



**Ingenieurbüro  
H. Berg & Partner GmbH**



Fachveranstaltung am 18.08.2009 in Siegburg

# **Biogas**

## **Erzeugung - Aufbereitung - Einspeisung**

**Dipl.-Ing. Helmut Berg**

**Dipl.-Ing. Jürgen Neuß**

**Ingenieurbüro H. Berg & Partner GmbH**

**Malmedyer Straße 30, 52066 Aachen**

**Tel. 0241 – 946230**

**[www.bueroberg.de](http://www.bueroberg.de)**



H. Berg & Partner GmbH, Malmedyer Straße 30, 52066 Aachen

- **25 Mitarbeiter**
- **davon 17 Ingenieure**



# Arbeitsgebiete H. Berg & Partner GmbH



Gewässer



Trinkwasser



Abwasser



Straße



Biogas



# Leistungen H. Berg & Partner GmbH

- **Studie, Konzeption, Vorplanung**
- **Entwurfs- und Genehmigungsplanung**
- **Ausführungsplanung, Ausschreibung,  
Vergabeverhandlungen, Bauleitung,  
Bauoberleitung, Objektüberwachung**
- **Monitoring für Prozessbiologie und Technik**



## **Gliederung:**

- **Biogas-Erzeugung**
- **Biogas-Aufbereitung**
- **Biogas-Einspeisung**
- **Wirtschaftlichkeitsbetrachtung**
- **Praxiserfahrungen aus der Projektentwicklung  
(Dipl.-Ing. Jürgen Neuß)**
- **Fazit und Ausblick**



# Biogas-Erzeugung

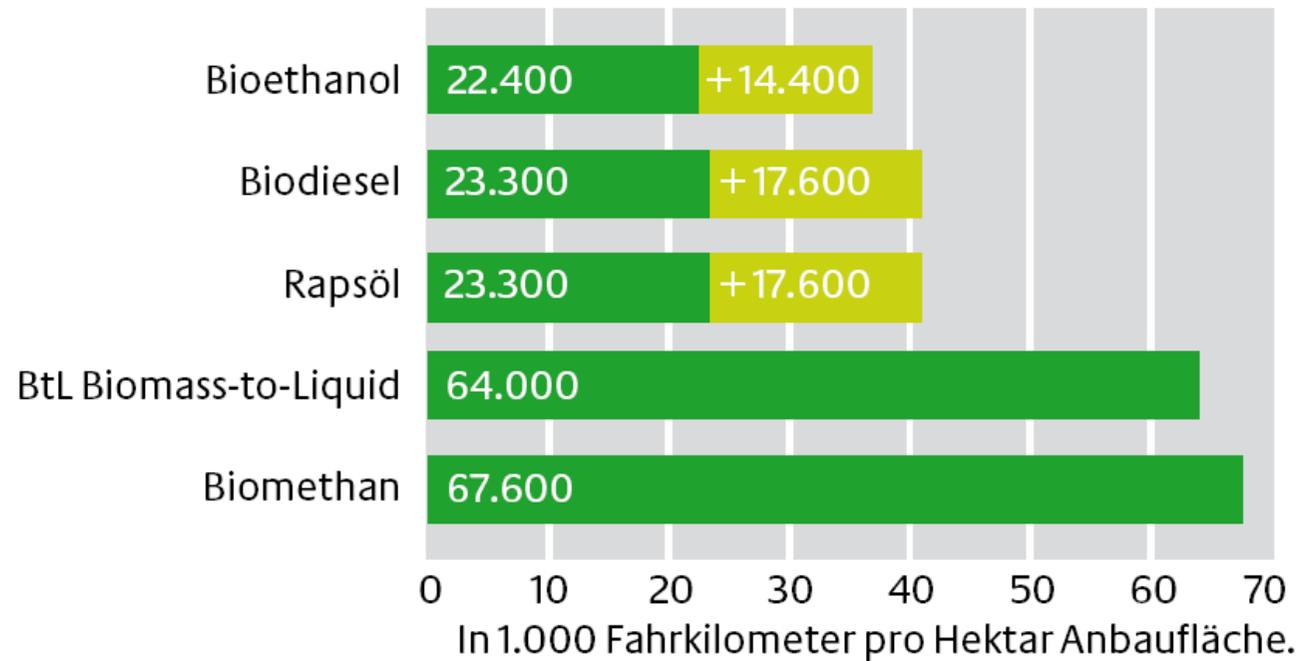


## Gründe für Biogasnutzung

- **Klimaschutz durch Reduzierung von Treibhausgasemissionen**
- **Größere Unabhängigkeit von Energie-Importen (insbesondere aus Konfliktgebieten)**
- **Hohe kontinuierliche Verfügbarkeit der erzeugten Energie im Unterschied zu Energien aus Wind und Sonne**
- **Wertschöpfung findet in Deutschland statt**
  - Kein Finanzmittelabfluss für Energie-Importe
  - Schaffung neuer Arbeitsplätze in Landwirtschaft, Handwerk und Industrie



## Alternative Kraftstoffe – Reichweite

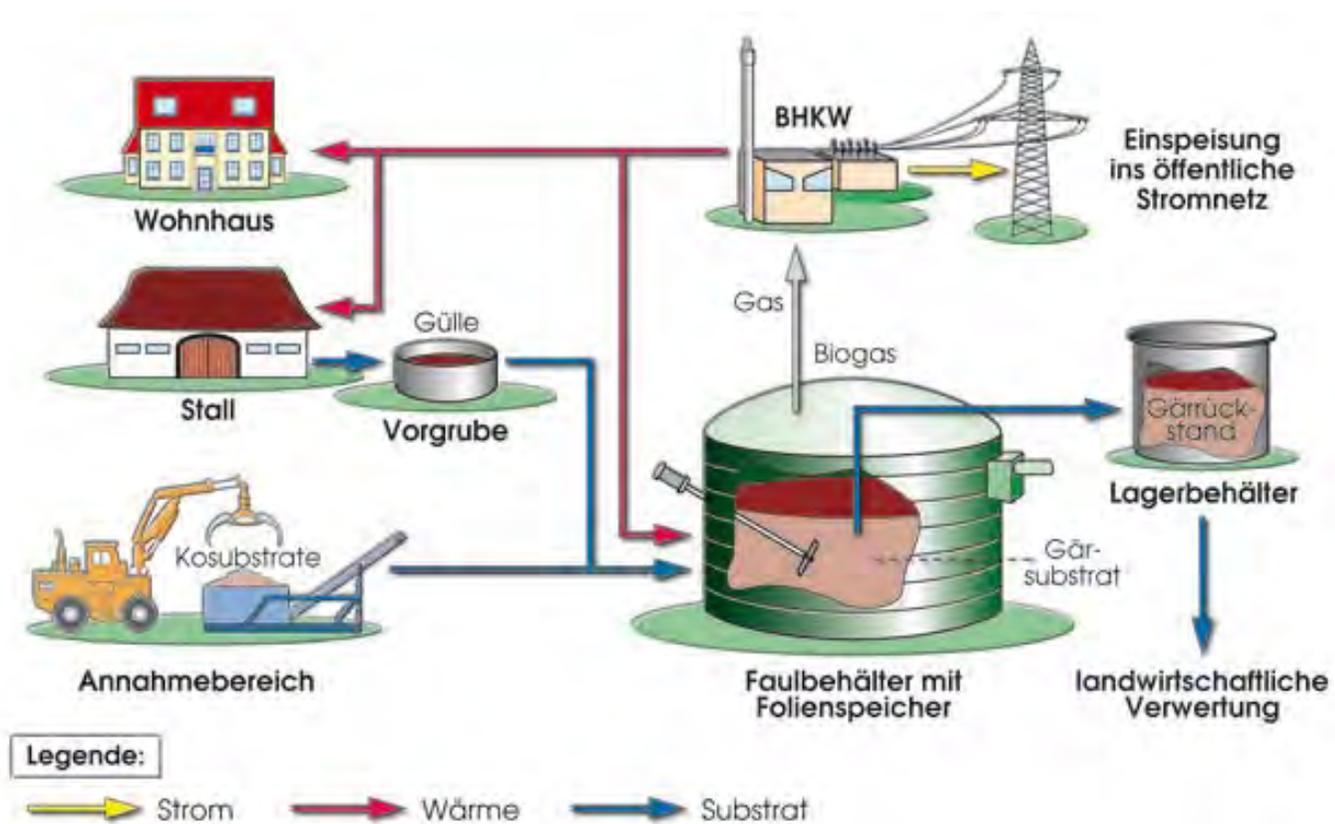


■ Biomethan aus Nebenprodukten  
(Rapskuchen, Schlempe, Stroh)

