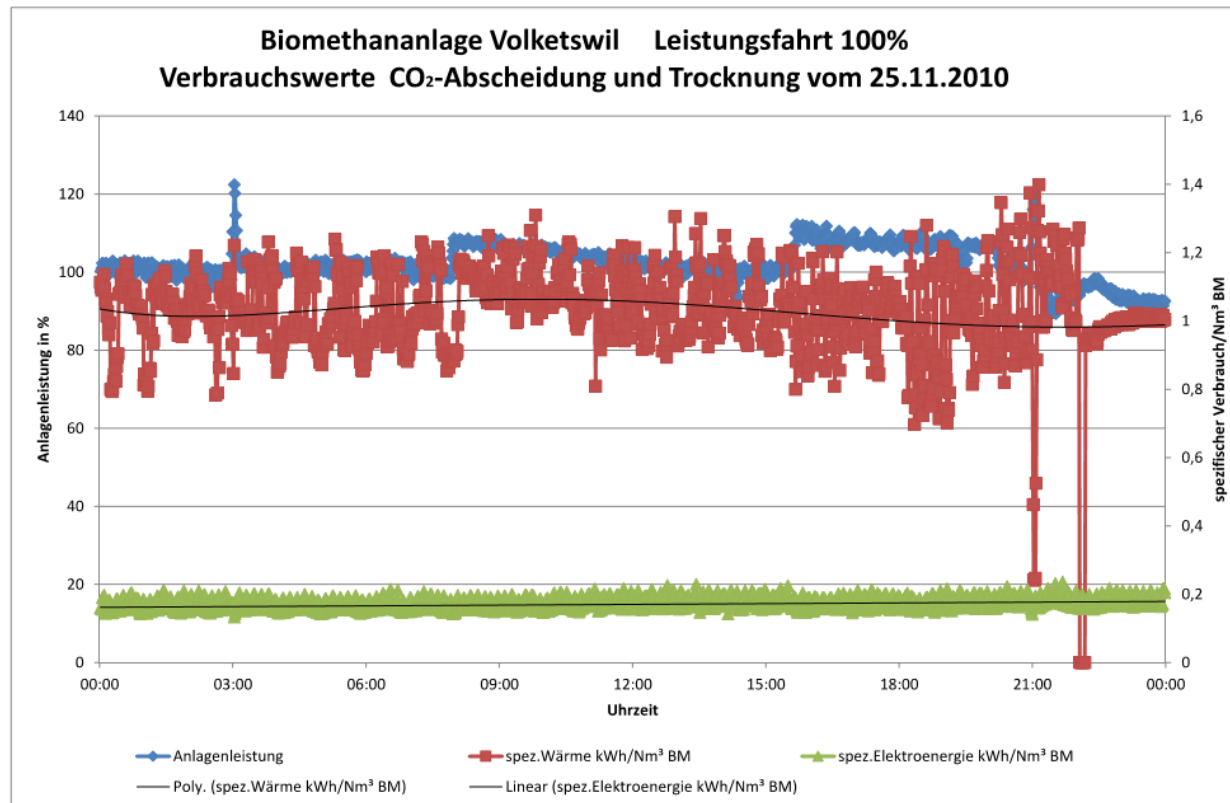
## Beispiel Biogasaufbereitung Meilen (CH) Anlagenflexibilität



Biogasanlage mit sehr kleinem Gasspeicher, Dadurch große Flexibilität im Durchsatz mit 40% Volumendifferenz erforderlich.

Volumenschwankungen haben Einfluss auf die spezifischen Verbräuche.

## Beispiel Biogasaufbereitung Volketswil (CH) Leistungsfahrt



Anlagenbetrieb mit frischem Waschmittel

Spezifische Verbräuche bezogen auf Biomethan

Leistungstests können im Rahmen der Wartung und des Service jährlich wiederholt werden.

# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan



## Biogasfachverband 10/2021 für Deutschland

2021	9692	Biogasanlagen
	5.787	MW el. mit Überbauung
	3.793	MW el. Leistung arbeitsrelevant entspricht 391 kWh/Biogasanlage im Durchschnitt
		391 kWh mit el. Wirkungsgrad vom Heizwert= 977,5 kW Methan = 97,75 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h
		97,75 Nm <sup>3</sup> /h CH <sub>4</sub> * 9692 Anlagen= 947393 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h = <b>8,148 Mrd.Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/a</b>

[Erdgasverbrauch in Deutschland bis 2021 | Statista](#) 90,5 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a 9,0 % Biomethan ist möglich

2016	Verbrauch	16,9 Mio. t Benzin	5% Ethanol = 0,85 Mio. t Bioethanol
		32,9 Mio t Diesel	8% Biodiesel = 2,63 Mio. t Biodiesel
		Bioethanol	= 7.416,67 kW/t * 850.000 t/a / 10 kWh/Nm <sup>3</sup> = 0,630 Mrd. Nm <sup>3</sup> /a
		Biodiesel	= 9.055,56 kW/t * 2.630.000 t/a /10 kWh/Nm <sup>3</sup> = 2,382 Mrd. Nm <sup>3</sup> /a
		Summe	= 3,012 Mrd. Nm <sup>3</sup> /a