(Quelle: FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe)



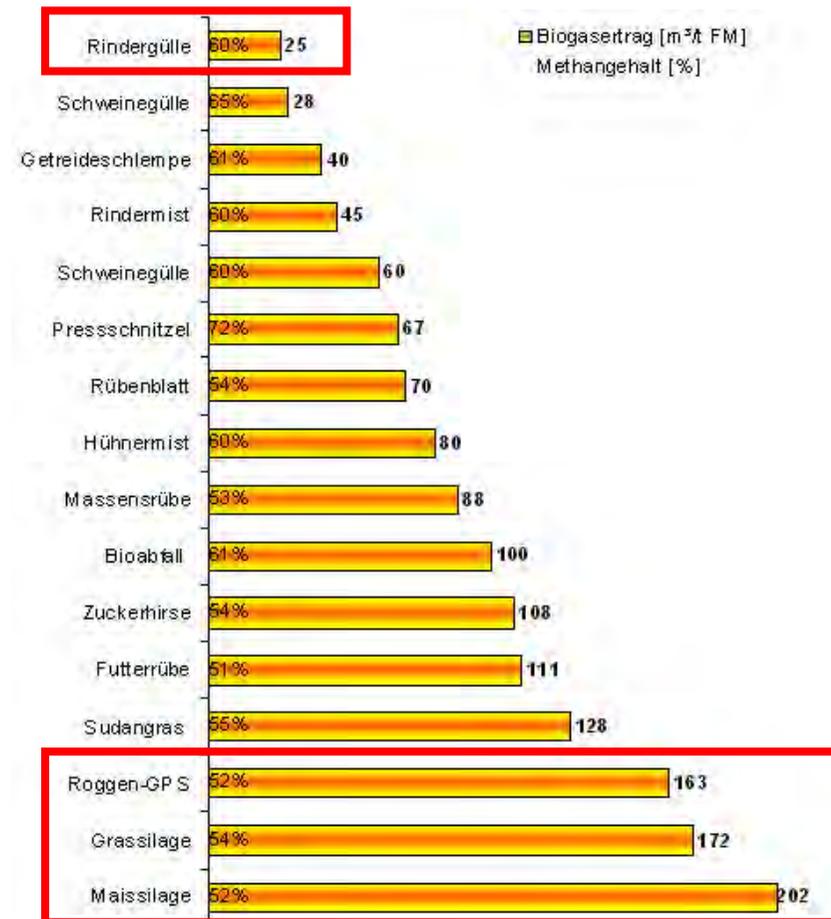
# Wie funktioniert eine Biogasanlage?



(Quelle: FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe)



## Biogaserträge und Methangehalt verschiedener Substrate



Datenquellen: Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung (FNR 2006); Datensammlung Energiepflanzen (KTBL 2006)



# Beispiel für Substratzusammensetzung



## Biogasanlage Gangelt

**ca. 4.500 t Gülle und Festmist / a**



**ca. 8.500 t Maissilage / a**



**ca. 730 t gemahlenes Getreide / a**



# Beispiel für Substratzusammensetzung



## Biogasanlage Freilingen

**ca. 20.000 t Gülle / a**



**ca. 2.300 t NaWaRo / a  
(Mais, Grassilage und Roggen-GPS)**



**ca. 6.000 t Speisereste und Fette / a (gepl.)**



# Einflussfaktoren auf Verfügbarkeit und Kosten von NaWaRo

- **Regionale Wetterverhältnisse**
  - Mittlere Jahrestemperatur
  - Mittlere Jahresniederschläge
  - Niederschlagsverteilung  
(z. B. braucht Mais hohe Niederschläge im Juli/August)
- **Verfügbare Fläche für Landwirtschaft**
- **Bodenarten**  
(z. B. sind für Mais leichte Böden wegen der geringen Wasserhaltekapazität weniger geeignet)



# Weitere Einflussfaktoren auf die Verfügbarkeit und die Kosten von NaWaRo

- **Konkurrenzanbau**  
(Grünland, Weizen, Zuckerrüben, Energiepflanzen für Biokraftstoffe)
  - **Transportentfernung**  
(für Mais  $\leq 15$  km Fahrstrecke, ca. 10 km Luftlinie)
  - **Vorhandene und geplante Biogasanlagen in der Region**
  - **Lokales Wegenetz für landwirtschaftlichen Verkehr**
  - **Beteiligungsverhältnisse der Landwirte**  
(weitgehende Beteiligung an der Gesamtanlage begünstigt die Tendenz langfristig gesicherter Verfügbarkeit und niedriger NaWaRo-Preise)
- ⇒ **Einflussfaktoren müssen im Rahmen der Standortuntersuchungen in Flächenauswertungen und Gesprächen mit der Landwirtschaft geklärt werden**



# Potenziale pflanzlicher Reststoffe

## ▪ Mögliche biogene Reststoffe für die Biogasanlage

- Schlachtereiabfälle
  - Flotatschlamm
  - Mageninhalt
- Abfälle aus Molkereien und Brauereien
  - Molke
  - Treber
- Prozessrückstände der Lebensmittelindustrie
  - Melasse
  - Getreidemehl
- Kommunale und gewerbliche Reststoffe
  - Biotonne
  - Speiseabfälle
  - **Landschaftspflegegrün**

Nicht NaWaRo-  
Bonus-fähig

NaWaRo-Bonus-fähig

## ▪ Recherche zu potenziellen pflanzlichen Reststoffen als Ergänzung zu nachwachsenden Rohstoffen



# Biogas-Aufbereitung



# Verbrennungstechnische Kenndaten

Kennwert	DVGW-Regelwerk	Biogas
	H-Gas	
Brennwert[kWh/m <sup>3</sup> ]	8,4 – 13,1	5,1 – 6,1
Wobbe-Index [kWh/m <sup>3</sup> ]	12,8 – 15,7 Schwankung um +0,7 bis -1,4 um örtlichen Wert erlaubt	5,1 – 6,1
relative Dichte [-]	0,55 – 0,75	ca. 1,0
Kohlenstoffdioxid [%]	< 6,0	45,0 – 50,0
Sauerstoff [%]	0,5 bei feuchten Netzen 3,0 bei trockenen Netzen	ca. 0,5

## ■ Zusätzliche Anforderungen

- Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S)
- Odorierung

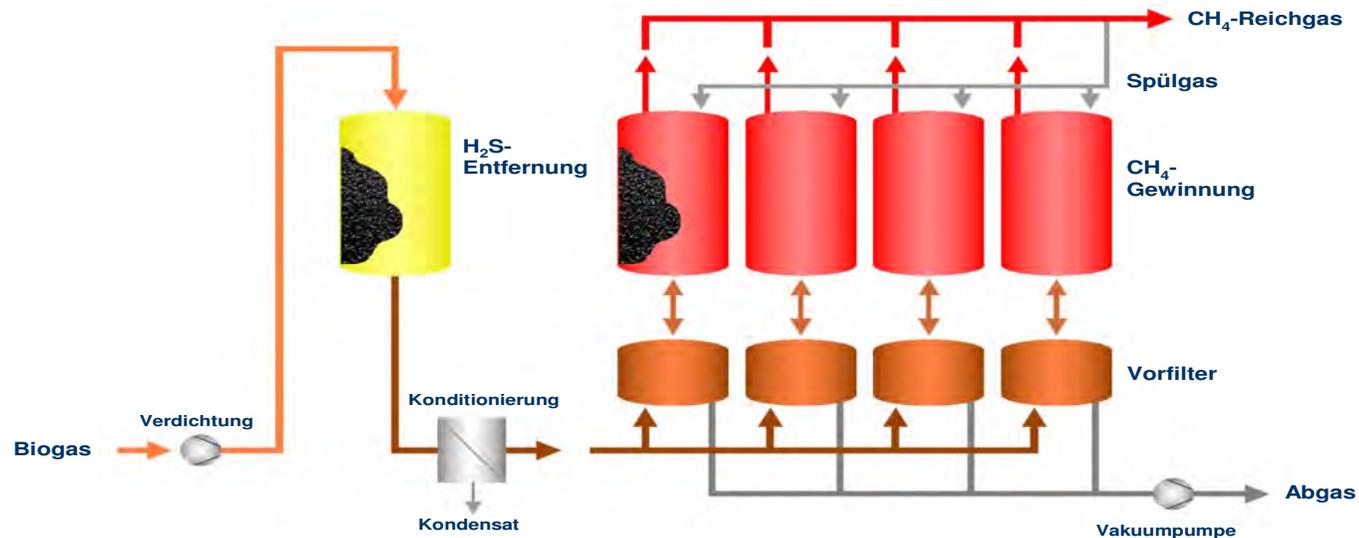


## Verfahren zur Methananreicherung

Verfahren	Trenneffekt
Druckwechseladsorption (PSA)	Adsorption von CO <sub>2</sub> an einem Kohlenstoffmolekularsieb
Druckwasserwäsche (DWW)	Lösung von CO <sub>2</sub> in Wasser
Chemische Adsorption <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Seloxal</li><li>▪ Amin</li><li>▪ Glykol</li></ul>	Bindung von CO <sub>2</sub> an Chemikalien



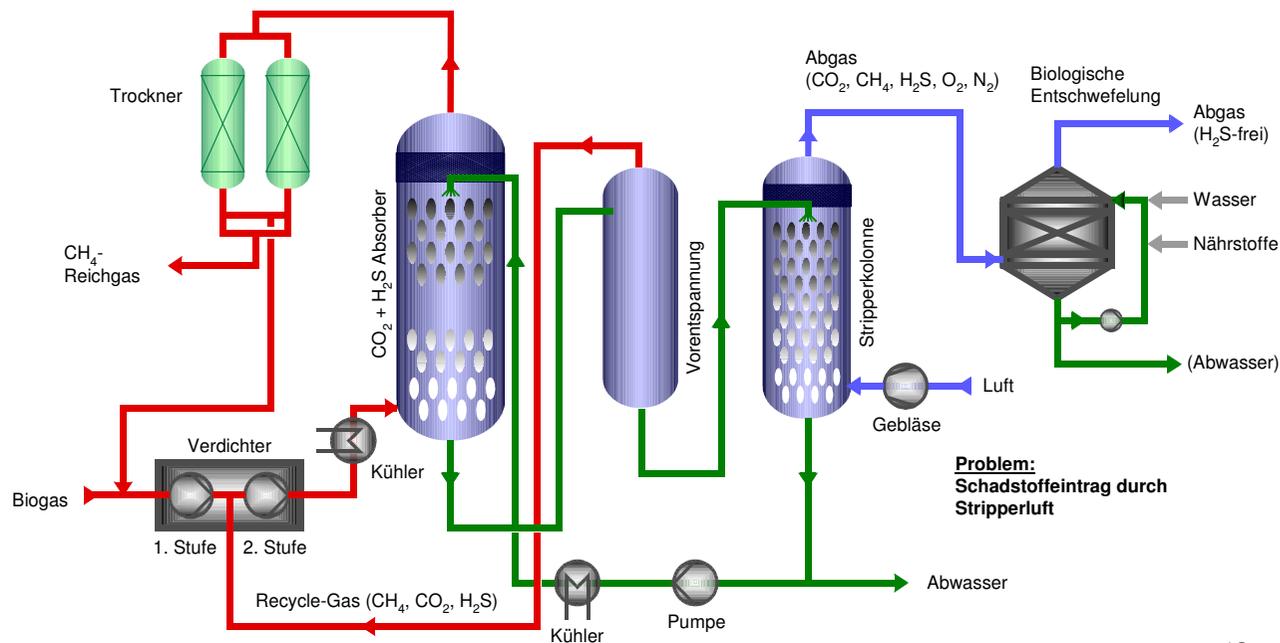
# Druckwechseladsorption (PSA)



(Quelle: CarboTech Engineering GmbH)

- Verdichtung auf 6 – 10 bar
- Abscheidung von Schwefelwasserstoff mit Aktivkohle
- Entfernung von CO<sub>2</sub> durch Aktivkohle
- Adsorberkolonnen in Reihe

# Druckwasserwäsche (DWW)

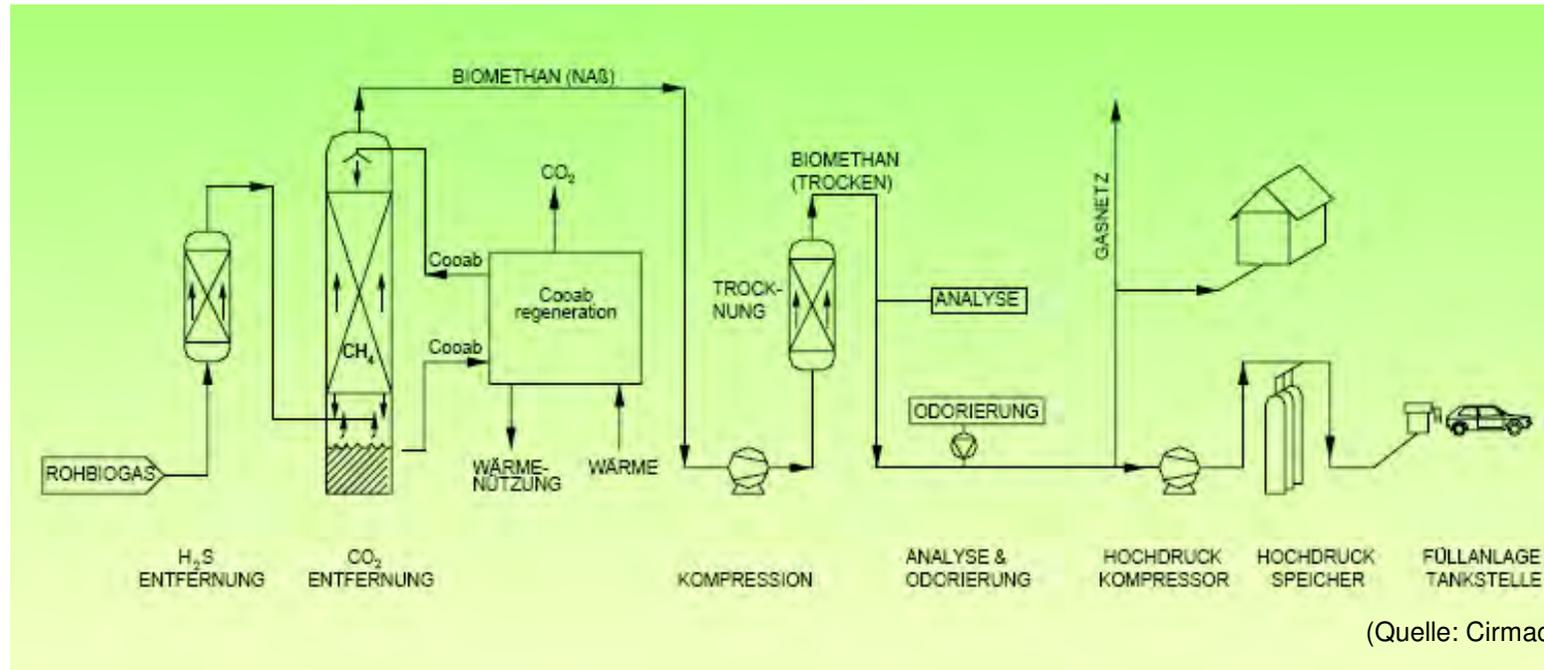


(Quelle: Malmberg Water AB)

- Verdichtung auf 4 – 7 bar
- Lösung von CO<sub>2</sub> in Wasser → Regenerierung erforderlich
- Adsorberkolonnen im Gegenstrom, Rieselbettreaktoren



# Aminwäsche



(Quelle: Cirmac)

- Absorption mit chemischer Bindung an Lösungsmittel
- Absorberkolonnen im Gegenstrom
- Desorption der Waschflüssigkeit erforderlich  
→ große Wärmemengen erforderlich