**Biomethanpotential** = 3,012 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a + 8,148 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a = 11,16 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a wenn wir wirklich Gas wollen

Power to Gas CO<sub>2</sub> + 2H<sub>2</sub> -----CH<sub>4</sub> + 2H<sub>2</sub>O bei 95% Umsatz 10,60 Mrd. Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/a  
 Gesamt 21,66 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a = 23,9 %

**Bei Erdgaseinsparungen in allen Bereichen und Nutzung weiterer bestehender Möglichkeiten der Biomethanproduktion können bis zu 40% Erdgas durch einheimische nachhaltige Produktion erzeugt werden.**

# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan



## Welche Ergebnisse liefern die Betriebsergebnisse von über Jahren aus unserer Sicht?

1. Biogasaufbereitungsanlagen unter 250 Nm<sup>3</sup>/h arbeiten sicher, flexibel und wirtschaftlich. In Deutschland gibt es dazu ein Potential von weit über 5.000 Altbiogasanlagen, die dafür umgerüstet werden können.
2. Die bestehenden politischen Rahmenbedingungen sind dafür schlecht und behindern dies. Biogas ist umweltneutral und die einzige natürliche Erdgasersatzquelle. Entscheidende Punkte dafür sind
  - 2.1 Biogas und Erdgas muss gezielter für die Spitzenlastverstromung verwendet werden, die Umwelttechnik für NOx und Methanschluß ist beim Biogas unzureichend. Das EEG ist für Spitzenlaststrom aus Biogas überreguliert.
  - 2.2 Die Brennwertanpassung mit Propan ist wissenschaftlich und technisch nicht erforderlich, siehe 20 Jahre Erfahrungen in der Schweiz, die ohne diese sehr gut auskommt. In Österreich überlegt man diese abzuschaffen. Es bestehen so nicht erforderliche Betriebskosten mit fossilen Rohstoffen. In Österreich wird die Abschaffung diskutiert. Wird das auch bei der Verwendung von Wasserstoff im Erdgasnetz gefordert?
  - 2.3 Die Kosten für die Übernahme von 250.000 € der Landwirte für die Biogaseinspeisung (bezogen auf 1 Mio. €) sind unangemessen und ungerechtfertigt. Wir brauchen einfacherer Gasanschlüsse, die auch eine Verfügbarkeit von 96% unterschreiten dürfen. In den von uns installierten Anlagen wurden insgesamt deutlich weniger aufgewendet. Der Netzanschluss muss auch durch den BGAA-Betreiber realisiert und 75% der Kosten und 100% der Betriebskosten auf den Netzbetreiber umgelegt werden können. Wir müssen hier deutlich billiger werden.
  - 2.4 Die Betriebskosten für die Einspeisestation können von den Netzbetreibern über den Erdgaspreis umgelegt werden. Das muss auch für die Landwirte möglich sein. Nur so wird sichergestellt, dass der Service ordentlich erfolgt.
3. Die wirtschaftliche Verwendung ist die Einspeisung in ein Niederdrucknetz. Das Geld wird mit den neuen Regelungen mit dem Bezug der THG-Rechte verdient, daran wird der Produzent vom Biomethan unzureichend beteiligt. 50% dieser Vergütungen muss an den Produzenten fließen.
4. Es gibt in Deutschland ausreichend noch nicht ausgebaute Gasspeicher, die als Speicherreserve für Biomethan genutzt werden können.

# BCM-Verfahren für Biogas und Biomethan



Optimierungen der Aminwäsche in den letzten 10 Jahren durch folgende Module:

1. Boostermodule 1 zur Leistungssteigerung bestehender Anlagen um 20 bis 30% und Reduzierung der Betriebskosten. Damit kann an bestehenden Anlagen die Biomethanproduktion erhöht werden.
2. Boostermodule 2 zur Reduzierung des Methanschlupfes von 0,05 auf 0,01%. Bei großen Aufbereitungsanlagen kann damit auf eine Abgasreinigung verzichtet werden.
3. Erweiterung der Biogasaufbereitung für die Herstellung von LNG mit den Bedingungen unter 50 ppm CO<sub>2</sub> und unter 0,1 ppm H<sub>2</sub>O für Biogasmenge von 150 bis 750 Nm<sup>3</sup>/h und einen Vordruck von 5 bis 10 bar.

Die Boostermodule 1 und 2 werden derzeit an einigen Standorten umgesetzt. Für die technische Umsetzung zur LNG-Aufbereitung laufen derzeit Vertragsverhandlungen für eine Umsetzung. Die technische Umsetzung erfolgt vom Standort Geretsried aus.

Anfragen bei Interesse richten Sie an unser Unternehmen.

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit.

Für Fragen stehe ich gern zur Verfügung.

Vortrag: Dr.-Ing. Lothar Günther

Ulm 07.07.2022