# Verfahren zur Biogasaufbereitung

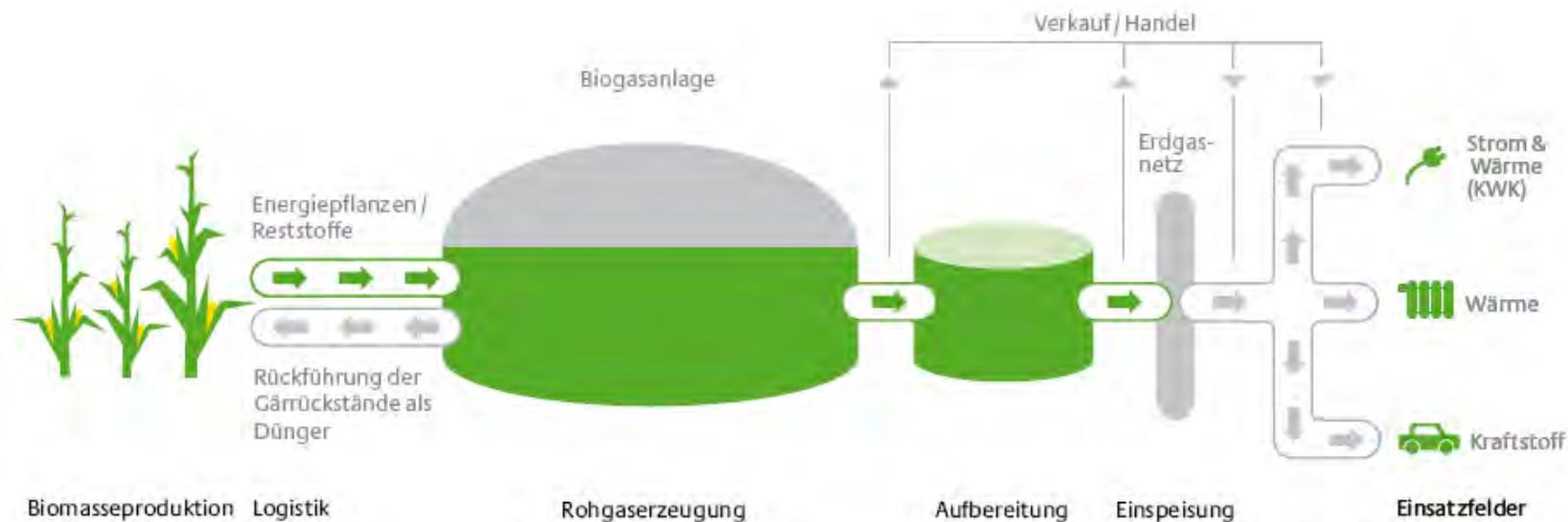
Kriterien	PSA	DWW	Aminwäsche
Art	physikalisch	physikalisch	chemisch
Vorreinigung	Ja	Nein	Ja
Arbeitsdruck [bar]	4-7	4-7	drucklos
Methanverlust	< 3 %	1-2%	< 0,1%
Methananteil Produktgas	> 96%	> 97%	> 99%
Stromverbrauch [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	0,25	< 0,25	< 0,15
Wärmebedarf [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	Nein	Nein	0,6-0,75 (125°-160°)
Regelbarkeit in % der Nennlast	10-15%	50-100%	50-100%



# Biogas-Einspeisung



# Biogasanlage mit Gasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz



(Quelle: biogaspartner.de)



# Standortvoraussetzungen

- **Ausreichende Grundstücksgrößen**
  - 1,5 MW<sub>el</sub> NaWaRo: ab 3,5 ha
  - 1,5 MW<sub>el</sub> biogene Reststoffe: ab 2,5 ha
- **Nähe zum Erdgas-HD-Netz**
- **Ausreichender minimaler Durchfluss  
(laue Sommernacht)**
- **Dezentrale Wärmenutzer**
- **NaWaRo: Ausreichende Flächen zum Substratanbau**
  - 1,0 MW<sub>el</sub>: ca. 400 ha Mais erforderlich
- **Biogene Reststoffe: Ausreichende Verfügbarkeit**



# Gasseitige Anforderungen

- Kennwerte nach **DVGW G 260**, **G 262** und **G 685** müssen eingehalten werden.
- Ortsübliche Kennwerte müssen eingehalten werden.
- Je nach Einsatzort sind unterschiedliche Anforderungen an die Aufbereitung zu stellen.
  - *Zusatzgase*
    - unterscheiden sich in Zusammensetzung und Eigenschaften wesentlich vom Grundgas im Netz.
    - können zusätzlich zum Grundgas beigemischt werden, solange das Gemisch den Anforderungen genügt.
  - *Austauschgase*
    - werden anstelle des Grundgases eingesetzt.
    - müssen den Kennwerten für L- oder H-Gas nach DVGW G 260 entsprechen.



# Brenntechnische Rahmenbedingungen nach DVGW G 260

Brenntechnische Kenndaten	Einheit	Gruppe L	Gruppe H
Wobbe-Index $W_{S,n}$ Nennwert Schwankungsbereich	kWh/m <sup>3</sup>	10,5 – 13,0	12,8 – 15,7 15,0 0,7/-1,4
Brennwert $H_{S,n}$	kWh/m <sup>3</sup>	8,4 – 13,1	
Relative Dichte		0,55 – 0,75	

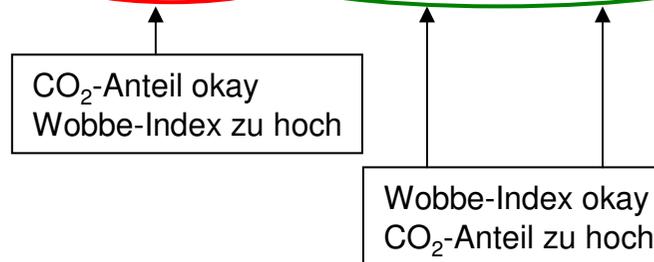
DVGW Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“  
Tabelle 1: Brenntechnische Kenndaten von Erdgas



# Konditionierung von L-Gas

## Biomethan ohne Konditionierung

CH <sub>4</sub>	%	100	99 bis 98	97 bis 94	93 bis 91	90 bis 81	80 bis 76
CO <sub>2</sub>	%	0	1 bis 2	3 bis 6	7 bis 9	10 bis 19	20 bis 24
Brennwert	kWh/m <sup>3</sup>	max 11,06	10,95 bis 10,80	10,7 bis 10,4	10,3 bis 10,06	10,0 bis 9,0	9 bis 8,4
Wobbe-Index	kWh/m <sup>3</sup>	max 14,85	14,6 bis 14,3	14,03 bis 13,30	13,03 bis 12,56	12,32 bis 10,4	10,6 bis 9,4



- Ohne Konditionierung gibt es kein Gemisch, das den Anforderungen für L-Gas nach DVGW G 260 genügt.
- Zumischung von Luft oder Luft und Propan notwendig (getrennt regelbar)



# Konditionierung von H-Gas

- **i.d.R. ist nur Zugabe von Propan zur Brennwertkonditionierung erforderlich**
- **Es ist keine Luftzugabe erforderlich**



## Einspeisevergütung nach EEG für eingespeistes Biogas

Angaben in €-Cent/kWh	Inbetriebnahme 2009 <b>bis 150 kW el</b>	Inbetriebnahme 2009 <b>bis 500 kW el</b>	Inbetriebnahme 2009 <b>bis 5 MW el</b>
<b>Grundvergütung</b>	<b>11,67</b>	<b>9,18</b>	<b>8,25</b>
<b>Technologie- Bonus</b>	<b>2,0 <sup>1)</sup>/ 1,0 <sup>2)</sup></b>	<b>2,0 <sup>1)</sup>/ 1,0 <sup>2)</sup></b>	<b>2,0 <sup>1)</sup>/ 1,0 <sup>2)</sup></b>
<b>NaWaRo-Bonus</b>	<b>7,0</b>	<b>7,0</b>	<b>4,0</b>
<b>KWK-Bonus</b>	<b>3,0</b>	<b>3,0</b>	<b>3,0</b>
<b>Formaldehyd- Bonus <sup>3)</sup></b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>

<sup>1)</sup> bei Anwendung innovativer Anlagentechnik oder bei Gasaufbereitung bis zu einer maximalen Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von 350 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde

<sup>2)</sup> bei Gasaufbereitung bis zu einer maximalen Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von 700 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde

<sup>3)</sup> Für Anlagen die nach BImSchG genehmigt sind



## Gasnetzzugangsverordnung:

- **Investition für Konditionierung, Netzanschluss, Qualitätsmessung, Druckerhöhung: 50% Einspeiser, 50% Netzbetreiber**
- **Einhaltung eichrechtlicher Bestimmungen (G685 → Propanzugabe): 100% Netzbetreiber**
- **Betriebskosten für Gasdruckregelmessanlage, Druckerhöhung, eichfähige Messung: 100% Netzbetreiber**
- **0,7 €Cent/kWh vermiedene Netzentgelte von Netzbetreiber an Einspeiser**
- **Entrichtung eines Bilanzierungsentgelts an den Netzbetreiber**
- **Monitoring durch die Bundesnetzagentur erstmals zum 31. Mai 2011, danach jährlich**

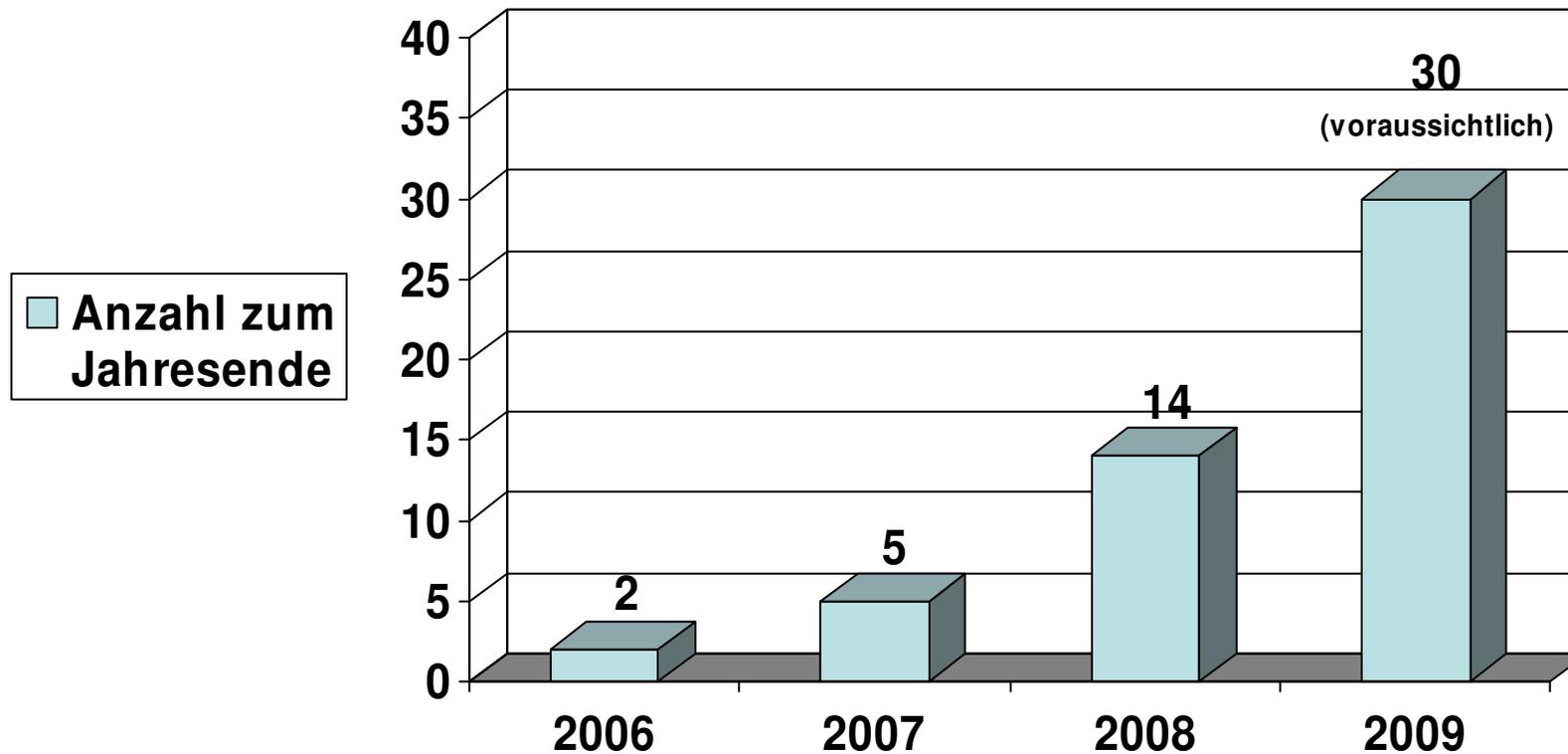


## Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)

- **Im Jahr 2020 sollen 14 Prozent des Wärmebedarfs (Endenergieverbrauch) in Deutschland durch erneuerbare Energien gedeckt werden.**
- **Wesentliche Elemente:**
  - Nutzungspflicht
  - Finanzielle Förderung
  - Gezielte Förderung der Nutzung von Wärmenetzen
- **Bei Nutzung von Biogas gilt die Pflicht grundsätzlich als erfüllt, wenn der Wärmeenergiebedarf des jeweiligen Gebäudes zu 30% hieraus gedeckt wird.**
- **Die Nutzung des Biogases muss in KWK-Anlagen erfolgen.**
- **Bei der Nutzung von Biogas aus dem Erdgasnetz muss die für die Aufbereitung und Einspeisung erforderliche Prozesswärme aus Abwärme oder erneuerbaren Energien gewonnen werden.**



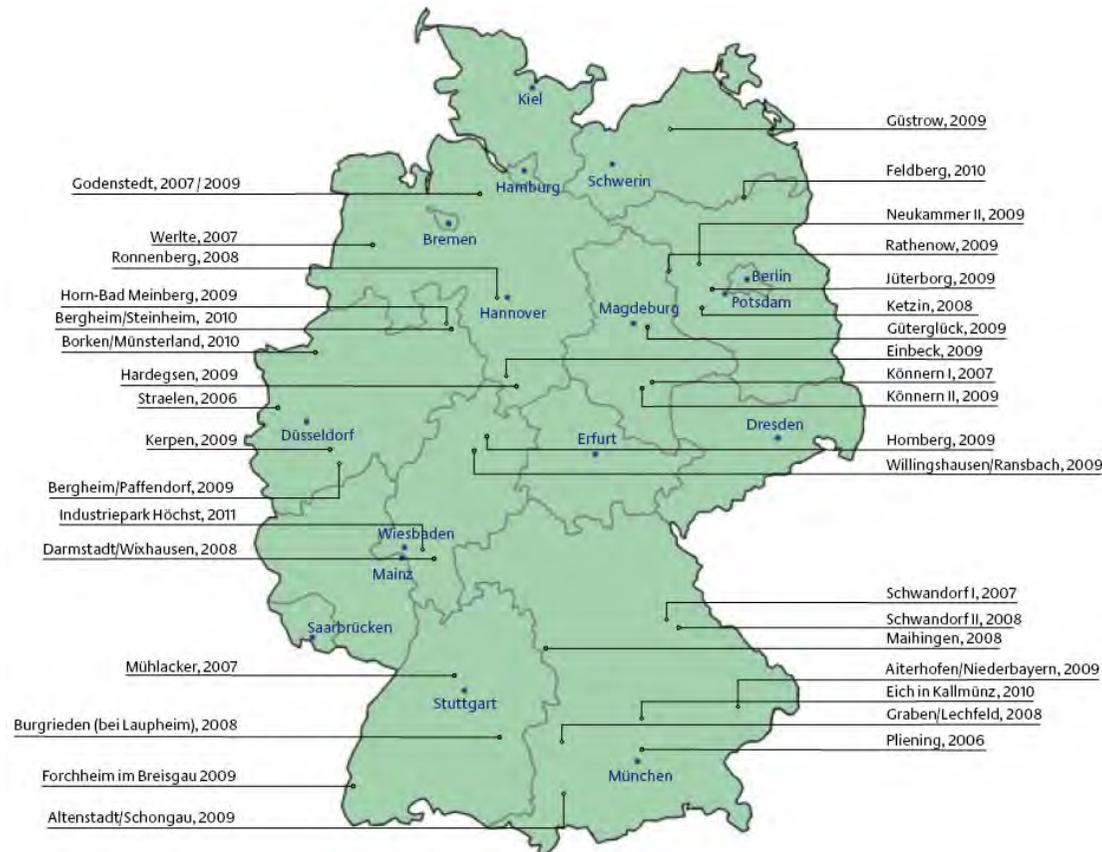
## Marktentwicklung der Biogasanlagen mit Einspeisung



(in Anlehnung an biogaspartner.de)



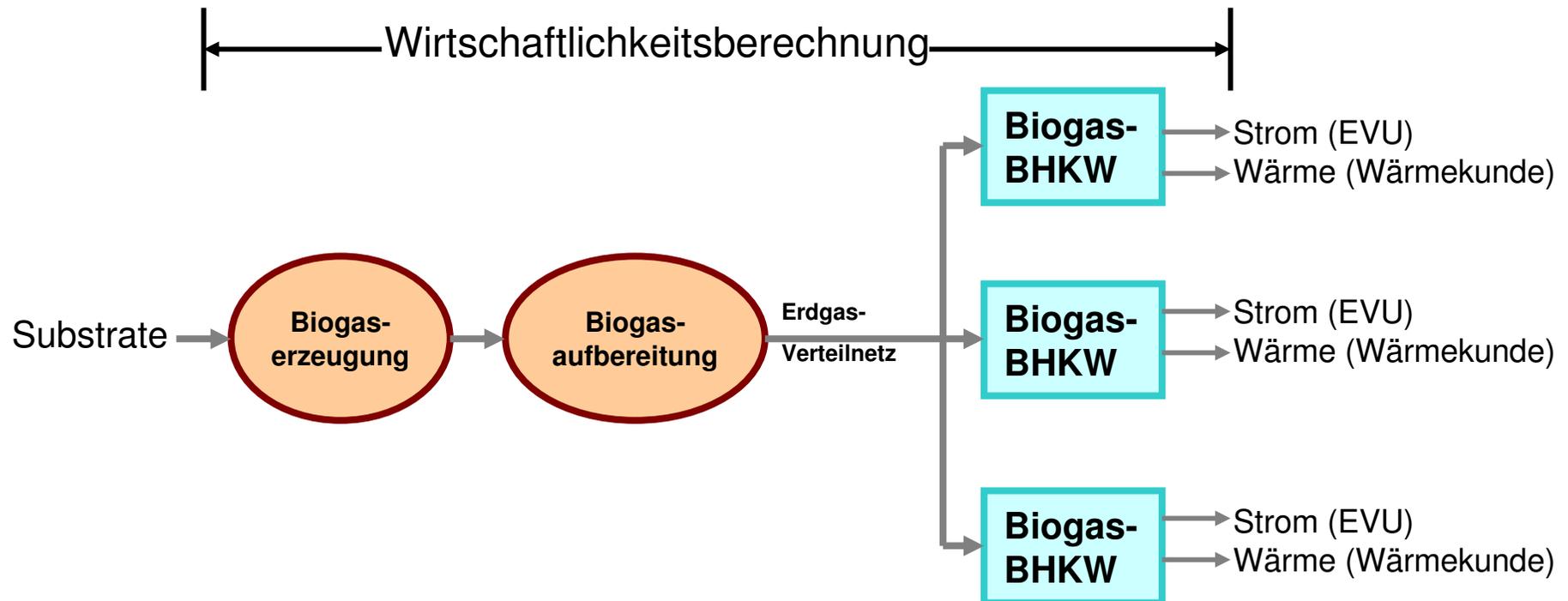
# Geografische Verteilung von Bioerdgasanlagen in Deutschland und Inbetriebnahme



(Quelle: biogaspartner.de)

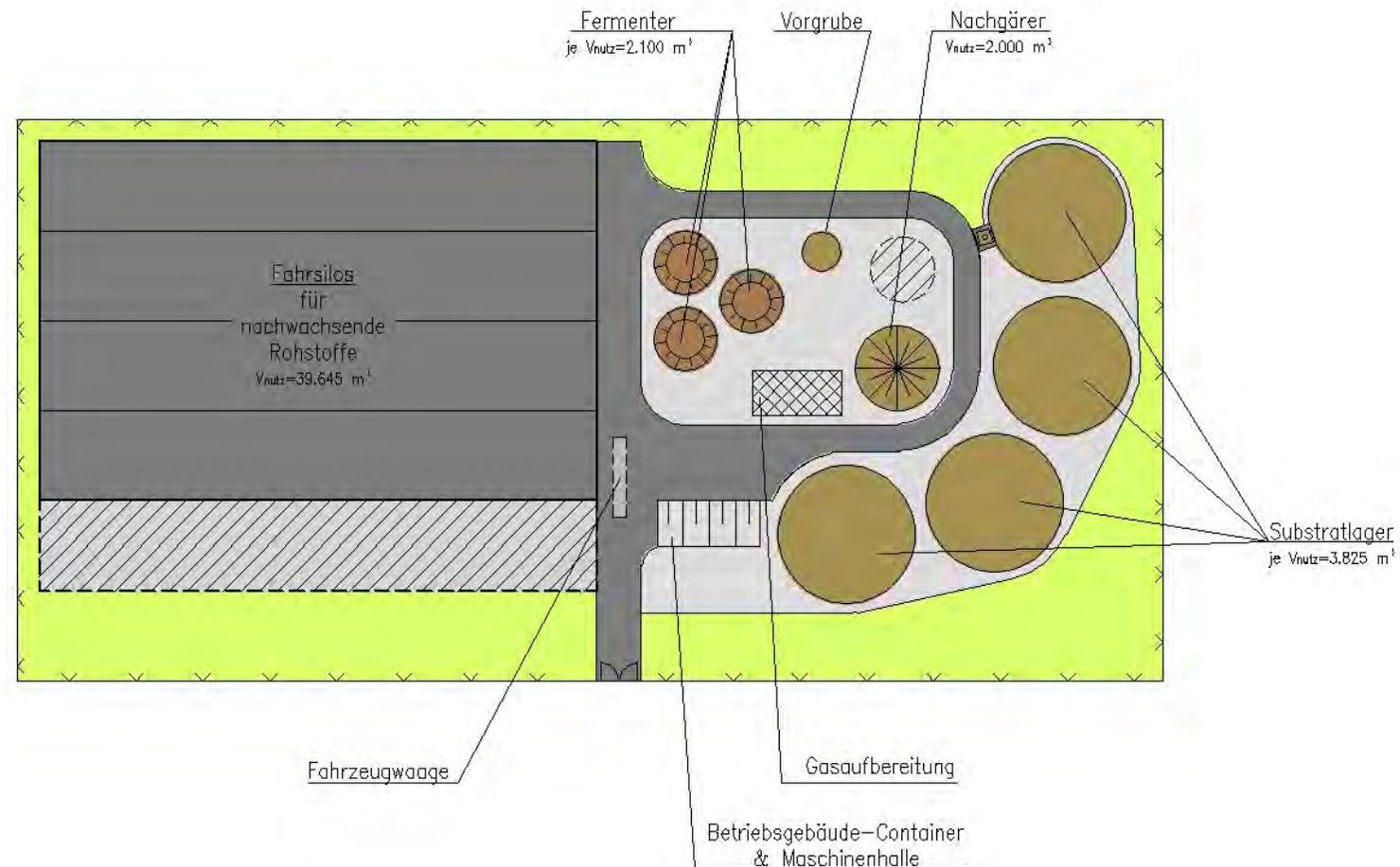


# Wirtschaftlichkeits- betrachtung





# Beispielhafter Lageplan einer 1,6 MW<sub>el</sub>-Anlage





## Kostenkalkulation NaWaRo-Anlage 4,0 MW Gasleistung am Beispiel Standort A-Dorf

Investitionskosten	€
Biogasanlage	5.755.000
Gasaufbereitung und -einspeisung	1.795.000
Dezentrale BHKW	1.669.600
Baunebenkosten	405.000
Investitionskosten	9.624.600

Laufende Kosten pro Jahr	€/a
Kapitalkosten (Zinssatz 6,0 %)	770.000
Sonstige Laufende Kosten inkl. Erbpacht	2.254.000
Gesamtsumme Laufende Kosten	3.024.000

# Nutzenbetrachtung

Einnahmen	€/a	Anteil
<u>Nach EEG:</u>		
Grundvergütung	1.304.200	
NaWaRo-Bonus	911.500	
KWK-Bonus	420.800	
Technologiebonus	<u>280.600</u>	
<b>Summe Einnahmen nach EEG:</b>	<b>2.917.100</b>	<b>78,0 %</b>
Wärmeverkauf	500.000	13,5 %
Düngewert	76.200	2,1 %
Vermiedene Netzentgelte	<u>234.700</u>	6,4 %
<b>Summe sonstige Einnahmen:</b>	<b>810.900</b>	<b>22,0 %</b>
<b>Gesamtsumme Einnahmen:</b>	<b>3.728.000</b>	



## Modell der Biogasanlage mit -aufbereitung am Niederrhein

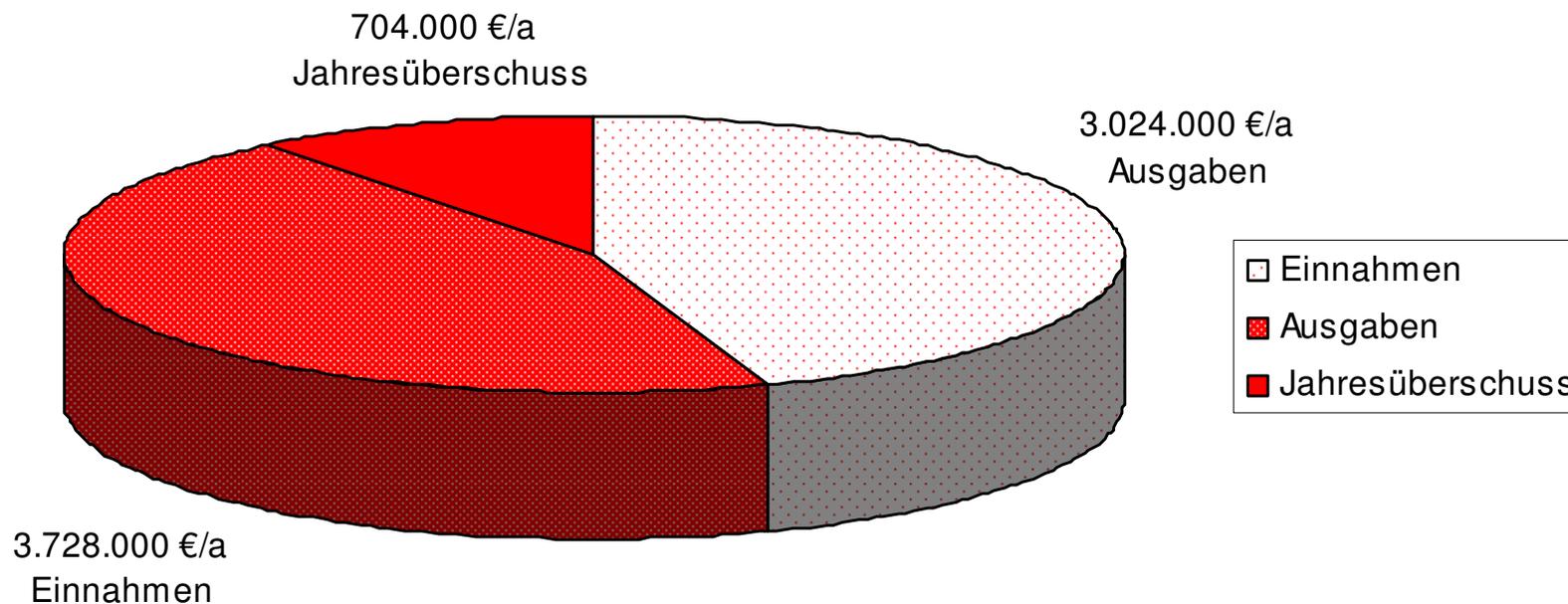




# Praxiserfahrungen aus der Projektentwicklung

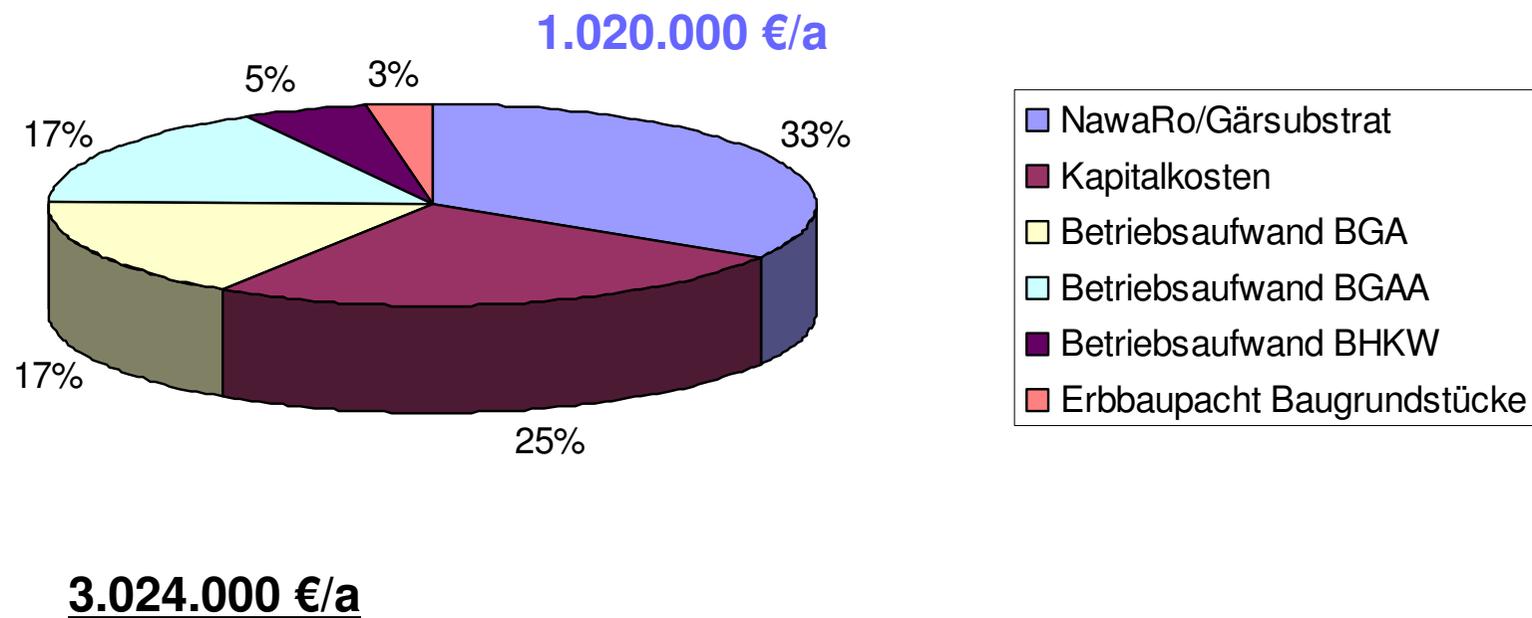


# Jahresüberschuss Beispiel Biogasanlage mit Gasaufbereitung





# Laufende Kosten Beispiel BGA / BGAA





# **Einflussfaktoren auf die Maispreisbildung**

- **Regionale Einflüsse wie Bodenqualität, Höhenlagen, Niederschlagsmenge**
- **Resultierende Fixkosten wie Pacht**
- **Anbaualternativen (regelmäßig Weizen)**
- **Wertung des Nährstoffgehaltes des Gärsubstrates**
- **Verhandlungsgeschick Landwirt / Energieversorger**



## Deckungsbeitrag Weizen/Mais

### Weizen

Ertragsniveau	90 dt/ha
Weizenpreis	18 €/dt
Nebenprodukte (Stroh)	0 €/ha
<b>Erlös</b>	<b>1.620 €/ha</b>

Saatgut	85 €/ha
<i>Düngung</i>	<i>300 €/ha</i>
Pflanzenschutz	230 €/ha
var. Maschinenkosten	130 €/ha
Ernte und Transport	130 €/ha
Pacht	400 €/ha
<b>Kosten</b>	<b>1.275 €/ha</b>

**Deckungsbeitrag** **345 €/ha**

### Mais

Ertragsniveau	55 t/ha
Maispreis stehend im Feld	22,5 €/t
<b>Erlös</b>	<b>1.238 €/ha</b>

Saatgut	120 €/ha
<i>Düngung</i>	<i>120 €/ha</i>
Pflanzenschutz	90 €/ha
var. Maschinenkosten	90 €/ha
Lohnunternehmer Aussaat	70 €/ha
Pacht	400 €/ha
<b>Kosten</b>	<b>890 €/ha</b>

**Deckungsbeitrag** **348 €/ha**



# Weizenpreisentwicklung





# Preiswürdigkeit von Organischem Dünger

	TS-Gehalt	Gehalte je m3 oder t			
		N	NH4-N	P2O5	K2O
HTK	50	29	14	23	20
Rindergülle	8	3,9	2,1	1,7	4,9
Champost	30	8,2	0,8	4,7	6
Gärssubstrat	8,2	6	3,5	2,3	5,5
Kompost	64	9,8	0,6	5,1	8
Schweinegülle	5	5,6	4,2	2,8	3,8

Preise € kg/Nährstoff Mineraldünger		
N	P2O5	K2O
1,2	1,8	1

N	P2O5	K2O	Summe €/m3
5	5	4	14

	t/m3 je ha	Nährstoffmengen kg/ha		
		N	P2O5	K2O
HTK	6	80	131	114
Rindergülle	38	80	65	39
Champost	30	24	141	180
Gärssubstrat	22	77	51	121
Kompost	45	27	230	360
Schweinegülle	19	80	53	72

Düngewert in €/ha			
N	P2O5	K2O	Summe
96	237	114	447
96	117	39	252
29	254	180	463
92	91	121	304
32	413	360	806
96	96	72	264

Zieldüngung kg/ha N	80
---------------------	----

	Kosten €/m3	Kosten €/ha	Gewinn €/ha
HTK	20	114	333
Champost	7	210	253
Gärssubstrat	4	88	216
Kompost	4	180	626
Schweinegülle	3	57	207

## Zielvorgaben/Kultur

Mais	100 N
Getreide Frühjahr	70-80 N
Zuckerrüben	70-80 N
Raps	70-80 N

(Quelle: Jörg Klingenmaier, LWK NRW Düren)



## Praktisch verhandelte Maispreise Ernte 2009 frei Feld

**5-Jahresvertrag von 2006, Region Hunsrück, 500 kW-Anlage**

**18,50 €/t Frischmasse                   ⇒                   840.000 €/a**

**Jahrespreis, Region Eifel, 500 kW-Anlage**

**19,50 €/t Frischmasse                   ⇒                   875.000 €/a**

**7-Jahresvertrag, Region Bielefeld, 500 kW-Anlage**

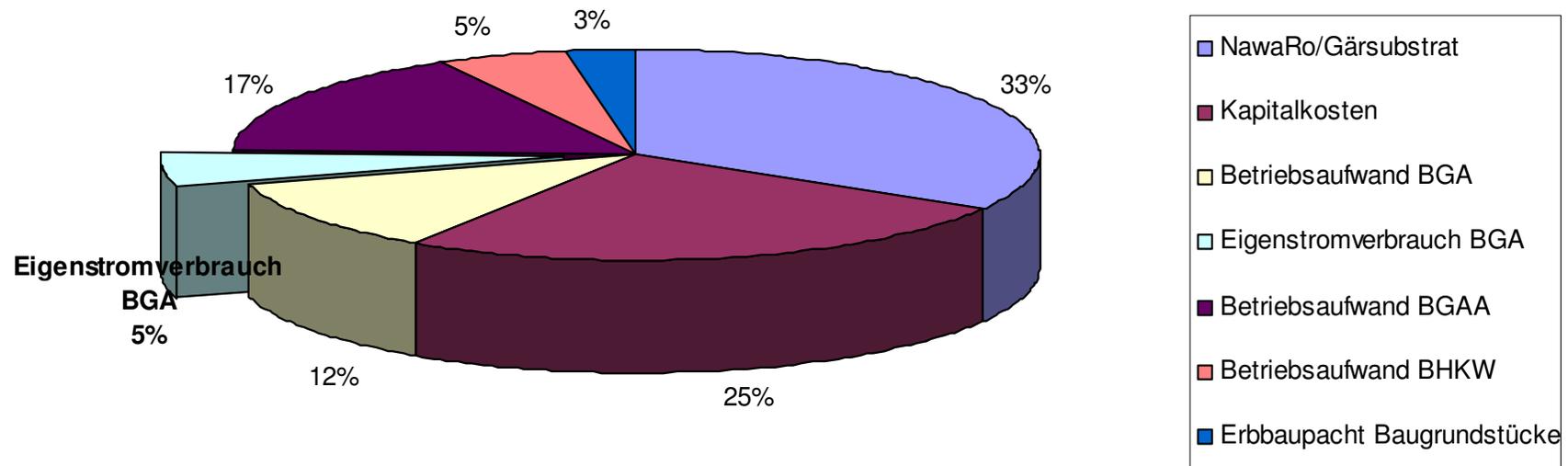
**22,50 €/t Frischmasse                   ⇒                   1.015.000 €/a**

**20-Jahresvertrag, BGA mit BGAA**

**26,50 €/t Frischmasse                   ⇒                   1.120.000 €/a**



# Laufende Kosten Beispiel Biogasanlage mit Gasaufbereitung





# BGA Niederweiler, Kreis Bitburg-Prüm

- Falsche Rühr-Technik für verwendete Gärsubstrate
- Rührtechnik falsch installiert

**Eigenstromverbrauch 11,5 %**

**⇒ bei Beispiel BGA / BGAA 160.000 € Verlust / a**



Biogas

Erzeugung – Aufbereitung – Einspeisung  
Dipl.-Ing. Jürgen Neuß



# BGA Niederweiler, Kreis Bitburg-Prüm

Eigenstromverbrauch 5,4 %



Neues Rührwerk

Biogas

Erzeugung – Aufbereitung – Einspeisung

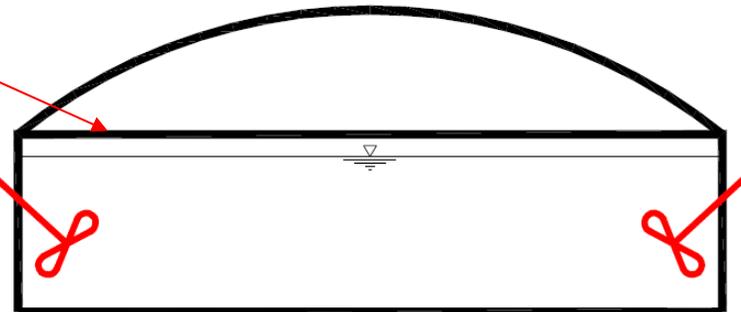
Dipl.-Ing. Jürgen Neuß



# Biogasanlage Niederweiler

große Oberfläche

Flachfermenter



Biogas

Erzeugung – Aufbereitung – Einspeisung

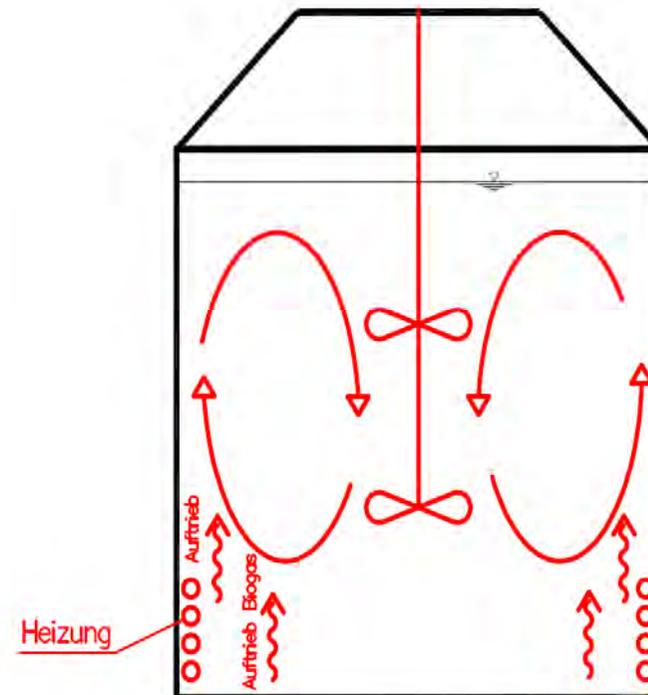
Dipl.-Ing. Jürgen Neuß



# Biogasanlage Gangelt



Zentral gerührter, senkrechter Fermenter



- Verhältnis Durchmesser/Höhe 1:1
- Eigenstromverbrauch BGA  $\ll$  5 %



## Fazit und Ausblick

- In Zukunft wird nahezu ausschließlich die Biogasverstromung mit Nutzung der BHKW-Abwärme wirtschaftlich sein
- Die Biomethan-Einspeisung bietet die Möglichkeit der Biogaserzeugung und der Verwertung an getrennten, jeweils optimalen Standorten
- Die langfristige Unabhängigkeit vom konkreten Wärmenutzer ist gewährleistet
- Ein Anteil von 10% des derzeitigen Erdgasverbrauchs bis 2030 für Biomethan-Einspeisung ist die Zielsetzung der Bundesregierung
- Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) fördert auch die Biomethan-Einspeisung
- Die Preisentwicklung bei Substraten und Strom kann die Wirtschaftlichkeit erheblich einschränken
  - Die Optimierung der Sortenwahl und der Anbaumethoden wird zu höheren Flächenerträgen führen
  - Substratdiversität bringt Spielräume
  - Eigenstromerzeugung ist ggf. kostengünstiger als Stromeinkauf
- Innovative Technologie kann erhöhte Anforderungen aus Behördenauflagen und in der Inbetriebnahme verursachen

**Fazit: Die Biomethan-Einspeisung hat ein erhebliches Wachstums-Potenzial**



**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit**

**Dipl.-Ing. Helmut Berg**

**Dipl.-Ing. Jürgen Neuß**

**Ingenieurbüro H. Berg & Partner GmbH**

**Malmedyer Straße 30, 52066 Aachen**

**Tel. 0241 – 946230**

**[www.bueroberg.de](http://www.bueroberg.de)**